

EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA EFICIENCIA DEL  
COMPLETAMIENTO ACTUAL DE UN POZO DEL CAMPO B EN LA CUENCA  
CAGUAN PUTUMAYO MEDIANTE UN ANÁLISIS NODAL.

JUAN SEBASTIAN SOLANO GARCIA  
JORGE LUIS VARON GOMEZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2018

EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA EFICIENCIA DEL  
COMPLETAMIENTO ACTUAL DE UN POZO DEL CAMPO B EN LA CUENCA  
CAGUAN PUTUMAYO MEDIANTE UN ANÁLISIS NODAL.

JUAN SEBASTIAN SOLANO GARCIA  
JORGE LUIS VARON GOMEZ

Proyecto integral de grado para optar por el título  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director  
Jorge Ivan Espinosa  
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2018



Nota de Aceptación

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Ing.

---

Ing.

---

Ing.

Bogotá D.C Agosto de 2018

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vice-rectora Académica y de posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano Facultad de Ingeniería

**Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**

Director (E) Facultad de Ingeniería de Petróleos

**Dr. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA**

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

## AGRADECIMIENTOS

LOS AUTORES EXPRESAN SUS AGRADECIMIENTOS A:

**Dios** por brindarnos el camino correcto para cumplir nuestros objetivos en esta primera etapa de la vida profesional y lograr finalizar el proyecto de grado en las mejores condiciones con el apoyo de la Universidad América, la empresa Gran Tierra Energy Inc. y nuestros familiares

A la **Fundación Universidad América** por brindarnos la guía y el conocimiento necesario por medio de sus instalaciones, plantel académico e investigaciones para la elaboración del proyecto

Ingeniero **Alberto Ríos González** de la Fundación Universidad de América por su guía y verificación del proyecto, teniendo como objetivo el desarrollo óptimo de la investigación.

Ingeniero **Luis González Restrepo** de la Universidad de América, por la asesoría en aspectos financieros del proyecto.

Geólogo **Alejandro Parra Rojas** de la Universidad de América, por la asesoría geológica del proyecto.

A **Gran Tierra Energy Inc.** Por brindarnos su apoyo profesional, técnico y económico durante la realización del proyecto.

Ingeniero **Jorge Iván Espinosa** de Gran Tierra Energy Inc. por su conocimiento, asesoría y acompañamiento en la realización del proyecto.

Ingeniero **Jhon Alexander** de Joa Petrol por su conocimiento, asesoría y seguimiento en la realización de las simulaciones.

Ingeniera **María Díaz** de Gran Tierra Energy Inc. por su conocimiento, asesoría y acompañamiento en la realización del proyecto.

Abogada **Laura Gonzalez** de Gran Tierra Energy Inc. por su conocimiento, asesoría y acompañamiento en la realización del proyecto.

Nuestros Padres como la principal fuente de apoyo, ánimo y esfuerzo al mostramos el camino correcto para llegar a este punto en nuestras vidas y poder realizar este proyecto.

## CONTENIDO

	pág.
<b>RESUMEN</b>	<b>21</b>
<b>INTRODUCCION</b>	<b>22</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>23</b>
<b>1. GENERALIDADES GEOLOGICAS DEL CAMPO B</b>	<b>24</b>
<b>1.1 HISTORIA DEL CAMPO B</b>	<b>24</b>
<b>1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO B</b>	<b>24</b>
<b>1.3 MARCO GEOLOGICO</b>	<b>27</b>
1.3.1 Columna estratigráfica	27
1.3.2 Estratigrafía	28
1.3.2.1 Estratigrafía del subsuelo	28
<b>1.4 GEOLOGIA DEL PETROLEO</b>	<b>39</b>
1.4.1 Roca generadora	39
1.4.2 Roca reservorio	39
1.4.3 Roca sello	39
1.4.4 Tectónica y entrapamiento.	39
<b>1.5 HISTORIA DE PRODUCCION</b>	<b>41</b>
1.5.1 Método de producción	42
Caballos	43
1.5.2 Tiempo en producción	43
1.5.3 Número de pozos	43
<b>2. SELECCIÓN DE POZO A EVALUAR</b>	<b>44</b>
<b>2.1 SELECCIÓN DEL POZO 4</b>	<b>44</b>
2.1.1 Selección de pozos por debajo de las declinaciones	44
2.1.2 Selección de pozos con respecto a sus intervalos productores	45
2.1.3 Selección de pozos según las premisas de las declinaciones	46
2.1.4 Selección de pozos con respecto a sus condiciones petrofísicas y operativas	47
<b>3. VERIFICACIÓN DE LAS DECLINACIONES</b>	<b>49</b>
<b>3.1 REVISIÓN DE LA DATA PARA LOS CÁLCULOS DE LAS DECLINACIONES</b>	<b>49</b>
<b>3.2 VALIDACIÓN DE LA DATA</b>	<b>49</b>
<b>4. GENERALIDADES DEL POZO 4</b>	<b>54</b>
<b>4.1 HISTORIA DEL POZO 4D</b>	<b>54</b>
<b>4.2 COMPLETAMIENTO DEL POZO 4</b>	<b>56</b>
<b>4.3 LOCALIZACION DEL POZO 4 EN EL CAMPO B</b>	<b>56</b>
<b>4.4 PETROFISICA DEL POZO 4D</b>	<b>56</b>
<b>4.5 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO 4D</b>	<b>60</b>

<b>4.6 DECLINACIONES ESTIMADAS DEL POZO 4</b>	<b>60</b>
<b>5 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL</b>	<b>62</b>
<b>5.1 BOMBEO MECANICO</b>	<b>62</b>
<b>5.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE</b>	<b>63</b>
<b>5.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS</b>	<b>64</b>
<b>5.4 GAS LIFT</b>	<b>65</b>
<b>5.5 BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET</b>	<b>66</b>
5.5.1 Condiciones actuales de Bombeo hidráulico tipo jet en el pozo 4.	66
5.5.1.1 Condiciones operacionales del Campo B	67
5.5.1.2 Características de operación del equipo de subsuelo	68
5.5.1.3 Medidas de boquillas y gargantas	69
5.5.1.4 Especificaciones técnicas	71
<b>6. MÁTRIZ DE SELECCION PARA LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL APLICADOS AL POZO 4D</b>	<b>72</b>
<b>7. ANÁLISIS NODAL</b>	<b>76</b>
<b>7.1 PROCESO DEL ANÁLISIS NODAL</b>	<b>76</b>
7.1.1 Determinación de la capacidad de flujo	77
7.1.1.1 Efectos del diámetro del tubo	78
<b>7.2 CASO POZO 4 ACTUAL</b>	<b>80</b>
7.2.1 Recopilación de datos.	81
7.2.2 Efectuar el resumen de opciones (Options Summary)	82
7.2.3 Ingresar los datos PVT (PVT Data)	83
7.2.4 Obtener la curva de comportamiento de afluencia (IPR Data).	84
7.2.5 Definir las características mecánicas del pozo (Equipment Data).	85
7.2.5.1 Ingresar los datos de la desviación del pozo (Deviation Survey).	86
7.2.5.2 Ingresar los datos del equipo de fondo (Downhole Equipment).	87
7.2.5.3 Ingresar el gradiente geotérmico de la formación (Geothermal Gradient).	88
7.2.6 Efectuar el resumen del análisis (Analysis Summary).	89
<b>7.3 CASO POZO 4 FINAL</b>	<b>94</b>
7.3.1 Caso pozo 4 final bombeo electro sumergible (BES).	94
7.3.1.1 Efectuar el resumen de opciones (Options Summary)	95
7.3.1.2 Ingresar los datos PVT (PVT Data)	96
7.3.1.3 Ingresar los datos ESP (ESP Data)	97
7.3.1.4 Resultados simulación ESP	98
7.3.1.5 Análisis nodal escenario ESP	99
7.3.1.6 Proyeccion del escenario ESP	100
7.3.2 Caso pozo 4 final bombeo cavidades progresivas (PCP).	101
7.3.2.1 Efectuar el resumen de opciones (Options Summary)	101
7.3.2.2 Ingresar los datos PVT (PVT Data)	103
7.3.2.3 Ingresar los datos del equipo de fondo PCP	104
7.3.2.4 Ingresar los datos PCP (PCP Data)	105
7.3.2.5 Resultados simulación PCP	106
7.3.2.6 Análisis nodal escenario PCP	107

7.3.3 Caso pozo 4 final Bombeo Mecanico (BM).	108
7.3.3.1 Efectuar el resumen de opciones (Options Summary)	108
7.3.3.2 Ingresar los datos PVT (PVT Data)	109
7.3.3.3 Ingresar los datos BM (BM Data)	110
7.3.3.4 Resultados simulación BM	112
7.3.3.5 Análisis nodal escenario BM	113
7.3.3.6 Proyeccion del escenario Bombeo Mecanico	113
7.3.4 Caso pozo 4 final gas lift (GL).	114
7.3.4.1 Efectuar el resumen de opciones (Options Summary)	114
7.3.4.2 Ingresar los datos PVT (PVT Data)	116
7.3.4.3 Ingresar los datos GL (GL Data)	117
7.3.4.4 Resultados simulación GL	119
7.3.4.5 Análisis nodal escenario GL	120
7.3.4.6 Proyección del escenario Gas Lift.	120
<b>8. ANALISIS DE RESULTADOS</b>	<b>122</b>
<b>9. EVALUACION FINANCIERA</b>	<b>124</b>
<b>9.1 EVALUACION DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)</b>	<b>124</b>
<b>9.2 EVALUACION DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)</b>	<b>130</b>
<b>9.3 EVALUACION DE INGRESOS</b>	<b>133</b>
<b>9.4 EVALUCIÓN FINANCIERA</b>	<b>138</b>
9.4.1 Flujo de Caja	138
9.4.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)	141
9.4.3 Relacion Beneficio/Costo (B/C)	142
9.4.3.1 Resultados Relacion Beneficio/Costo (B/C)	144
9.4.4 Valor Presente Neto (VPN)	144
9.4.4.1 Resultados Valor Presente Neto (VPN)	146
9.4.5 Conclusión de la evaluación financiera	146
<b>10.CONCLUSIONES</b>	<b>147</b>
<b>11. RECOMENDACIONES</b>	<b>149</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.</b>	<b>150</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>152</b>

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1</b> Declinaciones de los pozos presentes en el campo B.	44
<b>Tabla 2.</b> Tipo de formación productora presente en cada pozo	45
<b>Tabla 3.</b> Condición de operación y status de los pozos en el campo B.	46
<b>Tabla 4.</b> Calificación de los Pozos candidatos a la evolución del completamiento.	48
<b>Tabla 5.</b> Porcentajes de error suministrado por los software Zafiro-OFM.	51
<b>Tabla 6.</b> Generalidades del Pozo 4 presente en el campo B.	54
<b>Tabla 7.</b> Condiciones operacionales campo B.	68
<b>Tabla 8.</b> Medidas de areas boquilla-garganta proveedor para el Campo B.	70
<b>Tabla 9.</b> Propiedades del Pozo 4D para la matriz de selección.	73
<b>Tabla 10.</b> Matriz de selección del nuevo sistema de levantamiento artificial para el pozo 4D.	75
<b>Tabla 11.</b> Sensibilidad equipo ESP de Centrilift con bombas de Prosper.	95
<b>Tabla 12.</b> Resultados simulaciones en términos volumetricos.	122
<b>Tabla 13.</b> Resultados simulaciones en términos de PWF, IP y DD.	122
<b>Tabla 14.</b> Casos Viables desde el punto de vista Tecnico.	123
<b>Tabla 15.</b> Costos de Servicios de Workover para el Escenario 1 (Cifras en \$USD).	124
<b>Tabla 16.</b> Costos de Activos del Escenario 1 (Cifras en \$USD).	125
<b>Tabla 17.</b> Costos Totales de inversión para el Escenario 1 (Cifras en \$USD).	125
<b>Tabla 18.</b> Costos de Servicios de Workover para el Escenario 2 (Cifras en \$USD).	126
<b>Tabla 19.</b> Costos de activos del Escenario 2 (Cifras en \$USD).	126
<b>Tabla 20.</b> Costos Totales de inversión para el Escenario 2 (Cifras en \$USD).	127
<b>Tabla 21.</b> Costos de Servicios de Workover para el Escenario 4 (Cifras en \$USD).	127
<b>Tabla 22.</b> Costos de activos del Escenario 4 (Cifras en \$USD).	128
<b>Tabla 23.</b> Costos de activos construcción del gasoducto para el Escenario 3 (Cifras en \$USD).	129
<b>Tabla 24.</b> Costos Totales de inversión para el Escenario 4 (Cifras en \$USD).	130
<b>Tabla 25.</b> Costos operacionales del Escenario 1 (Cifras en \$USD).	131
<b>Tabla 26.</b> Costos operacionales del Escenario 3 (Cifras en \$USD).	132
<b>Tabla 27.</b> Costos operacionales del Escenario 4 (Cifras en \$USD).	132
<b>Tabla 28.</b> Precio de venta de crudo para el Campo B.	133
<b>Tabla 29.</b> Producción neta del Escenario 1.	134
<b>Tabla 30.</b> Ingresos del Escenario 1(Cifras en \$USD).	135



<b>Tabla 31.</b> Producción neta del Escenario 3.	<b>136</b>
<b>Tabla 32.</b> Ingresos del Escenario 3 (Cifras en \$USD).	<b>136</b>
<b>Tabla 33.</b> Producción neta del Escenario 4.	<b>137</b>
<b>Tabla 34.</b> Ingresos del Escenario 4 (Cifras en \$USD).	<b>138</b>
<b>Tabla 35.</b> Resultados relación Beneficio/Costo (B/C) de los 4 escenarios.	<b>144</b>
<b>Tabla 36.</b> Resultados Valor presente Neto de todos los escenarios.	<b>146</b>

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Mapa de la localización del Campo B, cuenca Caguan Putumayo.	<b>26</b>
<b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica cuenca Caguan-Putumayo	<b>27</b>
<b>Figura 3.</b> Sísmica de la tectónica y entrapamiento del Pozo 4 en el campo B.	<b>41</b>
<b>Figura 4.</b> Estado Mecánico del Pozo 4D.	<b>57</b>
<b>Figura 5.</b> Localización geográfica del pozo 4D dentro del Campo B.	<b>58</b>
<b>Figura 6.</b> Principales propiedades petrofísica del Pozo 4D	<b>59</b>
<b>Figura 7.</b> Diagrama del sistema de Bombeo mecánico	<b>62</b>
<b>Figura 8.</b> Diagrama del Sistema Bombeo Electrosumergible	<b>63</b>
<b>Figura 9.</b> Sistema Bombeo Por Cavidades Progresivas	<b>64</b>
<b>Figura 10.</b> Sistema Gas lift.	<b>65</b>
<b>Figura 11.</b> Bateria Bombeo Hidráulico tipo Jet.	<b>67</b>
<b>Figura 12.</b> Sistema bombeo hidráulico efecto Venturi (boquilla-garganta)	<b>69</b>
<b>Figura 13.</b> Nodos más usados para un respectivo análisis nodal.	<b>76</b>
<b>Figura 14.</b> Capacidad de flujo inflow y outflow.	<b>78</b>
<b>Figura 15.</b> Efectos del diametro del tubo (Inflow)	<b>79</b>
<b>Figura 16.</b> Efectos del diámetro del tubo (Outflow).	<b>80</b>
<b>Figura 17.</b> Ventana inicial de simulación de análisis nodal del software Prosper.	<b>81</b>
<b>Figura 18.</b> Ventana Options Summary simulador Prosper.	<b>83</b>
<b>Figura 19.</b> Ventana PVT Data simulador Prosper.	<b>84</b>
<b>Figura 20.</b> Ventana de ingreso de IPR Data simulador Prosper.	<b>85</b>
<b>Figura 21.</b> Ventana Equipment Data simulador Prosper.	<b>85</b>
<b>Figura 22.</b> Ventana desviación del pozo software Prosper.	<b>86</b>
<b>Figura 23.</b> Ventana Desviation Survey simulador Prosper.	<b>87</b>
<b>Figura 24.</b> Ventana Downhole Equipment simulador Prosper.	<b>88</b>
<b>Figura 25.</b> Ventana gradiente geotérmico simulador Prosper.	<b>89</b>
<b>Figura 26.</b> Ventana parámetros cargados Prosper.	<b>89</b>
<b>Figura 27.</b> Ventana Matched PVT.	<b>90</b>
<b>Figura 28.</b> Interfaz simulación Bombeo Hidráulico Tipo jet.	<b>91</b>
<b>Figura 29.</b> Ventana Options Summary simulador Prosper.	<b>96</b>
<b>Figura 30.</b> Ventana PVT Data simulador Prosper.	<b>97</b>
<b>Figura 31.</b> Datos ESP simulador Prosper.	<b>97</b>
<b>Figura 32.</b> Resultados simulacion ESP.	<b>99</b>
<b>Figura 33.</b> Ventana Options Summary simulador Prosper.	<b>103</b>
<b>Figura 34.</b> Ventana PVT Data simulador Prosper.	<b>104</b>
<b>Figura 35.</b> Equipo de fondo PCP.	<b>105</b>
<b>Figura 36.</b> Datos levantamiento PCP.	<b>105</b>
<b>Figura 37.</b> Resultados simulacion PCP.	<b>106</b>
<b>Figura 38.</b> Ventana Options Summary simulador Prosper.	<b>109</b>

<b>Figura 39.</b> Ventana PVT Data simulador Prosper.	<b>110</b>
<b>Figura 40.</b> Datos Bombeo Mecanico simulador Prosper.	<b>111</b>
<b>Figura 41.</b> Resultados simulacion BM.	<b>112</b>
<b>Figura 42.</b> Ventana Options Summary simulador Prosper.	<b>116</b>
<b>Figura 43.</b> Ventana PVT Data simulador Prosper.	<b>117</b>
<b>Figura 44.</b> Datos Levantamiento Gas lift.	<b>118</b>
<b>Figura 45.</b> Resultados simulacion GL.	<b>119</b>
<b>Figura 46.</b> Distancia Campo B- gasoducto pitalito.	<b>129</b>
<b>Figura 47.</b> Flujo de caja para el Escenario 1.	<b>139</b>
<b>Figura 48.</b> Flujo de caja neto para el Escenario 1.	<b>139</b>
<b>Figura 49.</b> Flujo de caja para el Escenario 3.	<b>139</b>
<b>Figura 50.</b> Flujo de caja neto para el Escenario 3.	<b>140</b>
<b>Figura 51.</b> Flujo de caja para el Escenario 4.	<b>140</b>
<b>Figura 52.</b> Flujo de caja neto para el Escenario 4.	<b>140</b>

## LISTA DE GRAFICAS

	pág.
<b>Grafica 2.</b> Historial de producción del pozo 4 en el campo B	<b>42</b>
<b>Grafica 3.</b> Comparación de Datos de producción de los software Zafiro VS OFM.	<b>50</b>
<b>Grafica 4.</b> Producción acumulada del pozo 4D.	<b>60</b>
<b>Grafica 5.</b> Declinaciones del pozo 4D.	<b>61</b>
<b>Grafica 6.</b> IPR Y VLP sin levantamiento artificial.	<b>92</b>
<b>Grafica 7.</b> IPR Y VLP con levantamiento artificial Jet Pump.	<b>93</b>
<b>Grafica 8.</b> Match VLP con levantamiento artificial Jet Pump.	<b>94</b>
<b>Grafica 9.</b> Match VLP con levantamiento artificial ESP.	<b>100</b>
<b>Grafica 10.</b> Proyeccion de produccion escenario ESP.	<b>101</b>
<b>Grafica 11.</b> IPR Y VLP con levantamiento artificial PCP.	<b>107</b>
<b>Grafica 12.</b> IPR Y VLP con levantamiento artificial BM.	<b>113</b>
<b>Grafica 13.</b> Proyeccion de produccion escenario BM.	<b>114</b>
<b>Grafica 14.</b> IPR Y VLP con levantamiento artificial GL.	<b>120</b>
<b>Grafica 15.</b> Proyeccion de produccion escenario GL.	<b>121</b>

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Porcentaje error absoluto y relativo	<b>49</b>
<b>Ecuación 2.</b> Determinación de la presión del nodo (inflow).	<b>77</b>
<b>Ecuación 3.</b> Determinación de la presión del nodo (outflow).	<b>77</b>
<b>Ecuación 4.</b> Determinación de la nueva presión del nodo (inflow).	<b>79</b>
<b>Ecuación 5.</b> Determinación de la nueva presión del nodo (outflow).	<b>79</b>
<b>Ecuación 7.</b> Cálculo de ingresos.	<b>134</b>
<b>Ecuación 8.</b> Flujo de Caja Neto.	<b>138</b>
<b>Ecuación 9.</b> Conversión de tasas.	<b>141</b>
<b>Ecuación 10.</b> Cálculo de la TIO bimestral del proyecto.	<b>142</b>
<b>Ecuación 11.</b> Cálculo de la relación Beneficio/Costo (B/C).	<b>142</b>
<b>Ecuación 12.</b> Cálculo del Valor Presente Neto (VPN).	<b>144</b>

## LISTA DE ABREVIATURAS

**%:** porcentaje  
**°:** grados  
**':** Pies  
**“:** pulgadas  
**°F:** grados Fahrenheit  
**°C:** grados Celsius  
**A:** área expuesta al flujo  
**ALS:** artificial lift system (Sistema de levantamiento artificial)  
**ANH:** Agencia Nacional de Hidrocarburos  
**°API:** densidad API del aceite.  
**B<sub>o</sub>:** factor volumétrico del petróleo.  
**B<sub>g</sub>:** factor volumétrico del gas.  
**B<sub>w</sub>:** factor volumétrico del agua.  
**BM:** bombeo mecánico  
**BH:** bombeo hidráulico  
**BJ:** bomba Jet  
**BBL:** Barrels (Barriles de aceite)  
**BCP:** bombeo de cavidades progresivas  
**BES:** bombeo electrosumergible  
**BPM:** barriles por minuto  
**BOPD:** barriles de petróleo por día  
**BS&W:** contenido de agua y sedimentos en el petróleo  
**DD:** Drawdown (prueba de presión drawdown)  
**EOR:** recuperación mejorada de petróleo  
**EF:** eficiencia de flujo  
**f:** factor de fricción  
**Ft:** pies  
**GE:** gravedad específica  
**GL:** gas lift (Levantamiento con gas)  
**GOR:** gas-oil rate (Relación gas petróleo)  
**HC:** Hidrocarburos  
**Hz:** Hertz  
**IPR:** inflow performance relationship (Comportamiento de afluencia del yacimiento)  
**IP:** índice de productividad  
**J:** índice de productividad  
**k:** permeabilidad de la roca  
**k<sub>o</sub>:** permeabilidad efectiva al aceite  
**k<sub>ro</sub>:** permeabilidad relativa al aceite  
**k<sub>g</sub>:** permeabilidad efectiva al gas  
**k<sub>w</sub>:** permeabilidad efectiva al agua  
**Km:** kilómetros  
**LTD:** limitada  
**MD:** measured depth (Profundidad medida)

**N/T:** nozzle-throat (Boquilla-garganta)  
**mm:** milímetros  
**P\*:** presión al nivel de sensor  
**P<sub>s</sub>:** presión estática  
**P<sub>SEP</sub>:** presión de separación  
**P<sub>Wh</sub>:** presión de cabezal  
**P<sub>wf</sub>:** presión de fondo fluyente  
**PSIA:** pound square inch absolute (Libras por pulgada cuadrada absoluta)  
**POOH:** put out of hole (Poner fuera del pozo)  
**q<sub>o</sub>:** caudal de petróleo  
**q<sub>g</sub>:** caudal de gas  
**q<sub>w</sub>:** caudal de agua  
**R:** constante universal de los gases ideales  
**R:** relación gas-aceite  
**r<sub>w</sub>:** radio del pozo  
**r<sub>e</sub>:** radio de drenaje  
**R<sub>s</sub>:** relación de solubilidad  
**RIH:** run in hole (Correr dentro del pozo)  
**RPM:** revoluciones por minuto  
**S:** factor de daño de formación  
**S<sub>o</sub>:** saturación de petróleo  
**S<sub>g</sub>:** saturación de petróleo  
**S<sub>w</sub>:** saturación de petróleo  
**SLA:** Sistemas de levantamiento artificial.  
**SPM:** strokes por minuto  
**T:** temperatura  
**TVD:** true vertical depth (Profundidad vertical real)  
**VPN:** valor presente neto  
**VLP:** Vertical Lift Performance (Desempeño del levantamiento vertical)  
**Z:** factor de compresibilidad del gas

## GLOSARIO

**AGUAS ARRIBA:** referente a equipos, sistemas u objetos encontrados antes de cada de uno de los elementos anteriormente mencionados.

**AGUAS ABAJO:** referente a equipos, sistemas u objetos encontrados después de cada de uno de los elementos anteriormente mencionados.

**ANÁLISIS NODAL:** análisis que se le realiza a un sistema de producción donde se toman diferentes puntos de referencias o nodos con el fin de encontrar posibles fallas del sistema, parámetros operativos no eficientes y posibilidades de optimización del sistema.

**CABEZA DE POZO:** equipo o herramienta diseñada mediante un juego de válvulas como control primario superficial del pozo.

**CAMPO:** lugar conformado por distintas locaciones, el cual debajo del mismo se encuentra un yacimiento petrolífero el cual contiene volúmenes considerables para la industrialización del petróleo

**CAPA:** unidad de roca formal de menor tamaño con la que se referencia un estrato dentro de una columna estratigráfica.

**CASING:** tubería de gran diámetro que proporciona un sistema adecuado para la comunicación pozo-cabecal, se encarga de dar estabilidad a las paredes y protección al pozo. Se instala en el proceso de perforación del hueco, protege cuerpos de agua de contaminaciones de proceso.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** ordenamiento de depositación de los estratos donde se encuentra la más antigua a la más moderna, de las unidades estratigráficas existentes en área determinada.

**DAÑO DE FORMACIÓN:** pérdida de permeabilidad de una formación, debido a afectaciones externas e internas, donde la primera puede ser por operaciones llevadas a cabo en pozo y las segundas retribuidas a la madurez del yacimiento.

**EMPAQUE:** tubería diseñada que sirve para separar zonas y espacios mediante sellos elastómeros las cuales se instalan en los espacios anulares de los pozos.

**ESPACIO ANULAR:** área o espacio que se genera entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, por donde se permite fluir los fluidos de la industria.



**ESPESOR:** longitud entre el tope y la base de una roca que delimita la distancia de acumulación que habrá de un tipo de roca, conjunto de capas caracterizando el volumen poroso que se encuentra en la roca.

**FORMACIÓN:** agrupación de rocas las cuales que según sus características son caracterizados como una agrupación geológica.

**LITOLOGÍA:** estudio que se encarga de la caracterización y clasificación de los ambientes sedimentarios en los que se puede llegar a depositar la roca, las cuales se pueden dividir en sedimentarias ígneas y metamórficas.

**MIGRACIÓN:** momento en el cual se da el transporte de los hidrocarburos através de los poros de la roca generadora con el fin de llegar al sistema petrolero conformado por una trampa, rocas sellos y almacén que permitirán la acumulación de hidrocarburos hasta un volumen económicamente viable.

**POZO PETROLERO:** perforación de un pozo adecuada para la producción de hidrocarburos, medio por el cual se comunica un yacimiento con las facilidades encargadas de producir económicamente viable el fluido.

**ROCAS:** material en el cual se pueden acumular un volumen económicamente viable para la explotación de los hidrocarburos, formado principalmente por una roca matriz y una asociación de minerales el cual puede ser porosa y permeable para la producción de hidrocarburos.

**ROCA GENERADORA:** roca la cual debe contener bastante materia orgánica (mínimo 3% de materia orgánica para que pueda generar hidrocarburo) para generar grandes volúmenes de hidrocarburos<sup>1</sup>.

**ROCA RESERVORIO:** se trata de una roca la cual en yacimientos convencionales se refiere a las rocas sedimentarias la cual debe tener una permeabilidad y porosidad considerable para permitir el almacenamiento y flujo del petróleo.

**ROCA SELLO:** roca la cual debe ser lo suficientemente impermeable para ser el sello hidráulico que impedirá el flujo del petróleo acumulándolo en la roca contenedora.

**SISTEMA PETROLÍFERO:** es un sistema geológico que abarca las rocas generadoras de hidrocarburos relacionadas e incluye a todos los elementos y

---

<sup>1</sup> LA COMUNIDAD PETROLERA, Sistema Petrolifero, 5-febrero de 2018, Disponible en: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/sistema-petrolero.html>

procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburo<sup>2</sup>.

**TRAMPA:** zona de una roca contenedora la cual debe ser porosa y permeable en la que los hidrocarburos se almacenan.

---

<sup>2</sup> Ibid.

## RESUMEN

El presente trabajo de grado, tiene como objetivo principal realizar a cabo una evaluación técnica y financiera de la eficiencia del completamiento actual del pozo 4D en el campo B, localizado en la cuenca Caguan-Putumayo, mediante el software Prosper de Petroleum Experts con énfasis en análisis nodal suministrado por la empresa, recopilando información de: el estado mecánico, Yacimientos, Producción, fluidos de producción y facilidades en superficie, generando una base de datos para el pozo 4D con la cual se procede a realizar la simulación.

Posteriormente, después de tener los resultados de la simulación del completamiento actual , se propusieron 4 escenarios de trabajo de workover donde cada uno consideraba un tipo de levantamiento artificial diferente los cuales fueron: Bombeo electrosumergible, Bombeo Mecánico, Bombeo por cavidades progresivas y finalmente Gas Lift ; donde con cada uno de ellos se realizo su simulación respectiva, para evaluar técnicamente el mejor.

Finalmente, se realizo un análisis financiero mediante el uso de la relación beneficio-costos bajo el indicador valor presente neto (VPN), basado en los 4 escenarios propuestos de trabajo de workover, con el fin de evaluar cual de estos trabajos les resultaba financieramente mas atractivo para la optimización de la producción en la empresa.

**Palabras Clave:** Cuenca Caguan Putumayo, Análisis nodal, Completamiento Pozo, Eficiencia Completamiento, Declinación.

## INTRODUCCION

Cuando un yacimiento nuevo es descubierto, las producciones y presiones en las que se encuentran serán las mejores a lo largo del activo. El campo B es un campo maduro el cual fue descubierto en el 2007, después de una etapa productiva a lo largo de cinco años el campo fue sometido con procesos que por nombre tienen Técnicas de Recobro Secundario, definidas a su vez, como “Segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo.”<sup>3</sup> Cuando se empiezan a hacer recobros de petróleo significa que el campo ha iniciado una etapa de cambios en sus propiedades y se ha logrado desplazar una cantidad considerable de fluidos.

Con el paso del tiempo, la producción, movimiento de los fluidos en el yacimiento han sido implicados en procesos de inyección llegando a una etapa de irrupción de agua, en este punto progresivamente se han disminuido los niveles de petróleo aumentando el nivel del WOC (contacto agua petróleo), al producirse el agua se empiezan a disminuir los niveles productivos de petróleo hasta que el proyecto deja de ser rentable dependiendo del costo de levantamiento de un barril y de la velocidad de irrupción del agua.

Mediante estimaciones de declinación, las empresas operadoras de la industria del petróleo actualmente han ido incrementando el control de los activos, con el fin de poder evaluar el límite económico de un proyecto incluyendo la rentabilidad de una empresa mediante indicadores como sus reservas y la declinación de los yacimientos. La declinación de un yacimiento describe el decrecimiento de su presión y el comportamiento de depletamiento, parámetros que afectaran directamente a la energía disponible de yacimiento y por lo tanto de nuestro sistema de fondo. Cuando un completamiento junto con su sistema de levantamiento artificial no es eficiente, pueden llegar a crear inconvenientes en la producción demostrando un posible incumplimiento de las declinaciones estimadas limitando así la rentabilidad del proyecto.

Con el fin de poder evaluar cuál es el completamiento más eficiente para un pozo, en este trabajo de grado se enfatizara en la evaluación del completamiento y su sistema de levantamiento artificial, se realizaran simulaciones generando el mejor escenario posible para un pozo donde se tendrá en cuenta los distintos sistemas de levantamiento artificial, las diferentes herramientas del sistema de fondo, parámetros operativos del sistema de levantamiento artificial entre otros.

---

<sup>3</sup> Recuperado de: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary\\_recovery.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary_recovery.aspx)

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnica y financieramente la eficiencia del completamiento actual de un pozo del Campo B en la Cuenca Caguan Putumayo mediante un análisis nodal.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades Geológicas del Campo B.
2. Describir el estado mecánico del pozo sujeto a estudio.
3. Describir el sistema de levantamiento artificial y las condiciones operacionales del pozo.
4. Realizar una revisión de las declinaciones estimadas del pozo para la confirmación de los resultados de las estimaciones.
5. Realizar el análisis nodal con las condiciones actuales del pozo y los distintos escenarios.
6. Realizar una matriz de selección de los sistemas de levantamiento artificial, con los resultados obtenidos por la simulación del análisis nodal.
7. Evaluar la eficiencia del completamiento actual del pozo.
8. Simular las recomendaciones de la evaluación.
9. Realizar una evaluación financiera del proyecto mediante el indicador beneficio-costos.

## 1. GENERALIDADES GEOLOGICAS DEL CAMPO B

Con respecto a los objetivos planteados en este proyecto a continuación se exponen aspectos relevantes del Campo B asociados con su Historia, localización, geología y producción.

### 1.1 HISTORIA DEL CAMPO B

El 12 de Marzo del año 2007 bajo el contrato -CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCION CHAZA-, con el Ministerio de Minas y Energía, Gran Tierra Energy Colombia Ltda., inicia actividades del estudio del plan de desarrollo para presentar la declaración de comercialidad con una duración de 16 meses; el área contratada del campo B es de dos mil trecientas cincuenta y ocho (2.358) hectáreas.

En el Campo B se comienza con un programa de sísmica 3D el cual abarca un área de 70 km<sup>2</sup>, con el cual se espera definir la forma y el tamaño de la estructura del yacimiento, posteriormente se inician a perforar dos pozos exploratorios con el cual el Pozo-1 se descubre comercialidad y posteriormente se definen las facies de las arenas productoras como también determinar el contacto agua petróleo. Con el fin de predecir el comportamiento de producción de cada uno de los yacimientos se adelantaron pruebas extensas de producción donde se obtuvo información de presiones y productividad que permitieron estimar las reservas, mecanismos de producción y definir el plan de desarrollo para el campo, donde se incluyeron ubicación y número de pozos nuevos a perforar, también el dimensionamiento de las facilidades en superficie y diseño de la red de oleoductos para la explotación económica de las reservas.

El Campo B a la fecha (febrero del 2018), se encuentra produciendo bajo el contrato de la compañía operadora Gran Tierra Energy Colombia Ltda, cuenta con 31 pozos perforados, con un promedio de producción de 9.800 BOPD y gravedad API de 30°, siendo las principales zonas de producción las arenas de las formaciones Caballos y Villeta del Cretáceo Superior.

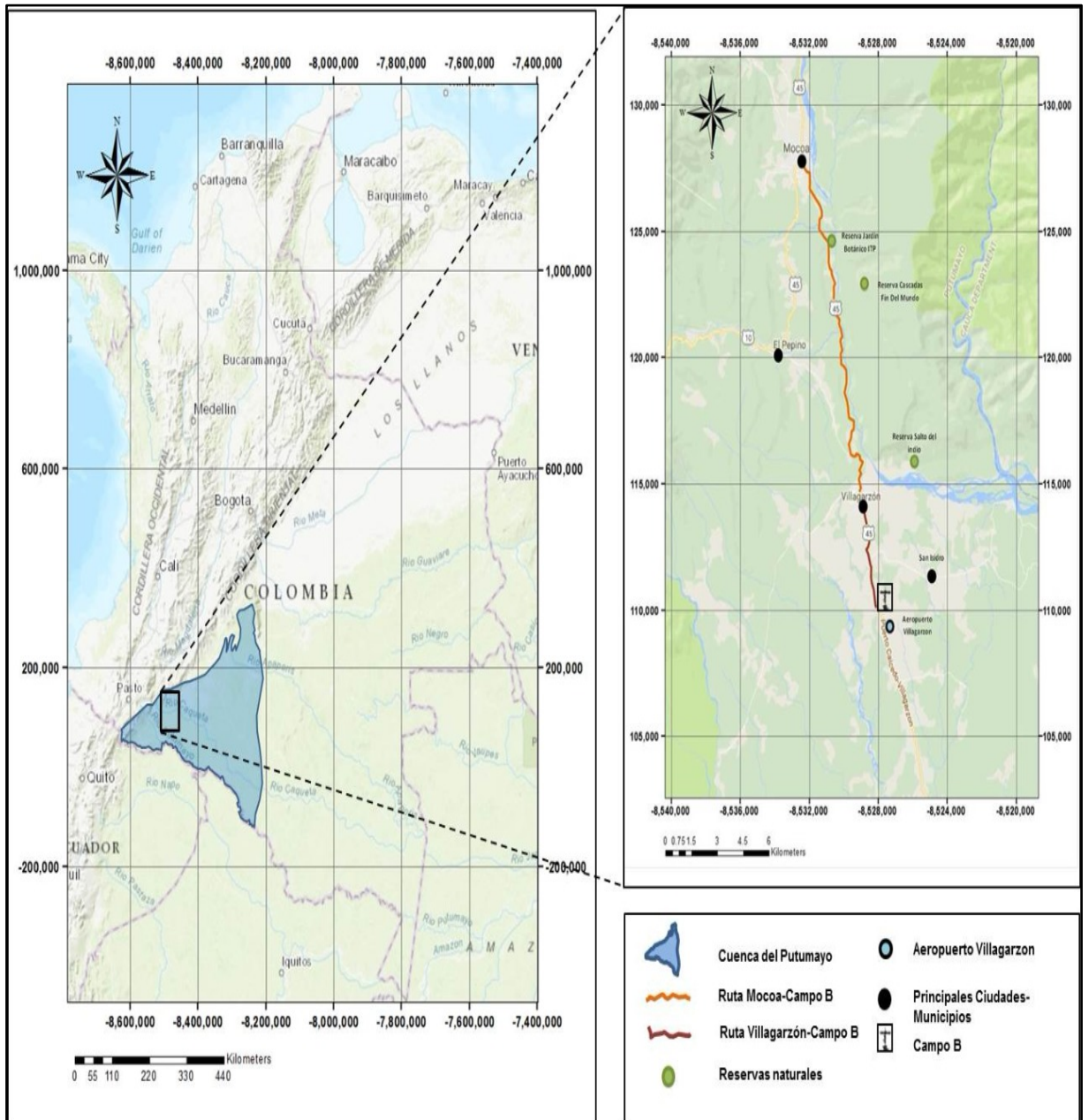
### 1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO B

El Campo B se encuentra ubicado en Colombia, en la cuenca Caguan Putumayo, en el departamento del Putumayo, municipio de Villa Garzón (Ver **Figura 1**). El pozo 1 se encuentra ubicado en el campo B, con unas coordenadas de superficie N: 600,802.1 E: 719,986.6, con origen en Bogotá.

Para acceder al Campo B por vía terrestre, se toma la carretera Bogotá-Putumayo, con una distancia de 646 km y el recorrido dura aproximadamente 11 horas y 30 minutos. La ruta inicia saliendo por el sur de Bogotá tomando la autopista sur por la salida Melgar/Cali, continua por la Cra 4 pasando por los municipios de Granada Y Soacha , posteriormente toma la Carretera 40 pasando por los municipios de Silvania y Fusagasugá, al terminar la variante Fusagasugá en la rotonda tomar la segunda salida y continua por dicha variante, pasando por los municipios de Boquerón y Melgar, continua recto por la AP Bogotá/Girardot/Melgar-Boquerón por un espacio de 13 km gira levemente a la izquierda y continua por la AP Bogotá/Girardot/Melgar-Boquerón, después de 10 km se gira a la derecha y se continua por la rampa Espinal-Girardot por un espacio de 15 km, en la rotonda toma la segunda salida dirección vía Guamo/Neiva por un espacio de 120 km, al llegar a Neiva se continua por la Carrera 45 Neiva-San Agustín y continua por un espacio de aproximadamente 80 km, después se toma la Carretera 45 vía Mocoa-Pitalito durante 126 Km y finalmente se continua vía Mocoa-Villagarzón por un espacio de 3 Km llegando a su destino final.

Para acceder al campo B por vía aérea desde Bogotá, se debe tomar un vuelo desde el Aeropuerto Internacional El Dorado hasta el Aeropuerto de Villagarzón, el cual tiene una duración de 45 minutos, realizando un recorrido de 498 km en línea recta; la única aerolínea que presta el servicio es Satena Colombia.

**Figura 1.** Mapa de la localización del Campo B, cuenca Caguan Putumayo.



**Fuente:** ArcGIS for desktop. Versión 10.4.1.5686: ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: <https://www.esri.com/en-us/home>

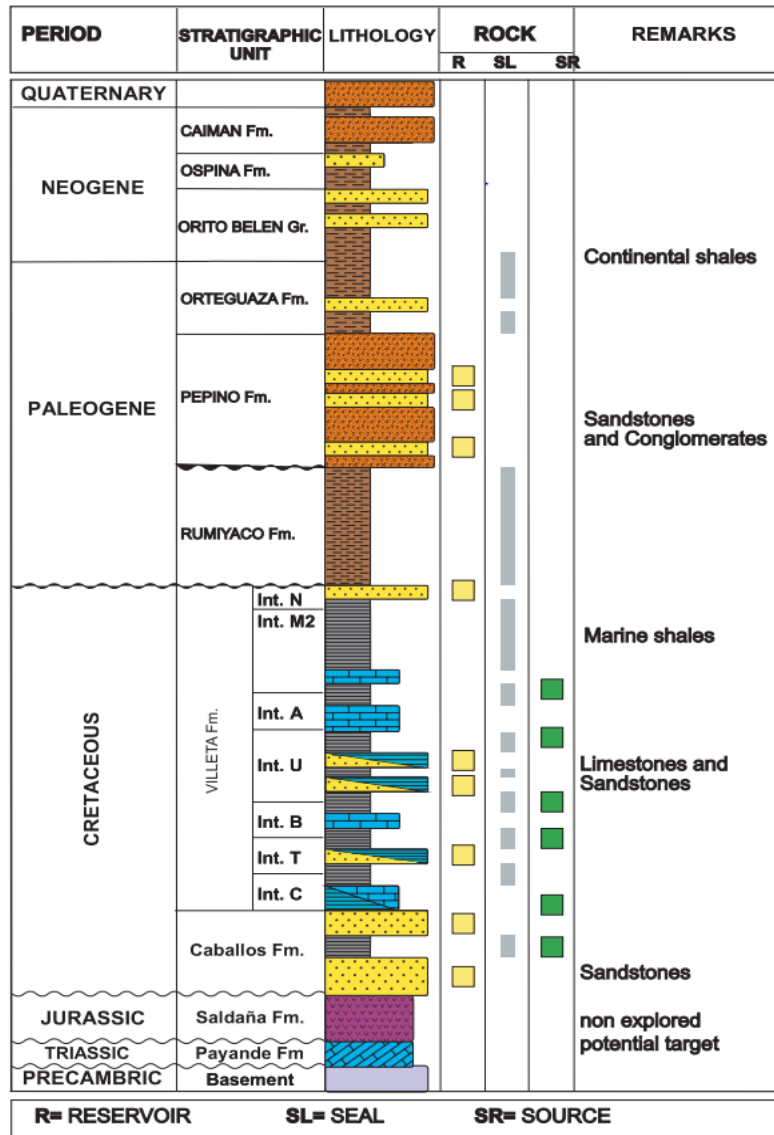


### 1.3 MARCO GEOLOGICO

A continuación se presenta la columna estratigráfica, unidades geológicas y geología del petróleo asociada al Bloque Chaza en la Cuenca Caguan Putumayo.

#### 1.3.1 Columna estratigráfica

Figura 2. Columna estratigráfica cuenca Caguan-Putumayo



**Fuente:** Informe ejecutivo: Evaluación del potencial hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. 2009.

**1.3.2 Estratigrafía.** A continuación se describirán las unidades geológicas presentes en el Campo B; las unidades que infrayacen a la Formación Saldaña corresponden al basamento regional, y comprende rocas ígneas metamórficas y metasedimentarias, las cuales no han sido perforadas en el Campo B. La compañía Gran Tierra Energy utiliza nomenclatura operativa (propia de los campos manejados por la empresa), particularmente en las Formaciones Pepino y Villeta.

**1.3.2.1 Estratigrafía del subsuelo.** La descripción de las unidades litoestratigráficas presentes en el Bloque Chaza se realizará de base a techo, tomando como punto de referencia el conocimiento del subsuelo a partir de los pozos perforados hasta el momento en los bloques adyacentes Guayaco y Santana.

- **Basamento.** El Basamento a nivel regional está conformada por rocas sedimentarias, ígneas y metamórficas, de edades pre-jurásicas; es muy probable que a nivel operativo (perforación) estas unidades no sean atravesadas, aunque se ha denominado a la Formación Saldaña de manera informal como basamento. Las unidades que se describen a continuación componen el basamento a nivel regional, en el occidente de la Cuenca Caguán-Putumayo, y han sido tomadas de la estratigrafía reportada por Ingeominas.

- ✓ **Metamorfitas Pompeya (PZpom).** Conformada por esquistos cuarzomicaáceos y esquistos cuarzosericíticos, de grano medio a fino y muy fino, colores verde y gris; están compuestos por cuarzo (70%), micas (20%) y plagioclasa (10%); como minerales secundarios se presentan calcita y óxidos de manganeso.

- ✓ **Esquistos Buesaco (PZbue).** Es una roca de color gris, con tonos verdes, estructura foliada, esquistosidad fina compuesta por intercalaciones de esquistos cuarzomicaáceos con abundante biotita y localmente grafitosos; esquistos verdes tremolíticos y sericíticos, replegados y muy meteorizados y algunos niveles de filitas negras. Al parecer, el protolito de estos esquistos es volcánico de composición basáltica o andesítica, aunque también pueden provenir de rocas sedimentarias calcosilicatadas con impurezas.

- ✓ **Complejo Aleluya (PZale).** Compuestos por mármoles de colores blanco y gris con tonos azules, de textura granoblástica fina a media, con cristales de calcita más o menos equigranulares. También contiene cristales pequeños de clinopiroxeno (diópsido) entre los contactos de cristales de calcita. La roca fuente fue una caliza con algunas impurezas silíceas, que sufrió metamorfismo de contacto.

✓ **Lodolitas y Calizas Granadillo (PZlcg).** La litología más frecuente es primordialmente dividida en tres grupos de rocas de la siguiente manera: La primera de Lodolitas silíceas, ligeramente foliadas, de colores negro, gris oscuro y gris claro te verdoso, carbonosas y calcáreas, con contenido de pirita, con láminas y lentes delgados, de limolitas arenosas y cuarzoarenitas de grano fino a muy fino, color blanco a gris,

El segundo grupo son de metarenitas y cuarzoarenita de grano fino, color gris medio a claro ligeramente verde, granos subangulares, moderado a pobre calibrado, cemento silíceo; Las capas son delgadas a medias.

En el tercer grupo con alguna frecuencia se encuentran niveles de caliza esparítica a micrítica levemente arenosa, de colores gris medio a oscuro, con laminación plano paralela, ligera recristalización e incipiente foliación.

El cuarto grupo es un conglomerado brechoso y un metaconglomerado matriz soportado, con guijos y gujarros, de cuarzo lechoso, limolitas calcáreas, lodolitas y cuarcitas y, en menor proporción lodolitas rojas (Laminación plano paralela).

✓ **Formación Chingual (PZchi).** Está conformada por rocas de apariencia esquistosa (probable cataclásis relacionado a fallas). Se trata de rocas de color negro y verde, cuarzosas, con textura porfiroclástica, bandas sinuosas de cuarzo intercaladas con bandas de minerales arcillosos y pirita finogranular, intercaladas con cuarzoarenitas grises y negras.

✓ **Lodolitas Uitoto (PZlui).** Inicia con cuarcitas de color blanco con tonos verdes, metaconglomerados e intercalaciones de cuarcitas blancas con pizarras gris oscuro. Hacia la parte media se encuentran intercalaciones de capas medias de cuarcitas, metalodolitas y en menor proporción rocas calcáreas y mármoles. En la parte superior predominan metalodolitas con intervalos de rocas silíceas. Estratificación en capas delgadas, medias y gruesas; contactos transicionales, netos, irregulares y ondulados. A diversos niveles la unidad es cortada por diques o se presentan silos de basaltos, andesitas a dacitas.

✓ **Descripción Mud Logging Basamento.** El basamento está compuesto de abundantes fragmentos de rocas ígneas de color gris clara, verde a verde pálido y crema; también contiene fragmentos de feldespatos rosados y blancos, angulares.

En la parte superior de esta unidad, las rocas previamente mencionadas son blandas y presentan colores blanco y gris clara. En tanto que las rocas observadas hacia la base son gris oscuras, cristalinas y duras.

Cabe anotar que en la operación de perforación lo que se denomina como “basamento” no tiene una diferenciación estratigráfica clara, por lo cual no se podría determinar si corresponde al basamento previamente descrito o a las rocas volcánicas y vulcanoclasticas de las Formación Saldaña.

- **Formación Saldaña<sup>4</sup>**. Comúnmente llamada "basamento", la edad a la que pertenece esta formación es el Jurásico. Está compuesta por rocas cristalinas Paleozoicas y por una secuencia compleja de capas rojas, Vulcanitas y Vulcanoclastitas Jura-Triásicas que cubren parcialmente las Paleozoicas; tiene un ambiente de depositación continental. El espesor promedio de la formación es de 8000 ft.

- **Formación Caballos (Espesor promedio 170’)**. Encontramos cuarzoarenitas limpias, de color blanco, estratificadas en capas medias a gruesas; el tamaño de grano es medio a grueso, subredondeado, calibrado medio y porosidad aparentemente alta. Dentro de las capas arenosas son frecuentes las interlaminaciones finas de carbón bituminoso y arcillolitas carbonosas.

Corresponde a un conglomerado basal poligénico de color morado, los líticos predominantes son rocas porfiríticas de composición intermedia y limolitas rojas; subordinadamente contiene fragmentos de plutonitas ácidas. Las arenitas son arcosas, litoarcosas y cuarzoarenitas de colores gris, verde clara y rojas, mientras que las limolitas intercaladas son de color morado o gris moteado. La parte inferior de la unidad consta de capas gruesas a muy gruesas de arenitas de cuarzo, con algo de matriz caolinítica, grano medio a fino, estratificación cruzada y frecuentes intercalaciones de láminas de lodolitas carbonosas. Hacia la parte media las arenitas son de grano fino y se disponen en capas medias a delgadas con laminillas carbonosas. En el tramo superior de la sucesión son cada vez más frecuentes las lodolitas grises laminadas, intercaladas entre capas medias, tabulares y macizas, de cuarzoarenitas de grano fino.

En general, el contenido de cuarzo es mayor del 60%, los feldespatos aparecen como trazas en algunas muestras; los líticos alcanzan en promedio 6,3% y en su mayoría corresponden a cuarcitas y en menor cantidad a tobas vítreas.

Texturalmente las rocas que constituyen la Formación Caballos son submaduras a inmaduras con un contenido de matriz de alrededor del 7%, compuesta por lodo y materia orgánica. El tamaño de grano es en promedio arena media a fina, la selección va de moderada a pobre y los granos son subangulares a redondeados, subelongados a subesféricos. El cemento es

---

<sup>4</sup>MORALES (L.G.) et al., 1958 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 448

dominantemente silíceo y ferruginoso con matriz caolinítica. La porosidad, por lo regular, es baja y en promedio se calculó en el 6,09%, pero otros procesos pueden generar porosidad secundaria.

✓ **Descripción Mudlogging Caballos.** Compuesta por un paquete masivo de arena cuarzosa, translúcida, grano muy grueso a grueso, ocasionalmente fino a medio, subangular a angular, localmente sub-redondeado, pobre selección, ocasionalmente con mancha visible de aceite de color parda oscura a negra.

Hacia el tope aparecen unas areniscas translúcidas, cuarzosas, grano medio a grueso, ocasionalmente muy grueso, subangular a subredondeado, regular selección, cemento calcáreo, buena porosidad visible, manchas de aceite residual de color parda oscura a negra.

▪ **Formación Villeta (Espesor promedio 850').** Se encuentra usualmente deformada, producto de la actividad de fallas de cabalgamiento y transcurrentes reflejo de la tectónica predominante en la zona. Está conformada, principalmente, por lodolitas de color gris muy oscura a negra, selectivamente depositadas, con laminación plana paralela a ondulada paralela y presencia de bivalvos; las lodolitas se interponen con intervalos medios a muy voluminosos tabulares de bioclastos, de color gris muy oscuro a negro, bioperturbadas.

Hacia la parte basal se interponen intervalos medios, voluminosos y muy voluminosos, tabulares de cuarzoarenitas, duras y maduras, de textura variable. En la parte superior también se presentan intervalos voluminosos a muy voluminosos tabulares, intercalados en los niveles de lodolitas, compuestos por cuarzoarenitas, de grano muy fino a fino, maduras, bioperturbadas. Las rocas exhiben efectos cataclásticos debido al tectonismo que afectó el área. En general, la sucesión sedimentaria agrupada aquí es predominantemente lodolítica, con algunas intercalaciones de calizas y arenitas.

En otras regiones adyacentes al área de estudio la unidad está constituida por intercalaciones de capas medias de calizas con lodolitas calcáreas; entre las calizas predominan el mudstone sobre el wackestone y packestone de bivalvos; en este conjunto se encontraron moldes de fósiles, y glauconita. Hacia la parte superior de la sucesión predominan capas medias a delgadas de lodolitas laminadas, localmente calcáreas, en las que esporádicamente se encuentran moldes de fósiles, muy eventualmente aparecen capas de mudstone.

El cemento es silíceo y ferruginoso; la matriz es algo caolinítica. Incluyen cantidades variables de lodo intergranular que hace parte de la matriz, presentan porosidades de 0,3% hasta 11% y selección moderada a buena; la forma de los granos es subredondeada, subelongada a subesférica; texturalmente son rocas maduras, submaduras e inmaduras.

✓ **Descripción Mudlogging Villeta.** Esta Formación ha sido subdividida de manera informal de acuerdo a su composición litológica. Está constituida por intercalaciones de Lutitas, Areniscas y Calizas.

- **Lutitas**

Corresponden a un paquete masivo de Lutitas con algunos niveles de Caliza hacia la parte superior.

Son rocas de color gris oscura a gris verdosa, gris medio a ocasionalmente gris clara, moderadamente firme, fisil a subfisil, astillosa, localmente limosa, ligeramente calcárea, localmente con inclusiones de materia orgánica, micropirítica. La Caliza es micrítica, de color blanca a crema, parda clara, menor blanda, moderadamente dura.

- **Calizas “M1” Nivel -1**

Intervalo compuesto de calizas color gris oscura a gris clara, blanca amorfa, ocasionalmente gris medio, moderadamente dura, menor blanda, blocosa, localmente con inclusiones glauconíticas hacia la base, con algunos niveles lutíticos gris oscuros, moderadamente firmes a duros, subfisiles, subastillosos, sublaminares hacia la base. Se encuentran trazas de pirita y Calcita a través de todo el intervalo.

- **Calizas “M2” Nivel -2”**

Sección compuesta principalmente por calizas muy similares a las anteriores, de color blanca a crema, gris clara localmente moteada de blanco, menor gris oscura, micrítica, blandas a duras, ocasionalmente gris verdosas, sublaminares y subastillosas.

- **Areniscas “M2” Nivel - 3”**

Las areniscas están compuestas por fragmentos de cuarzo, blancas, gris medio, translúcidas, con inclusiones de glauconita, de grano muy fino a fino, ocasionalmente gris oscura, presentan material calcárea, matriz arcillosa, muy friable, subangular a subredondeada, de regular a buena selección.

- **Calizas “A” Nivel -4”**

Las calizas son crema, gris clara, blanca blocosa y amorfa, ocasionalmente gris oscura con inclusiones de glauconita, en ocasiones parda clara, micrítica, moderadamente dura a dura. Se encuentran trazas de arenisca, pirita y Calcita.

- **Arenisca “ U” Superior , Nivel - 5**

Esta sección es predominantemente arenosa con un pequeño nivel de carbón. La Arena cuarzosa es translúcida, grano muy fino a medio, ocasionalmente gruesa, subangular a subredondeada, regular a pobre selección.

La Arenisca es blanca, translúcida, friable, grano fino a medio, menor gruesa, subangular a subredondeada, regular a buena selección, cuarzosa, con cemento ligeramente calcáreo, pobre porosidad visual, localmente glauconítica.

El Carbón es negro, brillante, moderadamente duro, fractura subconcoidal, irregular (Antracita).

- **Arenisca “U” Inferiores, Nivel – 6**

Arena Translúcida, grano fino a medio, ocasionalmente gruesa, cuarzosa, subredondeada a subangular, pobre selección.

Arenisca de color blanca, ocasionalmente con inclusiones de glauconita, friable, localmente medio gris, grano muy fino a fino, ocasionalmente gruesos, subredondeadas a subangulares, pobre a regular selección.

- **Calizas “B” Nivel 7**

Intervalo compuesto esencialmente por Calizas de color gris oscuro a gris medio, ocasionalmente gris clara con inclusiones de glauconita, y piritita, localmente micrítica, blanda amorfa, y algunas pardas clara con inclusiones de glauconita, moderadamente dura.

- **Arenisca “T”**

Las arenas de este intervalo son de cuarzo translúcidas, grano muy grueso a grueso, medio y ocasionalmente fino, subangular a angular y pobre selección.

Las areniscas son blancas, moderadamente apretada, grano muy fino a fino, subredondeada a subangular, pobre porosidad visual.

- **Calizas “C” Nivel -9**

Intervalo compuesto de calizas con algunas intercalaciones de lutitas. Las Calizas son de color crema, blanca, parda clara, gris clara, moderadamente dura a blanda, ocasionalmente con inclusiones glauconíticas, micrítica, arenosas.

La lutita es similar a las anteriores de color gris oscuro, subfisil a blocosa, moderadamente firme a firme, subastillosa, limosa, ligeramente calcárea, carbonosa.

- **Formación Rumiayaco (Espesor promedio 1500’).** Está conformada por una sucesión monótona, predominantemente arcillolítica de color rojo y gris, con diversas tonalidades, en la cual se intercalan capas delgadas de conglomerados finos, areniscas cuarzosas, líticas y sublíticas. En general, las capas de arcillolitas se presentan en estratos gruesos tabulares, con moderada a alta bioperturbación. Las arenitas cuarzosas son de grano fino a medio, color rojo y matriz arcillosa. Las litoarenitas y sublitoarenitas son de color gris con tonalidades verdosas, tienen grano fino a medio, submaduras a inmaduras, localmente con laminación plana paralela continua e inclinada difusa y de bajo ángulo; se presentan en capas delgadas y en estratos medios, gruesos y muy gruesos tabulares.

- ✓ **Descripción Mudlogging Rumiayaco.** Hacia la parte superior de la unidad se observan arcillolitas y algunos niveles de limolitas y arenas. Las arcillolitas son predominantemente de color pardo rojizo a parda, menor gris clara, parda amarillenta, gris muy clara, púrpura, amarilla, blanca, moderadamente firme a blanda, blocosa, bien consolidada, algunas veces limosa, localmente hacia la base se presentan blandas, solubles, gomosas y ligeramente calcárea.

La limolita es parda a parda rojiza, parda oscura, ocasionalmente gris verdosa, localmente moteada de gris clara, moderadamente firme a firme, en bloque, arenosa, en parte soluble y ligeramente calcárea.

La arenisca es gris medio clara a gris clara, blanca, de grano fino a muy fino, subangular, buena selección, matriz arcillosa, apretada, pobre porosidad visual, compuesta por cuarzo ligeramente calcárea.

Hacia la base de esta Formación se presentan unas arenas cuarzosas, translúcidas, de grano fino a muy fino, subangular a subredondeado, regular a pobre selección, con trazas de brea de color negro, sin fluorescencia visible, con corte rápido a lento, blanca amarilla lechosa en corrientes, residuo parda clara a parda amarillenta al UVL. La manifestación se calificó como demasiado pobre. La parte basal de estas arenas cuarzosas determina el contacto con la infrayacente Formación Villeta. Cabe notar que durante el proceso de perforación de esta unidad se observaron trazas de calcita y pirita, comunes en toda la sección.

- **Formación Pepino (Espesor promedio 1300’)**

- **Nivel Superior (Espesor promedio 350’)**

El Nivel superior es el que desarrolla los cerros más prominentes y las pendientes estructurales más continuas, y se puede afirmar que esta parte de la Formación Pepino es la más uniforme, tanto en su geomorfología escarpada, como en sus características faciales.



Predominan los conglomerados sobre las lodolitas, pero las proporciones de chert disminuyen y su relación con el cuarzo lechoso es de 1:2. Los granos y los guijos que los componen son redondeados a bien redondeados y presentan un buen calibrado. En general, el nivel superior de la Formación Pepino tiene color amarillo quemado. Las capas de conglomerado son medias y las de litoarenitas de grano medio a grueso son muy gruesas y con gran continuidad lateral. Los paquetes son granodecrecientes y gradan desde conglomerados medios, hasta arcillolitas gris oscuras en capas finas, con abundante contenido de material carbonoso. Por lo regular, los estratos son gruesos y muy gruesos tabulares, constituidos por conglomerados polimícticos, granosoportados en litoarenitas de textura gruesa submaduras, con clastos de chert negro, cuarzo lechoso y liditas, cemento ferruginoso; intercalados con arenitas de textura fina a muy fina, localmente lodosas, en estratos medios a gruesos ondulados. Igualmente, se reconocen intercalaciones de estratos gruesos de limolitas y lodolitas grises, pardas y abigarradas, con óxidos de hierro, localmente con relictos de materia orgánica. Es posible identificar varios ciclos granodecrecientes en los estratos que conforman este segmento de la Formación Pepino.

- **Nivel Medio (Espesor promedio 550’).**

El nivel medio de la Formación Pepino aflora con gran continuidad lateral de sus facies; en términos generales es un nivel en el cual las capas de conglomerados dejan de ser predominantes y los niveles de lodolitas y arcillolitas son más representativos. Son comunes capas delgadas a medias de arenitas, con delgados lentes conglomeráticos y capas finas, medias y gruesas en las lodolitas que son abigarradas. Las arenitas tienen moteado gris a verde, laminación planoparalela difusa e intensa bioperturbación. En cuanto a la textura y a la composición de las rocas, se tiene que son muy similares a la composición del nivel Inferior, pero su granulometría es más fina. La coloración de las sedimentitas es roja y gris.

- **Nivel Inferior (Espesor promedio 450’)**

El nivel Inferior de la Formación Pepino está conformado por conglomerados de guijarros medios y gruesos, redondeados, clastosoportados, de tobas vítreas cristalinas y chert negro, cuarzo lechoso y cuarzoarenitas muy finas, en capas gruesas, macizas que alternan con capas de arcillolitas y limolitas rojas. Además, se presentan intercalaciones de litoarenitas grises con lentes de conglomerados polimícticos y lodolitas limosas. También se observaron conglomerados polimícticos lodo y clastosoportados, con guijos volcánicos, chert, areniscas y lodolitas.

El nivel Inferior consta de estratos gruesos y muy gruesos, constituidos por conglomerados polimícticos granosoportados, con 70% a 80% de clastos que

alcanzan hasta 15 cm de diámetro; el calibrado del conglomerado es en general moderado. La composición de los clastos es de chert, rocas volcánicas y cuarzo metamórfico, en un soporte de litoarenita a sublitoarenita inmadura a submadura, de textura variable, pobremente calibrada, cementada con sílice. Estos estratos presentan intercalaciones de limolitas arenosas de color gris verdosa, con laminación plano paralela y restos de materia orgánica.

✓ **Descripción Mudlogging Pepino.**

• **Nivel Superior (Espesor promedio 350')**

Son intercalaciones de arenisca, arcillolitas, limolitas y pequeños niveles conglomeráticos, principalmente de chert.

La arena es cuarzosa, translúcida, limpia, de grano fino a medio, ocasionalmente granos gruesos, y muy gruesos, subredondeados, y de regular sorteamiento.

La arenisca es gris clara medio a gris oscura, blanca, moderadamente consolidada a friable, grano fino a medio, subangular a subredondeada, con buen sorteamiento, con matriz ligeramente arcillosa, pobre porosidad visual, localmente con glauconita, e inclusiones de material carbonoso.

La arcillolita es de color gris medio clara, ocasionalmente gris oscura, parda rojiza, en menor proporción amarilla oscura, rojo ladrillo, blanca moteada de ocre, blocosa, localmente limosa, ocasionalmente blanda, aunque en ocasiones es gomosa y localmente soluble.

El conglomerado está compuesto en un 60% por fragmentos de Chert, de color blanco, ahumado, gris clara, menor pardo clara, angular, fractura concoidal, y en un 40% por fragmentos de Cuarzo, translúcido, hialino, gris clara, blanco lechoso, grano muy grueso a guijarroso, angular, pobre sorteamiento.

• **Nivel Medio (Espesor promedio 550')**

Este nivel es predominantemente arcilloso, estas son principalmente pardas rojizas, pardo amarillento, gris clara, menor púrpura, blanco, amarillo, gris verdosa, moderadamente blanda a moderadamente firme, blocosa, masiva, localmente limosa y ferruginosa.

Muy ocasionalmente se presentan niveles de arenas cuarzosas, translúcidos, o rojos debido a procesos de oxidación, con tamaños de grano muy fino a fino, ocasionalmente grano medio, subangular a subredondeado, buen sorteamiento.

• **Nivel Inferior (Espesor promedio 450')**

Compuesto por un grueso paquete de conglomerados de Chert en una matriz areno-arcillosa.

El chert es varicoloreado: amarillo mostaza, gris oscuro, negro, ahumado, verde oliva, pardo rojizo, pardo amarillento, grano medio a guijarroso, angular, ocasionalmente redondeado con fractura concoidal, muy duro. Las Arcillolitas que aparecen hacia la parte basal de este nivel son de color pardo rojizo a rojo ladrillo.

- **Formación Orito - Belén - Orteguaza (Espesor promedio 4200').** El Grupo Orito - Belén - Orteguaza está compuesto por estratos delgados a gruesos de lodolitas, limolitas y lodolitas arenosas de color gris, rojo, morado, amarillo y moteadas, con intercalación de estratos de litoarenitas de textura variable, inmaduras a submaduras, con ondulitas y laminación inclinada en artesa, plana paralela y localmente macizas. Las litoarenitas presentan micas, laminillas y restos de materia orgánica, óxidos de hierro, yeso y localmente bioperturbación. En algunos sectores se encuentran niveles de conglomerados finos, granosoportados, cuya composición principal es chert y cuarzo, así como niveles arcillosos oscuros, con abundante materia orgánica, delgadas láminas de yeso y capas centimétricas de carbón.

En su estructura presentan selección moderada, granos subangulares, subelongados a subesféricos. El cemento es ferruginoso calcáreo y la porosidad promedio es de 3,2%; esta baja porosidad de la roca se debe a la cementación, la compactación y al contenido de lodo; algunos líticos volcánicos se han cloritizado, mientras que unos minerales y líticos están reemplazados localmente por carbonatos.

- ✓ **Descripción Mudlogging Orito –Belen.**<sup>5</sup> Se trata principalmente de capas gruesas a bancas de arcillolita, roja, parda rojiza, parda oscura, parda grisácea ligeramente grisáceas, verde grisácea, roja parda, medio grisácea, gris oscura, ocasionalmente moteadas, moderadamente duras a duras, ocasionalmente blandas a muy blandas, gradando a limolitas, solubles a ligeramente solubles, con trazas abundantes de yeso y carbón. Ocasionalmente también aparece glauconita. Pueden encontrarse restos micro fósiles dentro de ellas.

En secuencia suelen aparecer intercalaciones de capas finas a medias de limolitas, gris clara, blanca, menor parda, moderadamente duras, blocosas y micromicáceas, que gradan ocasionalmente a areniscas cuarzosas, transparentes, con grano muy fino y ocasionalmente fino, de grano subangular a subredondeado, ocasionalmente esféricas, bien sorteadas limpias y sin manifestaciones de aceite.

Los pequeños mantos de carbón, suelen aparecer posterior a las facies limolíticas en intervalos más o menos regulares, incrementándose con ellas la aparición de trazas de pirita.

---

<sup>5</sup>Documento informe técnico anual Bloque Chaza, 2007, Pag.9, Gran Tierra Energy

✓ **Descripción Mudlogging Orteguzza**<sup>6</sup>. Se trata principalmente de una secuencia masiva de lutitas, gris medio, púrpura, verde grisáceas y pardo oscuras, moderadamente firmes, físilas a subfísilas, astillosas y laminares. Estas son ocasionalmente micromicáceas, localmente con inclusiones de glauconita, ligeramente calcárea. Se presentan trazas de Yeso y Pirita. Hacia la base hay algunas arcillas de color gris clara, blandas, solubles, localmente glauconíticas y gradando a Limolita. Estas contrastan con la aparición de capas finas a medias de arena cuarzosa; blanca lechosa, con tamaño de grano muy fino, bien sorteada, limpias, que se definen totalmente con la aparición del tope de la Formación Pepino.

▪ **Formaciones Ospina (espesor 2000')**. Esta compuesta por arcillolitas abigarradas de rojo y color ante, arenosas, interestratificadas con areniscas arcillosas, friables, localmente conglomeráticas con algo de yeso. Pertenece al Mioceno, estos sedimentos fueron depositados en un ambiente continental de tipo lacustre<sup>7</sup>.

▪ **Formaciones Caiman (espesor 660')**. Litológicamente constituida por arenisca tipo sal y pimienta, conglomerados y arcillolitas abigarradas. Se le ha asignado una edad Plioceno la cual fue depositada, en un ambiente típicamente continental. Esta formación se considera como un depósito reciente, localmente recibe otros nombres como Formación Guarnues<sup>8</sup>.

---

<sup>6</sup> Ibid.

<sup>7</sup> GOVEA R., Carlos, Geología de la Cuenca Caguan Putumayo. En: Terciario, Universidad industrial de Santander, 1969, p. 55.

<sup>8</sup> Ibid.

## **1.4 GEOLOGIA DEL PETROLEO<sup>9</sup>**

**1.4.1 Roca generadora.** Diferentes trabajos realizados en la cuenca indican que las rocas generadoras presentes se encuentran en un estado inmaduro y por lo tanto se ha planteado la teoría de que los HC encontrados provengan de la cocinas existentes en las cuencas del sur, como son las de Marañón y Oriente.

**1.4.2 Roca reservorio.** En la cuenca del Putumayo, las rocas almacenadoras por excelencia corresponden a los desarrollos arenosos de la Formación Villeta y la Formación Caballos principalmente. Dentro de la formación Villeta se destacan los niveles “Arenisca U”, “Arenisca M2” y “Arenisca T”. Además de estos, siempre se evalúan los niveles calcáreos dentro de la Unidad, aunque diferentes estudios permiten indicar que estos últimos presentan muy bajas porosidades y/o permeabilidades. En las proximidades al pie de monte se pueden observar mayores fracturamientos asociados a los cabalgamientos; sin embargo el riesgo es mayor ya que estos eventos tectónicos resultan más jóvenes que los pulsos de migración.

**1.4.3 Roca sello.** Se han podido identificar sellos regionales y locales. Dentro de los primeros destaca el intervalo arcilloso emplazado entre la Arena N (tope F. Villeta) y la Caliza M2.

En segundo lugar las facies arcillosas de la F. Rumiayaco. Entre los sellos locales se mencionan distintos niveles arcillosos dentro de Formación Villeta, en particular se destaca el tramo que separa la Arena U en secciones, Inferior y Superior, que proporcionan un comportamiento hidráulico independiente entre los niveles arenosos.

**1.4.4 Tectónica y entrampamiento.** El área del Contrato Chaza, se encuentra localizada en la parte norte de la cuenca del Putumayo, en la zona plegada y fallada subandina, no muy lejos del piedemonte, sobre los restos de un extenso monoclinal que buza hacia el SE.

---

<sup>9</sup>Documento informe técnico anual Bloque Chaza, 2007, Pag.19, Gran Tierra Energy.

Durante el Eoceno, o período Larámico comenzó a emerger la Cordillera Oriental como resultado de fuerzas tensionales que reorientaron unos 60 grados Noreste el tren original de sentido Norte - Sur, tal como se ve en la configuración actual del bloque Guayuyaco. Esta reorientación fue también responsable de la aparición de fallas de desplazamiento de rumbo.

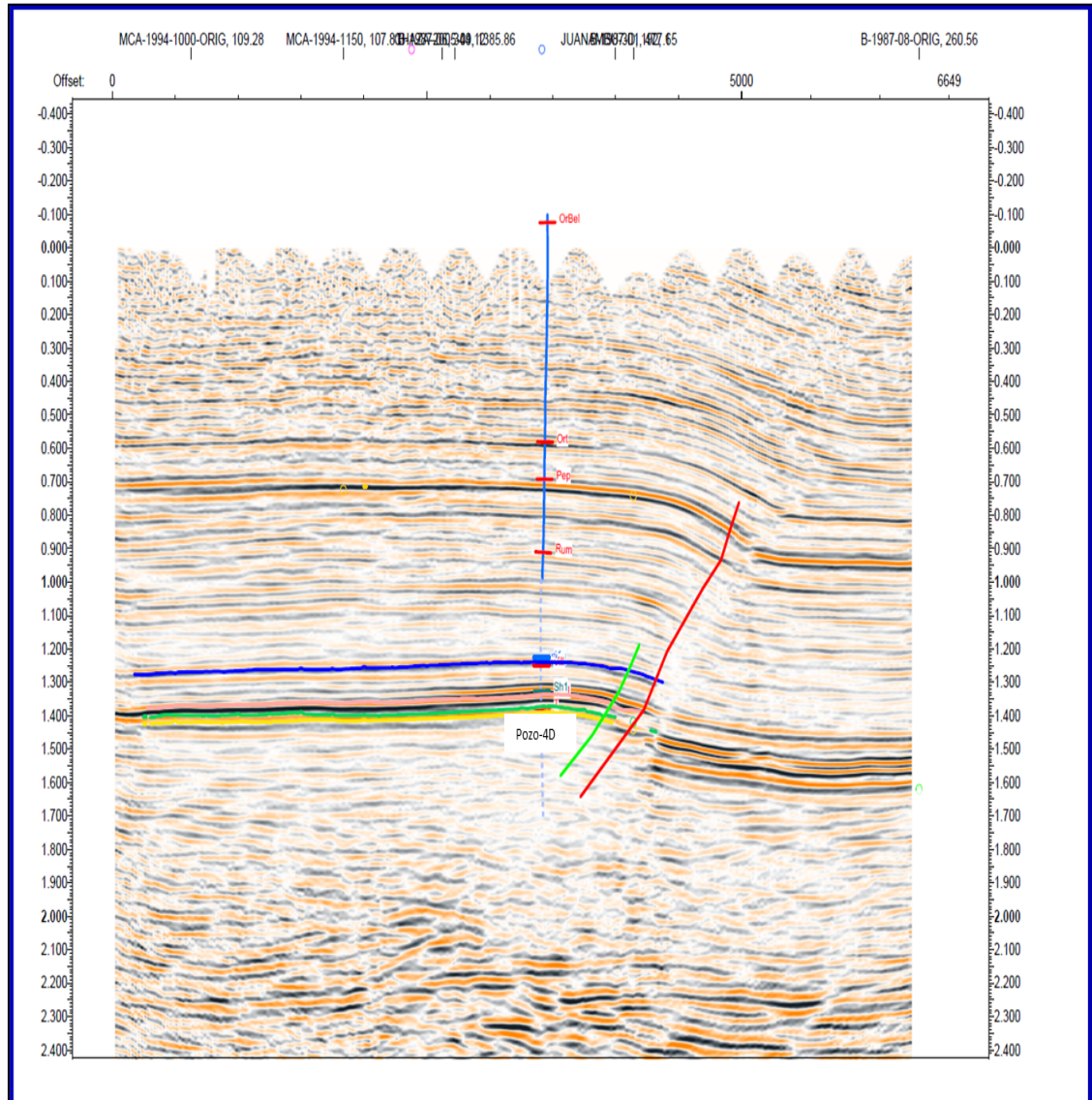
La segunda fuerza, evidentemente mayor, de tipo compresional comenzó en el Eoceno Medio, enmascarando, reversando y acentuando la naturaleza de los plegamientos.

De esta forma, las estructuras que habían atrapado petróleo no fueron más competentes, pero se crearon otras nuevas. El aceite atrapado en pequeñas estructuras cretáceas re-migró a estas nuevas estructuras terciarias, más amplias, con cierre propio o cierre dependiente de falla. La cuenca del Putumayo durante este período fue desconectada de la cuenca del Magdalena y de la cuenca de Los Llanos por la Cordillera Oriental, el Alto o Arco del Vaupés y la Sierra de la Macarena.

La tectónica de tipo compresional predomina entonces en el área del Bloque Chaza, con posibles corrimientos de 2 a 4 Km, que han sido observados en algunas líneas e interpretaciones sísmicas en el Bloque. En la parte Sur de esta Cuenca se ha encontrado producción principalmente en plegamientos anticlinales fallados o domos de muy suave relieve, orientados Norte - Sur, sin embargo, una variada combinación de trampas estructurales y estratigráficas puede ser encontrada.

En la siguiente figura se puede observar cómo se encuentra configurado estructuralmente la zona del Campo-B.

**Figura 3.** Sísmica de la tectónica y entrapamiento del Pozo 4 en el campo B.

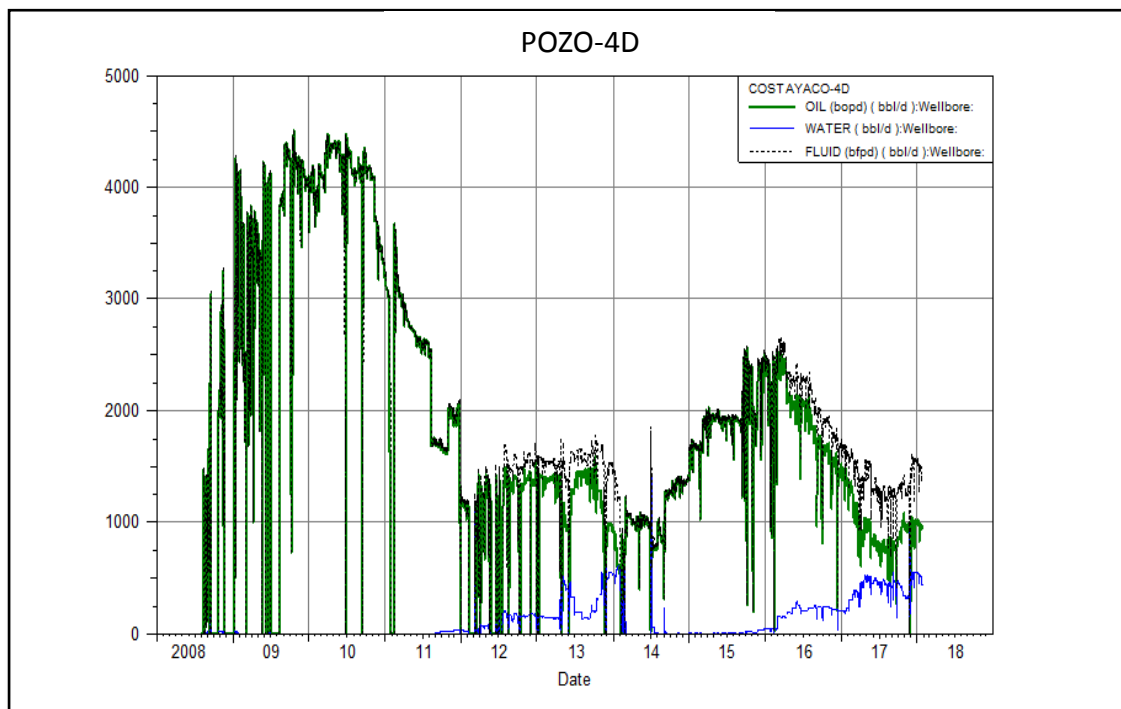


**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Informe del operador GRAN TIERRA ENERGY, informe técnico anual bloque chaza: Recopilación de datos de Sísmica , p. 28

## 1.5 HISTORIA DE PRODUCCION

La historia de producción del pozo 4 en el campo B (Ver **Grafica 1**), data desde el año 2007 en el cual se declaró la comercialidad del campo con el descubrimiento del Pozo-1 con una producción de 2.300 BOPD un mes después del descubrimiento.

**Grafica 1.** Historial de producción del pozo 4 en el campo B



**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software OFM. Modificado por los autores.

**1.5.1 Método de producción.** La Producción en el campo B a lo largo de su tiempo productivo se le ha sido adjudicada a los intervalos Arena T y Caballos, arenas reservorios las cuales sus principales mecanismos de producción han sido inicialmente en flujo natural hasta alcanzar un punto de depletamiento considerable, después de alrededor de 1 año del periodo inicial, al campo se le empezó a instalar sistemas de levantamiento artificial dentro de los cuales sobresalen los sistemas de: Bombeo hidráulico y Bombeo Electrosumergible. Inicialmente se le instaló un sistema de levantamiento artificial de ESP, después del depletamiento del yacimiento y un incremento de corte de agua se decidió adecuar los equipos para bombeo hidráulico que es el sistema con el que se encuentra actualmente.

**Arena T.** La presión de formación de la arena T se encuentra 1,678 psi por debajo de la presión inicial registrada en el pozo-1, con una producción acumulada de 23,682 MSTB; una tasa de declinación de 1 psi por cada 2,164 STB de producción. Este efecto es un indicio de una pérdida en la energía del yacimiento.

En estudios anteriores se ha podido evidenciar que la gráfica de producción acumulada contrapuesta con la presión de formación, sugiere la presencia de



un acuífero parcial el cual no alcanza a dar un comportamiento de relación de extracción/llenado de 1.0; es decir, que el volumen de agua que entra a la formación no alcanza a igualar el espacio dejado por la tasa de producción. Este efecto hace que la expansión de fluidos (cambios de compresibilidad) no sea despreciable en este yacimiento y se refleje en una declinación en la presión de yacimiento. Cabe resaltar que después del recobro mediante inyección de agua que se ha llevado a cabo en este campo, ha generado que en la arena T el frente de invasión del agua se produzca en este intervalo dejando este intervalo cerrado mediante una camisa de producción.

**Caballos.** De acuerdo a la información reunida, la presión estática de las areniscas de la formación Caballos se encuentra en 649 psi por debajo de la presión inicial registrada en el pozo-1, con una producción acumulada de 26,684 MSTB; una tasa de declinación de 1 psi por cada 11,049 STB de producción. Este efecto indica una pérdida leve en la energía del yacimiento.

En estudios anteriores se ha podido evidenciar que la gráfica de producción acumulada contrapuesta con la presión de formación, sugiere la presencia de un acuífero parcial el cual no alcanza a dar un comportamiento de relación de extracción/llenado de 1.0; es decir, que el volumen de agua que entra a la formación llena un gran porcentaje del espacio dejado por los fluidos extraídos, permitiendo la expansión de los fluidos. El Análisis PVT indica una presión de burbuja de 342 psi y una relación gas/aceite de 114 scf/bbl. Con estos valores no se espera presencia de gas en yacimiento y por consiguiente un aporte insignificante del gas en solución como mecanismo de producción.

Se considera que el principal mecanismo de producción es la expansión de fluidos y la roca en el yacimiento, soportada por un empuje de agua con energía moderada (acuífero radial estado inestable  $Ra/Ro=5$ ). A medida que ha incrementado la extracción de fluidos, la intrusión de agua ha ganado importancia como mecanismo de producción.

**1.5.2 Tiempo en producción.** El Campo B desde su desarrollo y declaración de comercialidad en Octubre de 2007 a Mayo de 2018 ha acumulado 10 años y medio de actividad petrolífera.

**1.5.3 Número de pozos.** En la actualidad el Campo B cuenta con 23 pozos productores, 6 pozos inyectores y 2 pozos inactivos para un total de 31 Pozos, los cuales se han proyectado varias perforaciones a futuro.

## 2. SELECCIÓN DE POZO A EVALUAR

Para seleccionar el pozo candidato se tuvo en cuenta cuatro categorías para que tendran en cuenta la productividad del pozo, el intervalo productor y uno de los objetivos principales de esta tesis poder optimizar los pozos que se encuentren por debajo de las estimaciones sabiendo que el pozo elegido debiera tener más opciones de optimización y generaran una utilidad neta rentable para la compañía.

### 2.1 SELECCIÓN DEL POZO 4

Para realizar la selección del pozo candidato se tendrá en cuenta filtros progresivos que nos determinarán que pozos serán evaluados, la viabilidad del sistema, las opciones de los pozos y las utilidades que puedan generar se tendrán en cuenta.

**2.1.1 Selección de pozos por debajo de las declinaciones.** La primera característica que debe tener el pozo, la cual va encaminada a cumplir el objetivo principal de la tesis son las estimaciones, donde se realizó una comparación de las condiciones volumétricas actuales de los pozos del Campo B encontrando que hay 12 pozos, los cuales no están cumpliendo las condiciones de declinación que se habían estimado inicialmente por los ingenieros de yacimientos (Ver Tabla 1).

**Tabla 1** Declinaciones de los pozos presentes en el campo B.

WELL	WELL STATUS	Qo [BOPD]	Qw [BWPD]	Qg [Mscfd]	Forecast	Delta Forecast	WEEK CONDITION	FORECAST CONDITION
P-16	A	276	1358	109	661	(384)	ILFCST	UNFCST
P-30	A	0	28	-	361	(361)	UNFCST	UNFCST
P-20	A	163	1773	33	440	(276)	ILFCST	UNFCST
P-04	A	830	541	95	1001	(171)	UNFCST	UNFCST
P-08	A	649	1125	53	760	(111)	ILFCST	UNFCST
GRY-01	A	180	226	61	287	(107)	ILFCST	UNFCST
P-28H	A	113	1	107	211	(98)	ILFCST	UNFCST
P-09	A	84	0	-	176	(91)	ILFCST	UNFCST
P-02	A	107	1	119	197	(90)	UNFCST	UNFCST
P-12	A	170	1452	24	228	(58)	ILFCST	UNFCST
P-19	A	541	3	163	598	(57)	UNFCST	UNFCST
P-31	A	339	830	-	362	(23)	ILFCST	UNFCST
P-03	A	200	2872	36	183	17	ILFCST	ILFCST
P-01	A	933	5357	203	914	19	ILFCST	ILFCST
P-26D	A	170	0	-	147	23	ILFCST	ILFCST
P-22	A	160	4207	66	121	40	UNFCST	ILFCST
P-25D	A	529	1320	119	479	50	ILFCST	ILFCST
P-21	A	157	448	24	101	57	ILFCST	ILFCST
P-18	A	290	1496	-	198	93	ILFCST	ILFCST
P-13	A	284	1286	12	122	162	ILFCST	ILFCST

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Informe del operador, Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Palermo, 3.2 Definir los yacimientos y las propiedades de los fluidos, p. 28

Estos pozos P-16, 30, 20, 4, 8, 28, 9, 2, 12, 19, 31 y GRY-1, son candidatos a la evaluación de la eficiencia del completamiento con respecto a las declinaciones.

**2.1.2 Selección de pozos con respecto a sus intervalos productores.** Los ingenieros de la compañía Gran Tierra caracterizaron los activos de la empresa dependiendo de los intervalos a los cuales se estaba produciendo, como el activo-A es un activo reciente de la empresa, el cual no ha sido caracterizado correctamente y por condiciones de confidencialidad, los pozos que estén produciendo del Activo-A no se les podrá hacer una evaluación del completamiento al ser un Activo reciente de la empresa, como se observa a continuación se clasifica los pozos dependiendo del intervalo del que producen:

**Tabla 2.** Tipo de formación productora presente en cada pozo

<b>WELL</b>	<b>FORMATION</b>
P-16	T
P-30	Activo A
P-20	KC+U
P-04	KC
P-08	KC
GRY-01	KC+T+U
P-28H	Activo A
P-09	Activo A
P-02	Activo A
P-12	T
P-19	Activo A
P-31	KC+U
P-03	KC
P-01	KC+N Sand+T
P-26D	KC+T+U
P-22	KC
P-25D	T+U
P-21	KC
P-18	KC+N+T
P-13	KC+T

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Informe del operador, Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Palermo, 3.2 Definir los yacimientos y las propiedades de los fluidos, p. 29

Los Pozos P-30, 28, 9, 2, 19 están produciendo de este activo, por lo cual quedan descalificados para ser un pozo candidato para esta optimización, quedando por lo tanto P-16, P- 20, 4, 8, 12, 31 y GRY-1.

**2.1.3 Selección de pozos según las premisas de las declinaciones.** De los pozos que son candidatos, aún se debe tener en cuenta las condiciones en las cuales se hicieron las estimaciones, debido a que cuando se planea como se operara el pozo en los próximos 3 meses se programan trabajos de Workover, registro PLT, Pruebas de restauración de presión (PBU), entre otras pruebas, las cuales pueden cambiar la operación del pozo. Por ejemplo si a un pozo se le va a realizar una prueba de restauración en el mes de Marzo, las estimaciones o declinaciones tendrán una reducción de producción debido a los días en los que dure el cierre del pozo, la corrida de guaya fina o slickline para la bajada de memoria, entre otras operaciones ya sean reversiones de bombas de fondo Jet Pump para mantenimiento de las mismas, estimulaciones y paradas generales de mantenimiento. A continuación se pueden ver las condiciones las cuales pueden cambiar comparándonos con las declinaciones de cada pozo:

**Tabla 3.** Condición de operación y status de los pozos en el campo B.

WELL	CONDICIONES DE OPERACIÓN Y STATUS
P-16	<b>Estimulacion fue programada para Febrero +370 BOPD</b>
P-20	<b>Alto corte de Agua</b>
P-04	<b>Fluidos después de la estimulación inesperados</b>
P-08	<b>Menos fluidos de los presupuestados en forecast</b>
GRY-01	<b>Menos Fluidos/ Alto Q Inj. Problemas de la JP, Runlife: 101 Días</b>
P-12	<b>Menos Fluidos de los estimados en Forecast</b>

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Informe del operador, Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Palermo, 3.2 Definir los yacimientos y las propiedades de los fluidos, p. 29

Debido a que las declinaciones de los Pozos P-16 y P-20 se realizaron con condiciones que no se lograron cumplir como en el caso del P-16, que tenía programada una estimulación la cual no se ha podido realizar por la continua operación y retrasos que puede tener un servicio de pozo atrasando el calendario de los taladros, y al ser una estimulación se estimaba que el pozo produciría más volumen del que actualmente maneja.

En el caso del P-20 este pozo se le calculó una declinación que va sujeta al corte de agua, debido a que las declinaciones se comparan con la producción de petróleo líquido, debido a esto el frente de agua en el pozo 20 llego más pronto a lo que se tenía estimado, generando una reducción en la producción

de petróleo hasta quedar por debajo de la declinación estimada que tenía para Marzo.

Como resultado de estas premisas los Pozos P-4, P-8, GRY-1 y P-12 siguen siendo candidatos para poder realizar una evaluación del completamiento dado a que una reducción de los fluidos totales de producción puede estar justificada por un completamiento ya sea el equipo o el sistema de levantamiento ineficiente.

**2.1.4 Selección de pozos con respecto a sus condiciones petrofísicas y operativas.** Para poder tomar el candidato final para realizar la evaluación se tendrá en cuenta los siguientes aspectos para evaluar el pozo:

- **Desviación mayor con respecto a su declinación para el mes de Marzo:** Los pozos que se encuentren más alejados a su estimación de declinación será un indicativo de ineficiencia del completamiento y reducción de la eficiencia de producción.
- **Producción:** Determinará la utilidad de realizar un escenario con el fin de realizar la operación o el servicio a pozo.
- **IP del pozo:** Indicará que tan productivo será un pozo al realizar un cambio de Drawdown acercándonos más a la condiciones de declinación esperada.
- **Drawdown:** Indicará que porcentaje de la presión de yacimiento está siendo drenada para poder producir un pozo, un Drawdown alto es indicativo de que la presión de fondo fluyente es demasiado pequeña y se está usando un gran porcentaje de la presión para sustraer petróleo.
- **Porosidad:** Indicativo de volumen a drenar el cual al generar cambios de eficiencia nos permitirá producir más fácilmente estos volúmenes in situ
- **Permeabilidad de la zona:** Permitirá predecir qué tal fácil le es para los fluidos fluir en el medio poroso alrededor del pozo.
- **Corte de agua:** Al cambiar el corte de agua las estimaciones estarán sobreestimadas generando malos cálculos los cuales no tendrán nada que ver con la mala eficiencia del completamiento.

Estos aspectos serán calificados de 1-3; significando 1 **mal candidato** para la evaluación, 2 **buen candidato** y 3 para un **candidato excelente**. Donde cada uno de los aspectos tendrá el mismo valor con el fin de dar un peso representativo a la evaluación.

**Tabla 4.** Calificación de los Pozos candidatos a la evolución del completamiento.

Párametros	CONDICIÓN POZOS				CALIFICACIÓN			
	Pozo-4	Pozo-8	Pozo-12	GRY-1	Pozo-4	Pozo-8	Pozo-12	GRY-1
Desviación Forecast (BOPD)	(171)	(111)	(58)	(107)	3	2	1	2
Producción (BOPD)	830	649	170	180	3	3	1	1
IP Pozo (BPD/PSI)	1.28	1.9	0.2	0.2	3	3	1	1
Drawdown (%)	70%	70%	35%	69%	1	1	3	1
Porosidad (%)	14.5%	13.4%	20%	18%	2	2	3	3
Permiabilidad (mD)	133	112	116	14	3	2	2	1
BS&W (%)	39.50%	63.40%	89.50%	55.60%	3	2	1	2
				$\Sigma$	18	15	12	11

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Modificado por los autores.

La matriz nos muestra que el pozo candidato a evaluar que tiene las condiciones de optimización correctas y cuenta con una promesa valor tangibles sería el pozo-4 basándonos en esto se realizará la compilación de la información del pozo y posteriores simulaciones.

### 3. VERIFICACIÓN DE LAS DECLINACIONES

#### 3.1 REVISIÓN DE LA DATA PARA LOS CÁLCULOS DE LAS DECLINACIONES

La data del Software OFM fue descargada para el pozo 4D, donde se realizó una recopilación en orden cronológico de las producciones mensuales, y para verificar la información se compararon con las producciones firmadas con formas de producción y verificadas por la ANH. Estas formas son generadas por el Software Zafiro, que es el software de producción de la compañía Gran Tierra, la herramienta se encarga de tener la base de datos operativos, tanto como de la información volumétrica como de las variables de proceso, cada día se realiza un cierre productivo a las 12:00 hrs, donde en cada uno de las estaciones se ingresan variables de pruebas de pozo y de niveles de tanque, el Software se encarga de calcular la producción perteneciente a cada uno de los pozos y el factor de campo, de esta manera se distribuye la producción a cada uno de los pozos.

El software Zafiro será nuestro punto de comparación para revisar si la importación de la información fue realizada correctamente, así se validaran los históricos validando las declinaciones del pozo.

#### 3.2 VALIDACIÓN DE LA DATA

Diariamente en cada uno de los campos, los ingenieros de zona se encargan de realizar una validación y revisión de todos los parámetros operativos, se realizan cálculos y diferencias de pérdidas de producción con el fin de calcular la producción real del campo. Mediante niveles de aprobación se valida la data, el único momento donde esta sera publicada para ser informada a la compañía sera cuando el Ingeniero del campo aprueba toda la información suministrada en el mismo. Por estos niveles de aprobación y siendo las formas oficiales compartidas al ministerio de minas, se comparara con la información disponible en Zafiro, mediante un % de error experimental que sera calculado de la siguiente manera:

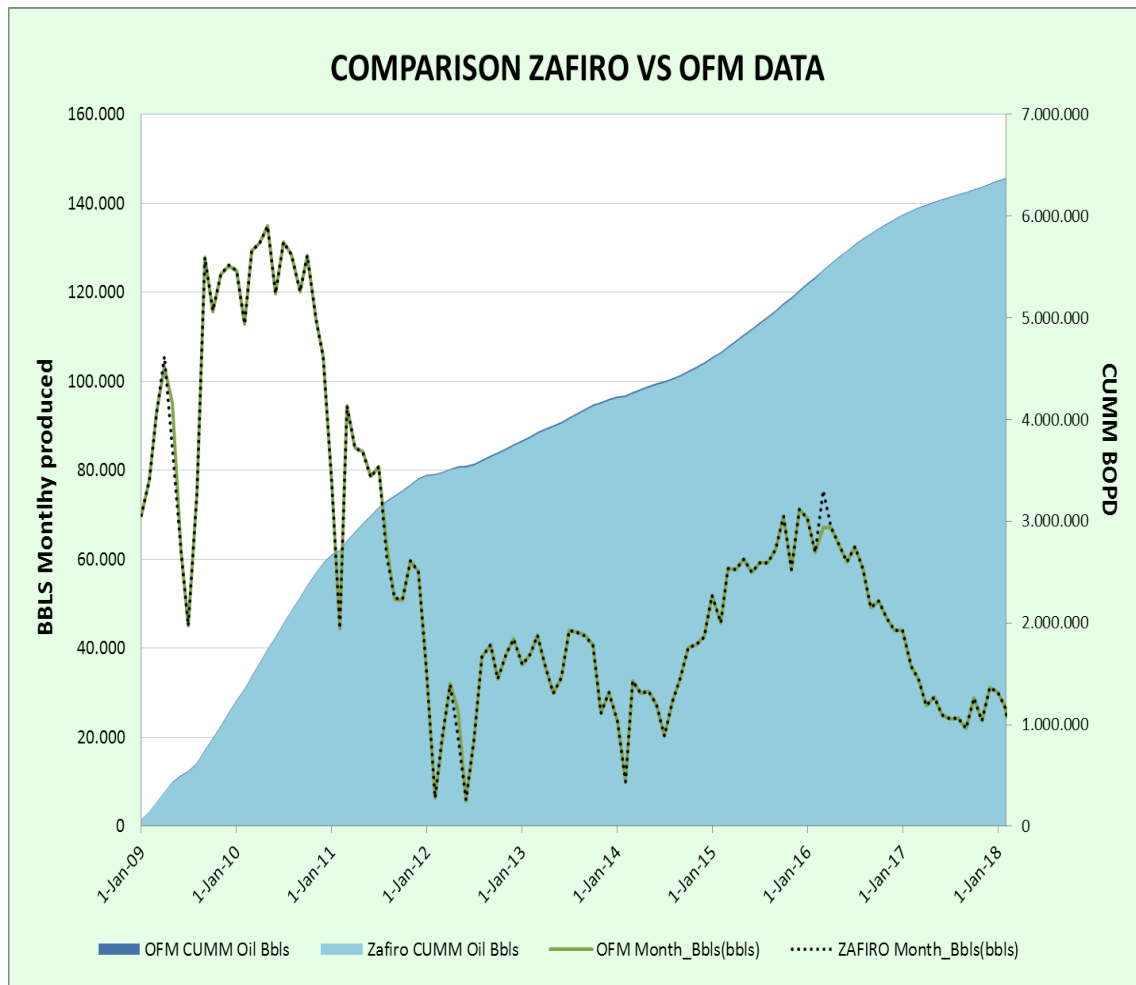
**Ecuación 1.** Porcentaje error absoluto y relativo

$$e_{abs} = f_m - f_r \quad e_{rel} = \frac{f_m - f_r}{f_r}$$

**Fuente:** VIVANCO, Manuel. Muestreo estadístico diseño y aplicación. Capítulo 24. 1 ed. Chile: Editorial Universitaria S.A., 2005. p. 203.

Gran tierra utiliza OFM como la base para realizar las declinaciones y proyecciones que tendrán sus campos, mediante alocaiones mensuales y días productivos del pozo. La siguiente gráfica nos muestra la producción acumulada y la producción mensual que se encuentra cargada en cada uno de los Software:

**Gráfica 2.** Comparación de Datos de producción de los software Zafiro VS OFM.



**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Modificado por los autores.

Se puede observar que no presenta mucha diferencia entre ambos volúmenes por lo que la declinación puede ser validada, la información será confirmada y tomada como data veraz, entre los intervalos de % de error de 0%-5%, calculando cada uno de los % de errores se tiene la siguiente tabla:



**Tabla 5.** Porcentajes de error suministrado por los software Zafiro-OFM.

Pozo	Periodo	OFM Month_Bbls(bbls)	ZAFIRO Month_Bbls(bbls)	% Error
Pozo-4D	01/01/2009	70.004	70.010	0,01%
Pozo-4D	01/02/2009	77.864	77.870	0,01%
Pozo-4D	01/03/2009	93.028	92.531	0,54%
Pozo-4D	01/04/2009	103.221	105.563	2,22%
Pozo-4D	01/05/2009	95.119	84.963	11,95%
Pozo-4D	01/06/2009	61.768	61.773	0,01%
Pozo-4D	01/07/2009	45.157	45.161	0,01%
Pozo-4D	01/08/2009	74.829	74.835	0,01%
Pozo-4D	01/09/2009	127.953	127.963	0,01%
Pozo-4D	01/10/2009	115.782	115.791	0,01%
Pozo-4D	01/11/2009	124.093	124.103	0,01%
Pozo-4D	01/12/2009	126.047	126.057	0,01%
Pozo-4D	01/01/2010	124.824	124.835	0,01%
Pozo-4D	01/02/2010	112.810	112.821	0,01%
Pozo-4D	01/03/2010	129.308	129.317	0,01%
Pozo-4D	01/04/2010	131.117	131.128	0,01%
Pozo-4D	01/05/2010	134.818	134.828	0,01%
Pozo-4D	01/06/2010	119.802	119.823	0,02%
Pozo-4D	01/07/2010	131.205	131.215	0,01%
Pozo-4D	01/08/2010	128.500	128.510	0,01%
Pozo-4D	01/09/2010	120.195	120.204	0,01%
Pozo-4D	01/10/2010	128.369	128.380	0,01%
Pozo-4D	01/11/2010	113.990	114.000	0,01%
Pozo-4D	01/12/2010	105.693	105.701	0,01%
Pozo-4D	01/01/2011	76.753	76.759	0,01%
Pozo-4D	01/02/2011	44.465	44.465	0,00%
Pozo-4D	01/03/2011	94.497	94.497	0,00%
Pozo-4D	01/04/2011	85.201	85.201	0,00%
Pozo-4D	01/05/2011	84.217	84.050	0,20%
Pozo-4D	01/06/2011	78.781	78.514	0,34%
Pozo-4D	01/07/2011	80.895	80.807	0,11%
Pozo-4D	01/08/2011	63.202	60.743	4,05%
Pozo-4D	01/09/2011	51.042	51.365	0,63%
Pozo-4D	01/10/2011	50.964	51.005	0,08%
Pozo-4D	01/11/2011	59.597	59.748	0,25%
Pozo-4D	01/12/2011	57.239	57.251	0,02%
Pozo-4D	01/01/2012	35.401	35.386	0,04%
Pozo-4D	01/02/2012	6.294	6.293	0,01%
Pozo-4D	01/03/2012	19.218	20.011	3,96%
Pozo-4D	01/04/2012	31.969	31.938	0,10%
Pozo-4D	01/05/2012	26.166	19.991	30,89%
Pozo-4D	01/06/2012	5.769	5.900	2,21%
Pozo-4D	01/07/2012	19.543	19.539	0,02%
Pozo-4D	01/08/2012	37.941	38.028	0,23%
Pozo-4D	01/09/2012	40.934	40.912	0,05%
Pozo-4D	01/10/2012	33.080	33.080	0,00%
Pozo-4D	01/11/2012	38.947	38.944	0,01%
Pozo-4D	01/12/2012	42.014	42.034	0,05%
Pozo-4D	01/01/2013	36.265	36.250	0,04%
Pozo-4D	01/02/2013	38.769	38.762	0,02%
Pozo-4D	01/03/2013	42.923	42.896	0,06%

**Tabla 6. (Continuación)**

Pozo	Periodo	OFM Month_Bbls(bbls)	ZAFIRO Month_Bbls(bbls)	% Error
Pozo-4D	01/04/2013	35.866	35.856	0,03%
Pozo-4D	01/05/2013	30.014	30.020	0,02%
Pozo-4D	01/06/2013	33.299	33.285	0,04%
Pozo-4D	01/07/2013	44.066	44.077	0,03%
Pozo-4D	01/08/2013	43.711	43.699	0,03%
Pozo-4D	01/09/2013	42.883	42.857	0,06%
Pozo-4D	01/10/2013	40.825	40.715	0,27%
Pozo-4D	01/11/2013	25.445	25.443	0,01%
Pozo-4D	01/12/2013	30.030	30.030	0,00%
Pozo-4D	01/01/2014	23.402	23.402	0,00%
Pozo-4D	01/02/2014	10.067	10.067	0,00%
Pozo-4D	01/03/2014	32.622	32.622	0,00%
Pozo-4D	01/04/2014	29.935	29.935	0,00%
Pozo-4D	01/05/2014	30.272	30.272	0,00%
Pozo-4D	01/06/2014	27.389	27.389	0,00%
Pozo-4D	01/07/2014	20.255	20.255	0,00%
Pozo-4D	01/08/2014	27.961	27.961	0,00%
Pozo-4D	01/09/2014	33.276	33.276	0,00%
Pozo-4D	01/10/2014	40.260	40.260	0,00%
Pozo-4D	01/11/2014	40.821	40.821	0,00%
Pozo-4D	01/12/2014	42.569	42.569	0,00%
Pozo-4D	01/01/2015	51.936	51.936	0,00%
Pozo-4D	01/02/2015	45.645	45.645	0,00%
Pozo-4D	01/03/2015	57.875	57.875	0,00%
Pozo-4D	01/04/2015	57.690	57.690	0,00%
Pozo-4D	01/05/2015	60.084	60.084	0,00%
Pozo-4D	01/06/2015	57.136	57.136	0,00%
Pozo-4D	01/07/2015	59.321	59.321	0,00%
Pozo-4D	01/08/2015	59.165	59.165	0,00%
Pozo-4D	01/09/2015	62.206	62.206	0,00%
Pozo-4D	01/10/2015	69.802	69.802	0,00%
Pozo-4D	01/11/2015	57.814	57.814	0,00%
Pozo-4D	01/12/2015	71.110	71.110	0,00%
Pozo-4D	01/01/2016	69.298	69.298	0,00%
Pozo-4D	01/02/2016	61.509	61.509	0,00%
Pozo-4D	01/03/2016	67.159	75.371	10,90%
Pozo-4D	01/04/2016	67.159	67.159	0,00%
Pozo-4D	01/05/2016	63.221	63.221	0,00%
Pozo-4D	01/06/2016	59.388	59.388	0,00%
Pozo-4D	01/07/2016	62.792	62.792	0,00%
Pozo-4D	01/08/2016	57.859	57.859	0,00%
Pozo-4D	01/09/2016	49.253	49.243	0,02%
Pozo-4D	01/10/2016	50.629	50.629	0,00%
Pozo-4D	01/11/2016	46.870	46.870	0,00%
Pozo-4D	01/12/2016	43.957	43.957	0,00%
Pozo-4D	01/01/2017	43.939	43.939	0,00%
Pozo-4D	01/02/2017	35.825	35.825	0,00%
Pozo-4D	01/03/2017	33.137	33.137	0,00%
Pozo-4D	01/04/2017	27.193	27.193	0,00%
Pozo-4D	01/05/2017	29.034	29.022	0,04%
Pozo-4D	01/06/2017	24.906	24.906	0,00%
Pozo-4D	01/07/2017	24.107	24.107	0,00%
Pozo-4D	01/08/2017	24.390	24.390	0,00%
Pozo-4D	01/09/2017	22.042	22.042	0,00%
Pozo-4D	01/10/2017	28.819	28.819	0,00%
Pozo-4D	01/11/2017	23.686	23.686	0,00%

**Tabla 7. (Continuación)**

Pozo	Periodo	OFM Month_Bbls(bbls)	ZAFIRO Month_Bbls(bbls)	% Error
Pozo-4D	01/12/2017	31.130	31.130	0,00%
Pozo-4D	01/01/2018	30.109	30.109	0,00%
Pozo-4D	01/02/2018	26.455	26.455	0,00%
Pozo-4D	02/02/2018	24.676	24.676	0,00%
Promedio		57.666	57.595	0,63%

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Modificado por los autores.

Con el intervalo manejado se pudo observar que no se presentan grandes diferencias entre las bases de datos, donde puntualmente dos meses presentan grandes errores entre los datos, el valor máximo de error es de un 31% para un promedio de error de 0.63% entre todos los meses del histórico dando unos acumulados para la información de OFM de 6.400.874 Barriles acumulados para el pozo 4D y correspondientemente para el Software Zafiro 6.393.078 Bbls de petróleo acumulados, para un error experimental de 0.12%, con estos porcentajes de error se puede validar la información y continuar con el proyecto de optimización.

#### 4. GENERALIDADES DEL POZO 4

En la **Tabla 6** se relaciona las generalidades del Pozo 4D, el cual actualmente cuenta con una producción de 1.411 BFPD con un corte de agua del 32% y una producción neta de petróleo de 964 BOPD.

**Tabla 8.** Generalidades del Pozo 4 presente en el campo B.

NOMBRE DEL POZO	POZO – 4D
CONTRATO	E&P Chaza
BLOQUE	Chaza
CUENCA SEDIMENTARIA	Putumayo
ESTRUTURA GEOLOGICA	Anticlinal Fallado
UBICACIÓN GEOGRAFICA	Departamento del Putumayo
CLASIFICACIÓN LAHEE	Desarrollo
CENTRO URBANO MÁS CERCANO	Municipio de Villa Garzón
COORDENADAS DE SUPERFICIE	Coordenadas Gauss Origen Bogotá N: 601,262.35 mts E: 720,326.56 mts
COORDENADAS DE FONDO	Coordenadas Gauss Origen Bogotá N: 601,731.00 mts E: 720,596,82 mts
TIPO DE POZO	Pozo Desviado.
ELEVACIÓN DEL TERRENO	1,247 pies Aprox.
PROFUNDIDAD TOTAL (TVD)	8,617 pies
PROFUNDIDAD MEDIDA (MD)	8,884 pies
OBJETIVO PRINCIPAL	Formación Villeta (Arena “T”) Formación Caballos
OBJETIVOS SECUNDARIOS	Formación Kg Formación Villeta (Arenas “U”)
DIAS PERFORANDO	41
DIAS EN PRUEBAS	15

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Informe del operador GRAN TIERRA ENERGY, informe técnico anual bloque chaza: Generalidades Bloque Chaza , p. 5

##### 4.1 HISTORIA DEL POZO 4D

A lo largo de la vida del Pozo-4D a este se le han realizado distintos trabajos después de un flujo natural, se decidió generar un mayor drawdown del pozo mediante un sistema de levantamiento artificial, en su momento con presiones cercanas a los 3000 psi se decide bajar una bomba ESP Serie 538 representando una bomba más grande para un área de flujo mayor y un IP

mayor, después de un tiempo esta bomba comenzó a operar en downthrust, con una probabilidad de falla de la bomba debido a falta de presión a la entrada de la bomba hasta que en el 2012 se intervino el pozo para realizar pruebas selectivas debido a las caídas que se habían dado en la producción, al realizar la prueba selectiva se dan cuenta que los intervalos de T y Kc inferior se han ido depletando y empiezan a presentar incrementos en los cortes de agua, entonces se decide dejar el pozo con bombeo hidráulico para poder tener selectividad y no requerir WO al realizarse aperturas y cierres de camisas.

Después de alrededor de un año se cierran las camisas de Kc Inferior y T con el fin de aprovechar la productiva de los intervalos de Kc medio y Kc superior, al momento de realizar un PBU en Octubre de 2013, se intenta recuperar la Standing Valve debido a que había presentado falla manteniendo la columna de fluido pero no se logra recuperar, después de esto se decide dejar la Standing para recuperarla después debido a que necesitaban un equipo de Wireline y no se podía dejar el pozo parado mientras que llegaba el equipo. En Octubre del 2013 se intenta hacer nuevamente el PBU, se moviliza el equipo de Wireline y mediante un bombeo de ácido al 5% para poder remover los orgánicos que la estuvieran pegando al asiento de la válvula, se libera con 2.500 lbs después de bombear el ácido con la unidad de Wireline. Cuando se logra recuperar la válvula cheque y la bomba Jet, se dan cuenta que tanto la garganta de la bomba Jet como la válvula cheque salen picadas debido probablemente al fluido motriz que podría estar generando algún tipo de corrosión.

En febrero del 2014, debido a cambios de productividad y de corte de agua se realiza una prueba de integridad tanto como en el Casing como en el Tubing demostrando que se tiene integridad en el Casing, pero el Tubing no presenta integridad debido a que la camisa de Kc medio no está presentando integridad, en Marzo del 2014 se decide bajar un tapón para aislar la camisa para dejar produciendo solamente Kc superior, en Junio de 2014 se realiza apertura de T con el fin de realizar reporte de selectividad a la ANH, se concluye que el intervalo T ha sido invadido por el frente de agua con un 97% de corte de agua y una producción de petróleo de 30 barriles, se cierra el intervalo T, en Julio del mismo año se realiza cambio al intervalo Kc superior mostrando la misma productividad que llevaba cercana a 705 barriles de petróleo diaria y un corte de agua del 7%. Debido a cambios en el aporte de fluidos del intervalo Kc se decide realizar una estimulación ácida en el mes de Agosto del 2014.

Debido a que la estimulación es exitosa en Abril del 2015, se decide cambiar la configuración de la bomba Jet por una relación boquilla garganta más grandes con mayor área de flujo con el fin de aprovechar el aporte del yacimiento. En Septiembre del 2015 se percatan mediante un PBU que el yacimiento tiene una presión estática aproximada de 2.700 psi y que no se está haciendo demasiado Drawdown, así que se decide instalar dos unidades de bombeo en paralelo y en Diciembre se cambia la relación boquilla garganta por una más grande de 13O a una 14P para poder manejar el caudal del fluido motriz.

En Febrero del 2016 se realiza un PBU para tener un seguimiento de la presión del pozo y según requerimiento de la ANH presión estática de 2.100 Psi, el pozo ha declinado, pero la inyección de agua ha logrado mantener la presión sin caídas drásticas del yacimiento. En Noviembre del 2016 se realiza un servicio a la bomba Jet debido a cambios en el Caudal de inyección.

En Agosto de 2017 se realiza un servicio a la bomba Jet con el fin de comprobar el estado de la bomba por caídas en la producción, se realiza mantenimiento a la bomba Jet y se deja produciendo el pozo; en Septiembre se realiza un PBU, mostrando un mantenimiento de la presión del pozo cercano a los 2.200 Psi, la garganta sale un poco cavitada y 10% del filtro obstruido, en Noviembre de 2017 se realiza una estimulación ácida debido a caídas de producción con la misma producción de yacimiento después de la estimulación el Pozo 4D queda produciendo cerca de 1.400 BFPD con un corte del 30 %.

#### **4.2 COMPLETAMIENTO DEL POZO 4**

Como se puede detallar en el estado mecánico del pozo 4D (Ver **Figura 4**), este pozo fue diseñado con el fin de utilizar un sistema de levantamiento artificial como el bombeo hidráulico, por la presencia de la camisa de circulación por encima de los perforados y sus respectivas camisas de producción separando los intervalos de interés. Los intervalos perforados en la formación Caballos comprenden los intervalos 8610'- 8652' (42 ft), 8660'- 8668' (8 ft), 8675' - 8686' (11 ft), 8694' - 8728' (34 ft), 8744' - 8766' (22 ft) y de la formación Villeta arena T los intervalos 8463' - 8472' (9 ft) y 8475' - 8514' (39 ft) en total 165'.

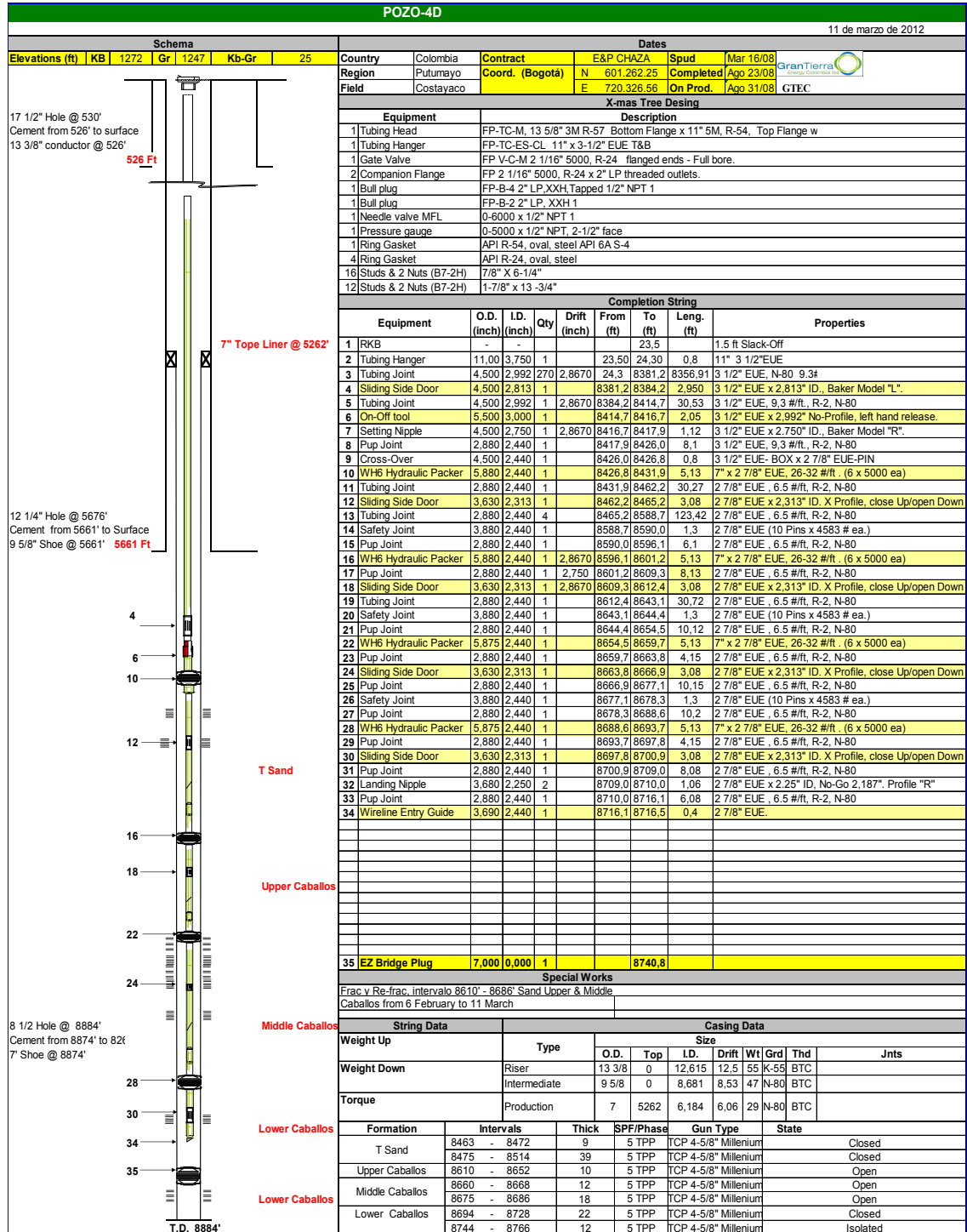
#### **4.3 LOCALIZACION DEL POZO 4 EN EL CAMPO B**

Según el mapa estructural compartido, el pozo 4D se encuentra en el tope de la estructura con el fin de conseguir el mayor recobro posible al inyectar agua en la base de la formación específicamente en el acuífero de bajo potencial que tenía inicialmente el campo. Al estar en el tope de la estructura e incrementarse la inyección de agua en los últimos años, este pozo presenta actualmente una considerable presión de yacimiento debido al llenado del reservorio y empuje del agua, con el incremento de la energía del yacimiento el pozo 4D actualmente es un buen candidato para una posible optimización.

#### **4.4 PETROFISICA DEL POZO 4D**

Formaciones productoras encontradas a 8.463 hasta 8.766 con un intervalo que los separa poco porosa y permeable como la Caliza B, mediante los estudios realizados a lo largo del desarrollo del campo mediante registros y demás estudios se tiene contemplados parámetros promedio de 14.5 % de porosidad y 133 mD de permeabilidad de la formación calculado mediante promedios de espesores.

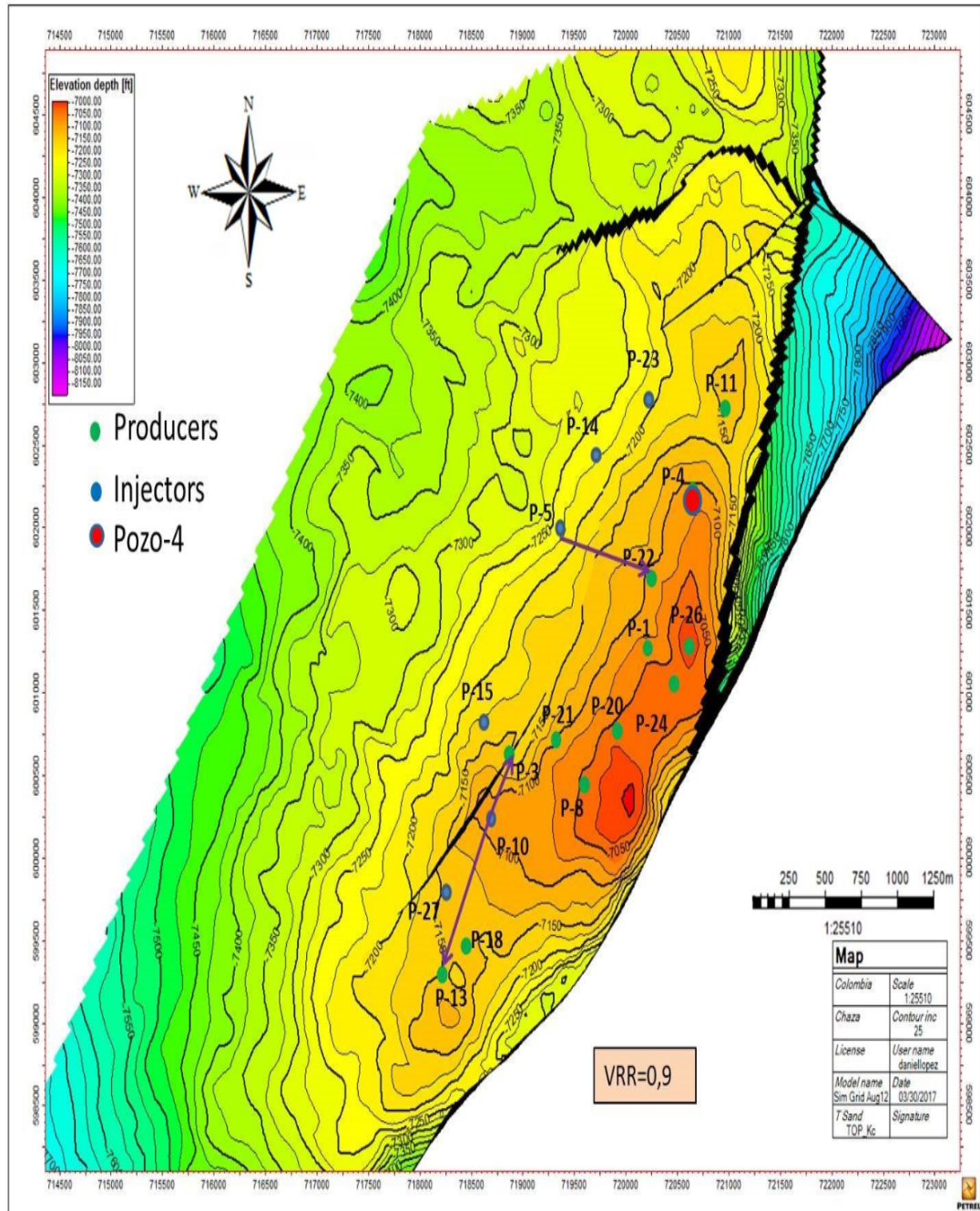
Figura 4. Estado Mecánico del Pozo 4D.



Fuente: GRAN TIERRA ENERGY, Informe del operador GRAN TIERRA ENERGY, informe técnico anual bloque chaza: Estado Mecánico pozo 4 , p. 5, Modificado por los autores.



**Figura 5.** Localización geográfica del pozo 4D dentro del Campo B.

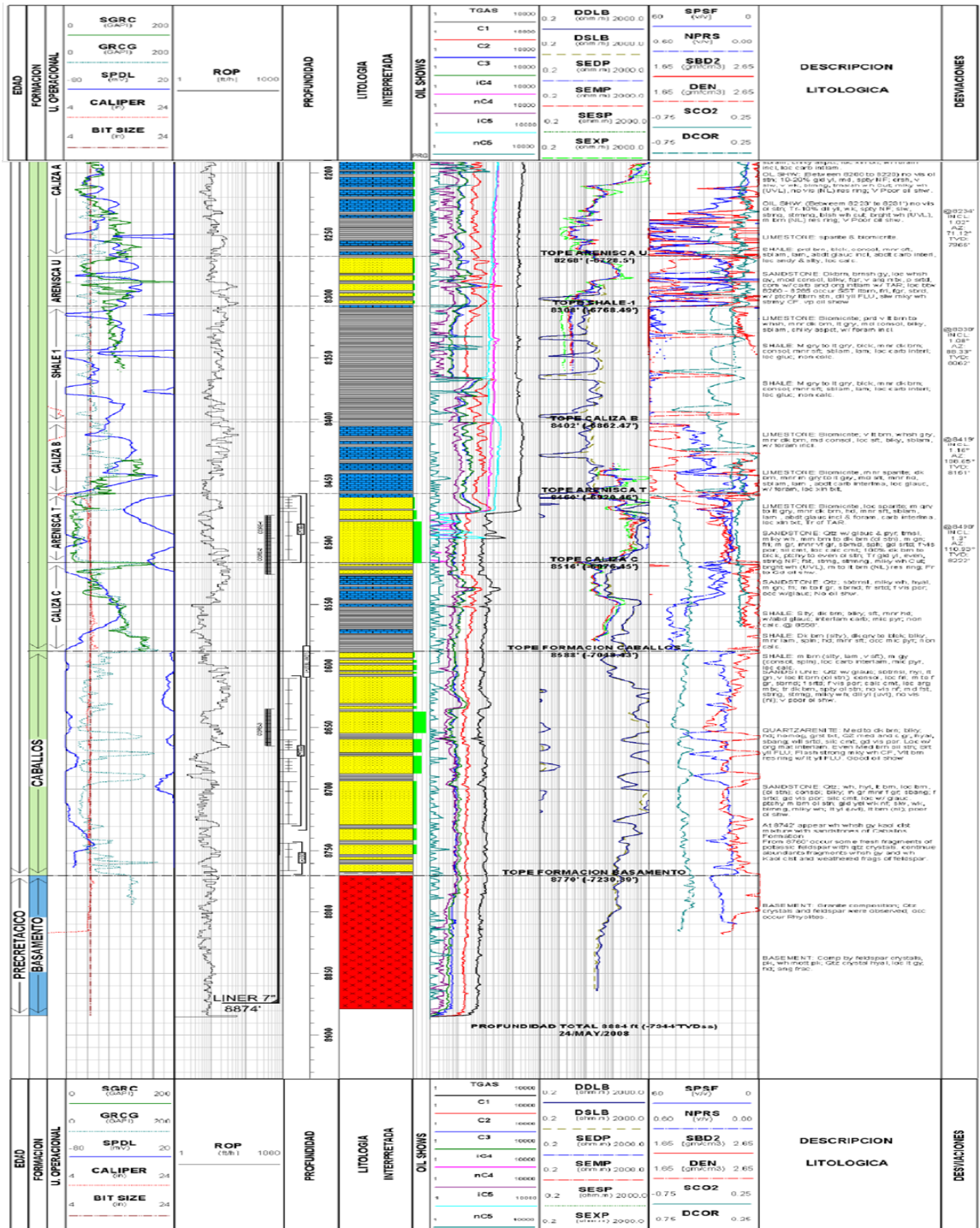


**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Modificado por los autores.

ponderados para las formaciones que en algún punto se produjeron commingled, a continuación se podrá ver los registros tomados durante la perforación del Pozo 4D:



Figura 6. Principales propiedades petrofísica del Pozo 4D

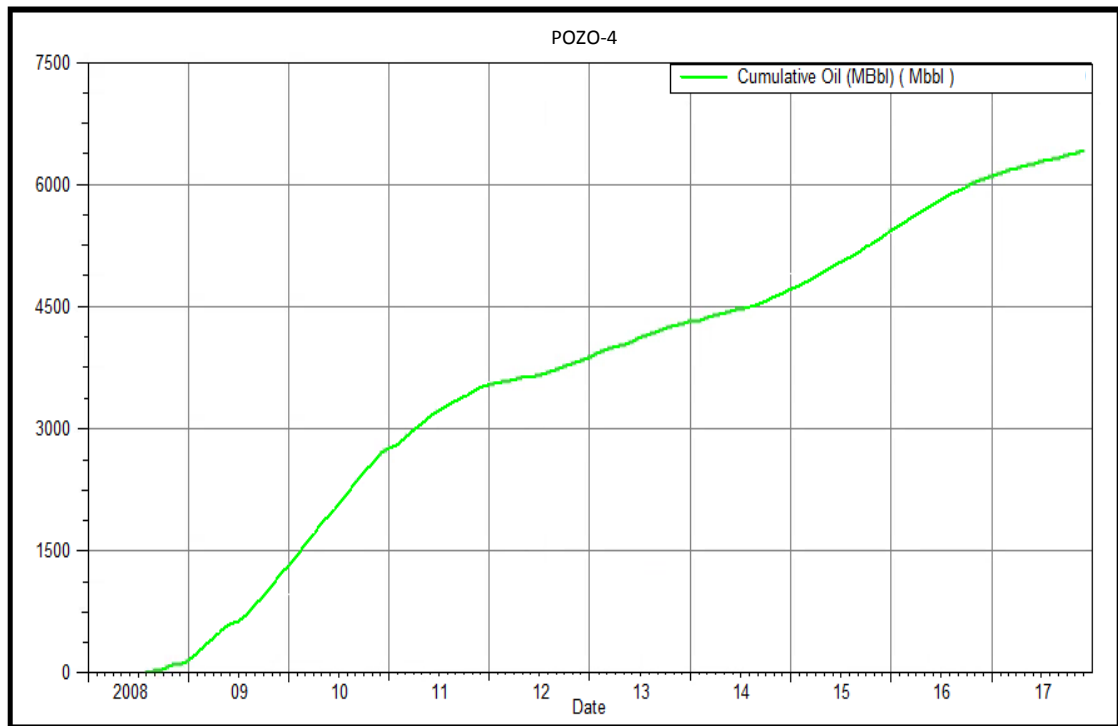


Fuente: GRAN TIERRA ENERGY, Informe del operador GRAN TIERRA ENERGY, informe técnico anual bloque chaza: Propiedades del pozo 4 , p. 13, Modificado por los autores.

## 4.5 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO 4D

El Pozo 4D lleva más de 11 años produciendo, actualmente produce cerca de los 964 BOPD, y para el 31 de Enero del 2018 tiene una producción acumulada de 6.450.183 Bbls (Ver **Grafica 3**).

**Grafica 3.** Producción acumulada del pozo 4D.

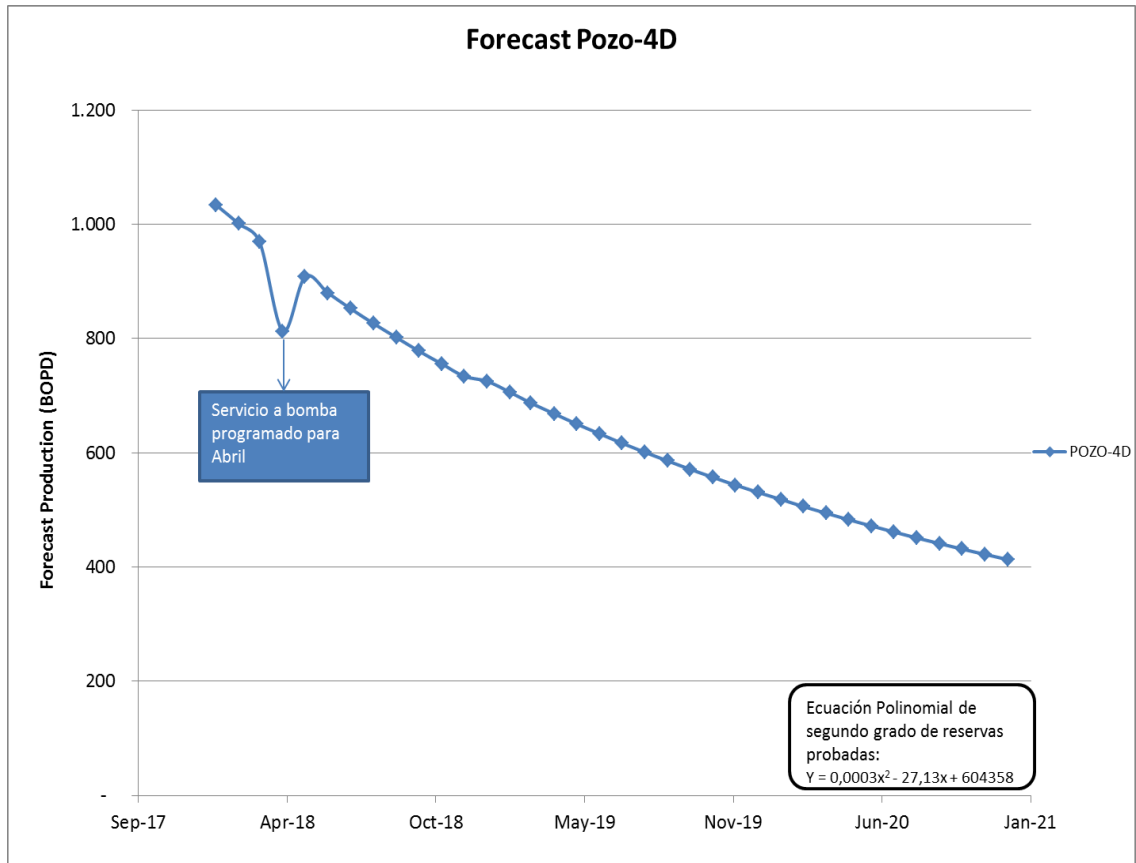


**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software OFM. Modificado por los autores.

## 4.6 DECLINACIONES ESTIMADAS DEL POZO 4

En la siguiente imagen se encontrara el forecast que se tenía estimado a inicios de año para la declinacion del pozo 4D con esta declinacion que es estimada de parte del área de yacimientos, se realiza la comparación del comportamiento del pozo para saber si el mismo esta declinando de manera correcta o si posiblemente hay algún tipo de problema operativo. La declinacion se evalúa usualmente con un escenario hasta 2021, con el fin de poder realizar los económicos y evaluaciones del proyecto:

**Grafica 4. Declinaciones del pozo 4D.**



**Fuente:** Elaboracion propia.

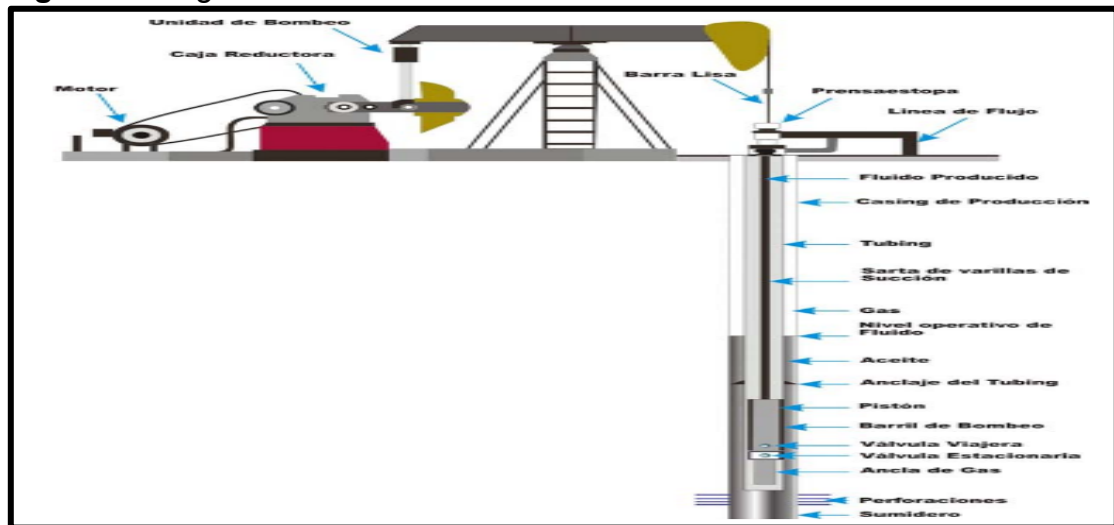
## 5 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Con el fin de poder optimizar la producción de un sistema yacimiento pozo, se debe tener en cuenta el tipo de levantamiento artificial, cuando aplica cada uno y en qué caso pueden llegar a ser los más óptimos para el sistema; en el caso de esta evaluación se tendrán en cuenta los siguientes tipos de levantamientos artificiales.

### 5.1 BOMBEO MECANICO

El Bombeo Mecánico es el más utilizado a nivel mundial (Ver **Figura 7**), trabaja bajo el principio de levantar el crudo mediante la acción de las bombas de subsuelo, las cuales son accionadas por la sarta de varillas que les transmiten la potencia requerida, generada en superficie. Estas bombas consisten esencialmente de un pistón dentro de un barril con válvulas de entrada y salida de fluido, y pueden ser de acción simple o de acción doble<sup>10</sup>

**Figura 7.** Diagrama del sistema de Bombeo mecánico



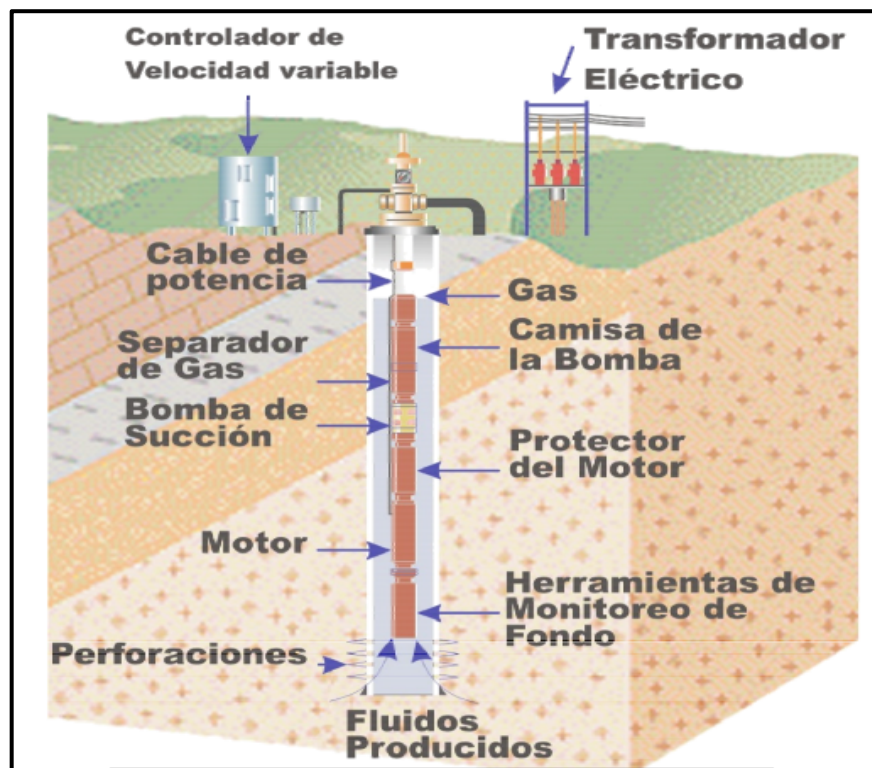
**Fuente.** MUÑOS, Álvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros Diseño de una herramienta software de selección. En: Generalidades acerca de los sistemas de levantamiento artificial: Bombeo Mecánico, Universidad industrial de Santander, 2007, p. 50

<sup>10</sup> MUÑOS, Alvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros Diseño de una herramienta software de selección. En: Generalidades acerca de los sistemas de levantamiento artificial: Bombeo Mecánico. Bucaramanga, 2007, 49p.

## 5.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible (Ver **Figura 8**), consiste en tener bombas centrífugas compuestas de varias etapas las cuales funcionan una seguida de la otra, las cuales constan de un Impulsor giratorio y un difusor estacionario cada una. El impulsor consiste en una serie de alabes que proporcionan energía cinética al fluido y el difusor es una serie de cámaras de diferente área que convierten la energía cinética de fluido en presión. La potencia proviene de un motor eléctrico instalado en profundidad.<sup>11</sup>

**Figura 8.** Diagrama del Sistema Bombeo Electrosumergible



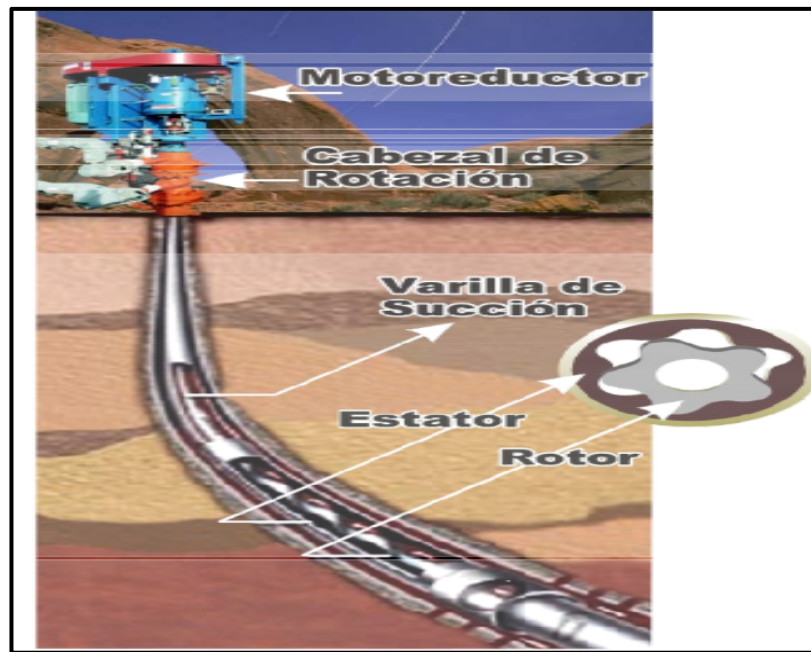
**Fuente.** MUÑOS, Álvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros Diseño de una herramienta software de selección. En: Generalidades acerca de los sistemas de levantamiento artificial: Bombeo Electro sumergible, Universidad industrial de Santander, 2007, p. 58

<sup>11</sup> MUÑOS, Alvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros Diseño de una herramienta software de selección. En: Generalidades acerca de los sistemas de levantamiento artificial: Bombeo Electro sumergible. Bucaramanga, 2007, 55p. Universidad industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Departamento ingeniería de petróleos.

### 5.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

El Sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas (Ver **Figura 9**), están formado por un rotor, que es una varilla gruesa de metal de forma helicoidal que gira dentro de un estator, el cual, consiste de una matriz de elastómero con un troquelado interno con forma de doble línea helicoidal. El Funcionamiento consiste en un rotor que gira dentro del estator, se forman varias cavidades cerradas las cuales avanzan desde el extremo de entrada de la bomba, hasta el extremo de descarga. El resultado de esto es un flujo continuo por desplazamiento positivo proporcional a la velocidad de rotación.<sup>12</sup>

**Figura 9.** Sistema Bombeo Por Cavidades Progresivas



**Fuente.** MUÑOS, Alvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros Diseño de una herramienta software de selección. En: Generalidades acerca de los sistemas de levantamiento artificial: Bombeo Por Cavidades Progresivas, Universidad industrial de Santander, 2007, p. 62

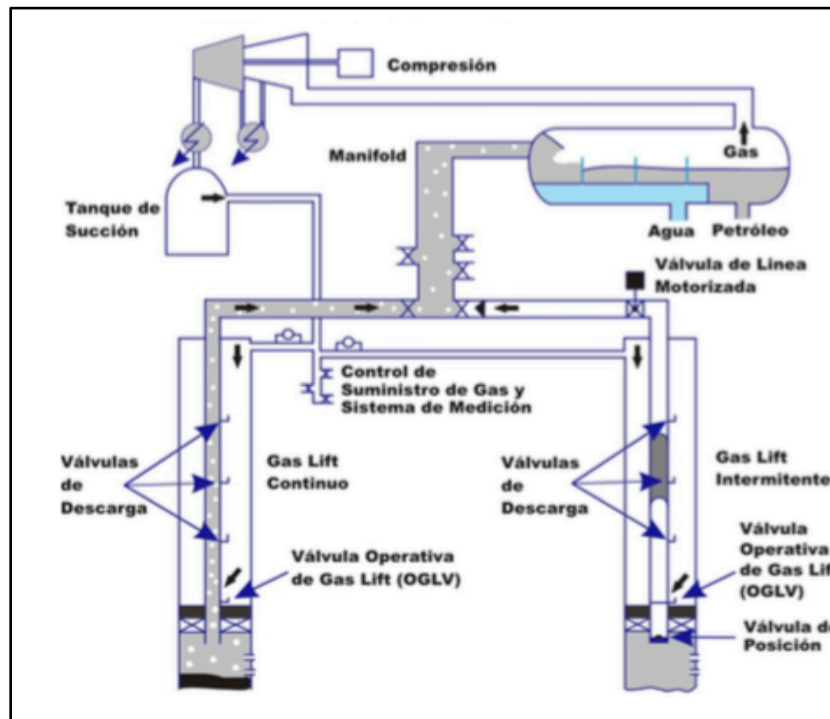
<sup>12</sup> MUÑOS, Alvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros Diseño de una herramienta software de selección. En: Generalidades acerca de los sistemas de levantamiento artificial: Bombeo PCP. Bucaramanga, 2007, 60p. Universidad industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Departamento ingeniería de petróleos.



## 5.4 GAS LIFT

El sistema Gas lift complementa el proceso de flujo natural al añadir gas al fluido de producción, reduciendo la densidad del fluido, y por lo tanto la cabeza hidrostática de la columna a levantar. Normalmente se emplea un sistema cíclico cerrado en el que el gas del separador es secado, re-comprimido y regresado al pozo<sup>13</sup>. El equipo necesario para la implementación de gas lift se evidencia en el siguiente esquema (Ver **figura 10**).

**Figura 10.** Sistema Gas lift.



**Fuente.** MUÑOS, Alvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros Diseño de una herramienta software de selección. En: Generalidades acerca de los sistemas de levantamiento artificial: Gas lift, Universidad industrial de Santander, 2007, p. 42

<sup>13</sup> MUÑOS, Alvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros Diseño de una herramienta software de selección. En: Generalidades acerca de los sistemas de levantamiento artificial: Gas lift. Bucaramanga, 2007, 42p. Universidad industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Departamento ingeniería de petróleos.

## 5.5 BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET

El bombeo hidráulico tipo jet consta de una bomba tipo Venturi, la cual consta de una boquilla, una garganta y un difusor; a la boquilla es bombeado el fluido a altas presiones y bajas velocidades, originándose un diferencial de presión y un aumento de velocidad.

De ahí, el fluido de potencia pasa por la garganta y luego por del difusor en donde se mezcla con el fluido formación y se produce un incremento de presión. Esta bomba es instalada de forma temporal o permanente en el completamiento del pozo<sup>14</sup>.

**5.5.1 Condiciones actuales de Bombeo hidráulico tipo jet en el pozo 4.** Los campos de estudio cuentan actualmente con baterías, las cuales operan en cada uno de los pozos mediante el sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet utilizando como fluido motriz el fluido producido por el pozo, previamente tratado para la inyección lo cual previamente mencionado nos indica que el sistema se encuentra clasificado como un sistema cerrado, esto ayuda en la optimización del fluido motriz ahorrando gastos significativos para el tratamiento de este fluido.

El equipo de superficie típico directamente asociado con el sistema hidráulico se muestra en la Figura 11.

La secuencia de operación comienza con el fluido motriz el cual es succionado desde el tanque de potencia hasta los émbolos de la bomba de superficie. La bomba de superficie inyecta el fluido motriz a la presión requerida, y este es dirigido a cada pozo del sistema a través de líneas de fluido motriz individuales (líneas de inyección) y a través de la tubería de la producción, a la bomba jet de subsuelo.

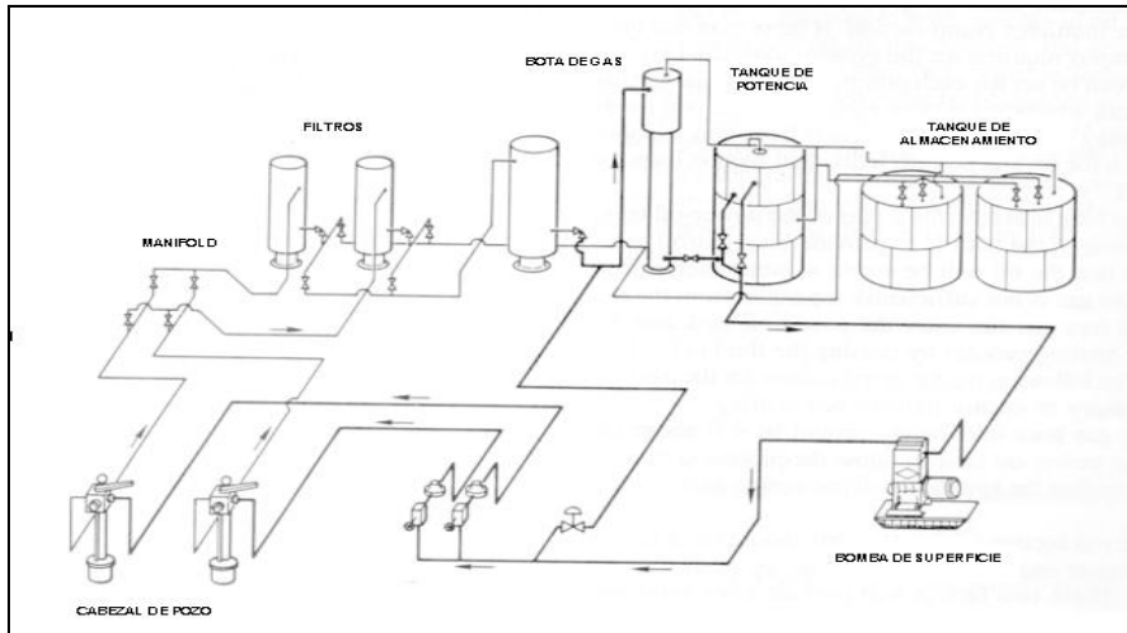
En este sistema el fluido regresa a la superficie como una mezcla del fluido del pozo producido y del fluido motriz, es llevado a través de la línea de descarga a la batería principal. La mezcla de fluido proveniente de los pozos llega a la línea de entrada en el cual el petróleo producido tendrá un nivel de operación constante y será enviado a las diferentes unidades de tratamiento y tanques de almacenamiento.

---

<sup>14</sup> MUÑOS, Alvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros Diseño de una herramienta software de selección. En: Generalidades acerca de los sistemas de levantamiento artificial: Bombeo Tipo Jet. Bucaramanga, 2007, 69p. Universidad industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Departamento ingeniería de petróleos.



**Figura 11.** Bateria Bombeo Hidráulico tipo Jet.



**Fuente:** BROWN, Kemit E. The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 2b: Electric Submersible Centrifugal Pumps, Hydraulic Pumping Piston Type, Jet Pumping, Plunger Lift, Other Methods of Artificial Lift. En: Hydraulic Pumping Jet Pumping Type, Pennwell Publishing Company, 1983.

El manifold de producción tiene la posibilidad de enviar fluido producido a un tanque de almacenamiento, un Gun barrel, un tanque de prueba ó tanque de potencia, en condiciones regulares el fluido es orientado a un Gun barrel, en donde ocurre el proceso de separación de las diferentes fases presentes en el fluido (gas, agua, aceite y sedimentos), posteriormente el aceite pasa al tanque de potencia a través de las líneas de succión, el cual alimenta las unidades de bombeo donde una parte del fluido el necesario para la operación es inyectado y el fluido restante es llevado por líneas a los tanques de almacenamiento para su posterior venta.

**5.5.1.1 Condiciones operacionales del Campo B.** En la batería del campo B, se maneja los fluidos de 21 pozos los cuales producen bajo los sistemas de bombeo hidráulico y bombeo electrosumergible. Todos los pozos que producen mediante bombeo hidráulico son alimentados por el fluido de potencia el cual es el mismo fluido de los pozos debidamente tratado, este es inyectado por medio de la tubería de producción a una presión de entre en psi, en subsuelo por medio de un arreglo de tubería de revestimiento libre, el fluido de potencia se mezcla con el fluido de producción y asciende por el anular casing-tubing, esta corriente de descarga posee presiones y caudales específicos.

**Tabla 9.** Condiciones operacionales campo B.

Características		POZO-4D
Presión de inyección (PSI)		3800
Caudal de inyección(BPD)		7159
Tipo de bomba		Proveedor B
Configuración B/G		14-P
Fluido motriz	100% agua	

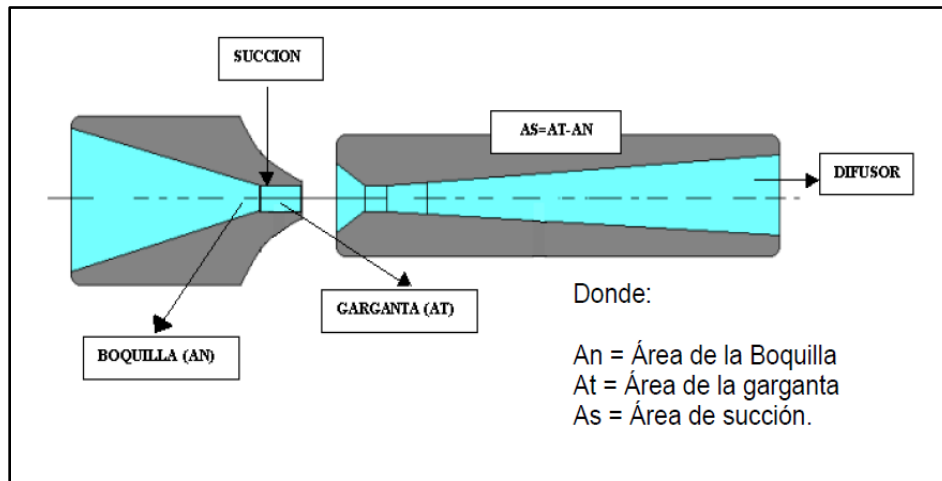
**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Zafiro.  
Modificado por los autores.

**5.5.1.2 Características de operación del equipo de subsuelo.** Con el fin de alcanzar la máxima eficiencia del sistema de bombeo hidráulico, se tienen que establecer las condiciones ideales de operación tanto de los equipos de superficie como los de fondo. A continuación se mostraran las características de funcionamiento de las bombas de subsuelo Jet Pump (Ver Figura 12) . El sistema de bombeo hidráulico está compuesto en fondo por tres elementos principales.

- La bomba jet.
- La cavidad
- La válvula fija.

El completamiento del sistema depende de la cantidad de intervalos abiertos y las condiciones del pozo. La eficiencia de cualquier bomba Jet está determinada por la relación existente entre el área de la boquilla y el área de la garganta, ya que de estas relaciones de área depende el intercambio entre el fluido producido y el caudal de fluido de potencia a inyectar, así como la cantidad de potencia requerida en superficie tanto por el motor como por la bomba.

**Figura 12.** Sistema bombeo hidráulico efecto Venturi (boquilla-garganta)



**Fuente:** BROWN, Kemit E. The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 2b: Electric Submersible Centrifugal Pumps, Hydraulic Pumping Piston Type, Jet Pumping, Plunger Lift, Other Methods of Artificial Lift. En: Hydraulic Pumping Jet Pumping Type, Pennwell Publishing Company, 1983.

Cada uno de los pozos del campo de estudio ha utilizado durante mucho tiempo la bomba tipo Jet como sistema de levantamiento, debido al cambio de las condiciones operacionales tanto en superficie como en el yacimiento, se han realizado y utilizado diferentes configuraciones para los pozos.

El área de flujo de cualquier boquilla y garganta es el resultado de multiplicar una constante por el tamaño inmediatamente inferior, esta constante depende del fabricante. La relación garganta boquilla establece la relación que poseen las áreas de flujo de la boquilla y la garganta.

Debido a la presión actual de los yacimientos y a las condiciones de las facilidades de inyección de cada batería central, la compañía tiene establecido que la presión de inyección para el sistema de bombeo hidráulico está en un rango de 3500 a 3900 Psi. No todos los pozos del campo de estudio iniciaron su producción con bombeo hidráulico tipo jet, algunos de ellos utilizaron como sistema de levantamiento artificial bombeo electro sumergible.

**5.5.1.3 Medidas de boquillas y gargantas.** Los proveedores aumentan el área de las boquillas y gargantas en una progresión geométrica definida, lo que quiere decir que el área de flujo es el resultado de multiplicar una constante o factor por el tamaño inmediatamente inferior.

La progresión para el proveedor B no es geométrica, por lo cual cubre una extensión de área mayor que las de los otros proveedores. Las medidas de

cada fabricante están enumeradas (Ver **Tabla 8**). El proveedor B designan la medida de una bomba por la relación entre el tamaño de la Boquilla y el de la garganta.

**Tabla 10.** Medidas de areas boquilla-garganta proveedor para el Campo B.

PROVEEDOR B					
BOQUILLA			GARGANTA		
N°.	AREA	ID	N°.	AREA	ID
1	0.0018	0.0479	A	0.0046	0.0765
2	0.003	0.0618	B	0.0072	0.0957
3	0.0038	0.0696	C/0	0.0104	0.1151
4	0.0054	0.0833	D/1	0.0142	0.1343
5	0.0074	0.0972	E/2	0.0187	0.1543
6	0.0094	0.1094	F/3	0.0239	0.1743
7	0.0108	0.1172	G/4	0.0311	0.1989
8	0.0122	0.1245	H/5	0.0376	0.2189
9	0.0148	0.1370	I/6	0.0447	0.2387
10	0.0175	0.1494	J/7	0.0526	0.2587
11	0.0239	0.1743	K/8	0.0654	0.2887
12	0.0311	0.1989	L/9	0.0796	0.3183
13	0.0450	0.2393	M/10	0.0957	0.3491
14	0.0658	0.2894	N/11	0.1119	0.3775
15	0.0851	0.3291	O/12	0.1445	0.4289
16	0.1251	0.3991	P/13	0.1763	0.4738
17	0.1552	0.4446	Q/14	0.2154	0.5237
18	0.1950	0.4983	R/15	0.2593	0.5746
19	0.2464	0.5601	S/16	0.3127	0.6310
20	0.3119	0.6302	T/17	0.3760	0.6919
21	0.385	0.7001	U/18	0.4515	0.7582
			V/19	0.5426	0.8312
			W/20	0.652	0.9111

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Modificado por los autores.

Los radios de áreas más comúnmente utilizados varían en un rango entre 0.235 y 0.4, radios de áreas mayores a 0.4, son utilizados algunas veces en pozos muy profundos con una producción de aceite alta, o simplemente cuando la presión de operación disponible es muy baja. Los radios de área menores a 0.235, son utilizados en pozos poco profundos, cuando la presión de fondo es muy baja y se requiere un paso de flujo anular más grande para evitar la cavitación.

**5.5.1.4 Especificaciones técnicas.** Las bombas utilizadas en los diferentes pozos de la compañía que trabajan con bombeo hidráulico tipo jet, son bombas libres, instaladas en el revestimiento, estas pueden ser reversadas por la tubería, se utilizan frecuentemente para la obtención de datos del yacimiento en forma instantánea, por cuanto se necesita solamente desplazar los fluidos que se encuentran en la tubería de producción, para que se obtenga el fluido de formación. Esta bomba es alojada en una camisa deslizante, es desplazada y recuperada hidráulicamente a través de la tubería de producción de recuperación de esta bomba se puede hacer con la misma presión hidráulica o con una unidad de alambre, en este tipo de bombas se pueden instalar memorias o sensores para tomar medidas de presión en fondo.

## **6. MÁTRIZ DE SELECCION PARA LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL APLICADOS AL POZO 4D**

A continuación se presenta primero los rangos en los cuales se encuentra actualmente el pozo 4D del bloque Chaza, para posteriormente ser evaluado según rangos de aplicabilidad en cada tipo de levantamiento artificial para campos maduros.

se evaluarán mediante las categorías 1 es No aplicable, 2 es limitado, 3 es aceptable, 4 es bueno, 5 es excelente y 6 es óptimo, después se realizara una sumatoria de los puntajes obtenidos sobre el total para tener un porcentaje de aplicabilidad del sistema de levantamiento artificial aplicado para el pozo de estudio.

Para poder especificar los rangos de aplicabilidad inicialmente se presentara como se encuentra actualmente el pozo 4D, en la ficha técnica se tendran en cuenta variables como tasa de producción, la profundidad del pozo, el tamaño del casing, el grado de inclinación del pozo, la temperatura de yacimiento, la presión de fondo fluyente, con la que se estima trabajaría, el Dog leg del pozo, tipo de completamiento, tipo de recobro, BS&W(%), Viscosidad del fluido, presencia de fluido corrosivo, contenido de arena abrasiva, GOR, tratamientos aplicados, la locación, energía eléctrica y espacio disponible entre otros.

**Tabla 11.** Propiedades del Pozo 4D para la matriz de selección.

<b>Propiedades del Pozo 4D</b>		
Punto de analisis	Variable	Valor
<b>Yacimiento , produccion y pozo</b>	Tasa de producción (BPD)	1411
	Profundidad del pozo (ft)	8884
	Tamaño del casing OD (in)	7
	Gado de inclinacion del pozo con respecto a la vertical (°)	20,96
	Temperatura (°F)	205
	Presion de Fondo Fluyente Pwf (PSI)	1083
	Severidad Dog leg (°/100ft)	3
	Tipo de Completamiento	Co-mmingled
	Tipo de recobro	Inyección de agua
<b>Fluidos producidos</b>	BSW (%)	31,7
	Viscocidad del fluido producido (Cp)	1,8
	Presencia de fluidos corrosivos	Si
	Contenido de arena abrasiva (ppm)	0
	GOR (scf/stb)	114
	Tratamientos aplicados	HCL tratamiento de estimulacion noviembre 2017
<b>Facilidades en superficie</b>	Tipo de locacion	Onshore
	Energia Electrica	Generada
	Espacio Restringido	Estandar

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Modificado por los autores.

segundo encontramos la matriz de selección que se realizó en base a los rangos de aplicabilidad, la escala que evalúa la matriz tiene un rango de 1-6, donde 1 es No aplicable, 2 es limitado, 3 es aceptable, 4 es bueno, 5 es excelente y 6 es óptimo.

- No Aplicable: Bajo ninguna circunstancia se debe utilizar el método de levantamiento dentro de este rango, dado que el sistema no está diseñado para dichas condiciones, por lo tanto, el sistema no funcionaría o tendría una vida útil excesivamente corta.
- Limitado: Dentro de este rango el sistema puede operar, pero presentaría una serie de restricciones, que podrían llevar a la necesidad de un diseño especial del sistema para adaptarlo a las condiciones solicitadas.
- Aceptable: El sistema funciona dentro de este rango sin mayores modificaciones en su diseño, pero presenta una baja eficiencia de operación.
- Bueno: El sistema es altamente aplicable dentro de este rango y presenta una mayor eficiencia de operación que las obtenidas en los rangos descritos anteriormente.
- Excelente: Además de presentar un alto grado de aplicabilidad del sistema y por lo tanto, un periodo prolongado de vida útil dentro de este rango, el sistema en cuestión presentará una alta eficiencia de operación.
- Óptimo: Es rango en el cual el sistema de levantamiento artificial presenta su mejor funcionamiento, tanto en su eficiencia de operación, como en su periodo de vida útil y por lo tanto es el rango más aconsejado para su implementación.



**Tabla 12.** Matriz de selección del nuevo sistema de levantamiento artificial para el pozo 4D.

Matriz de selección levantamiento artificial Pozo 4												
Punto de analisis	Variable	Valor	Bombeo Mecanico		Bombeo Electrosumergible		Bombeo por cavidades progresivas		Gas lift		Bombe Hidraulico (actual)	
Yacimiento , producción y pozo	Tasa de producción (BPD)	1411	1	✗	6	✓	1	✗	5	✓	4	⚠
	Profundidad del pozo (ft)	8884	3	⚠	6	✓	1	✗	6	✓	6	✓
	Tamaño del casing OD (in)	7	4	⚠	6	✓	3	⚠	6	✓	6	✓
	Grado de inclinacion del pozo con respecto a la vertical (°)	20,96	3	⚠	6	✓	2	✗	6	✓	6	✓
	Temperatura (°F)	205	6	✓	5	✓	5	✓	6	✓	6	✓
	Presion de Fondo Fluyente Pwf (PSI)	1083	6	✓	6	✓	5	✓	3	⚠	5	✓
	Severidad Dog leg (°/100ft)	3	3	⚠	6	✓	3	⚠	6	✓	6	✓
	Tipo de Completamiento	Selectivo	1	✗	6	✓	1	✗	6	✓	6	✓
	Tipo de recobro	Inyección de agua	5	✓	6	✓	6	✓	2	✗	6	✓
Fluidos producidos	BSW (%)	31,7	5	✓	6	✓	6	✓	2	✗	6	✓
	Viscosidad del fluido producido (Cp)	1,8	6	✓	6	✓	6	✓	6	✓	6	✓
	Presencia de fluidos corrosivos	Si	3	⚠	3	⚠	3	⚠	6	✓	3	⚠
	Contenido de arena abrasiva (ppm)	0	6	✓	6	✓	6	✓	6	✓	6	✓
	GOR (scf/stb)	114	5	✓	5	✓	4	⚠	1	✗	5	✓
	Tratamientos aplicados	HCl tratamiento de estimulación Noviembre 2017	3	⚠	3	⚠	3	⚠	3	⚠	3	⚠
Facilidades en superficie	Tipo de locación	Onshore	6	✓	6	✓	6	✓	6	✓	6	✓
	Energía Eléctrica	Generada	6	✓	6	✓	6	✓	6	✓	6	✓
	Espacio Restringido	Estandar	2	✗	6	✓	6	✓	2	✗	2	✗
<b>Totales</b>			<b>68,52%</b>		<b>92,59%</b>		<b>67,59%</b>		<b>77,78%</b>		<b>87,04%</b>	
<b>Mejor candidato</b>							<b>Bombeo Electrosumergible</b>					

**Fuente.** Elaboracion propia (con opiniones y criterios de GTEC)

## 7. ANÁLISIS NODAL

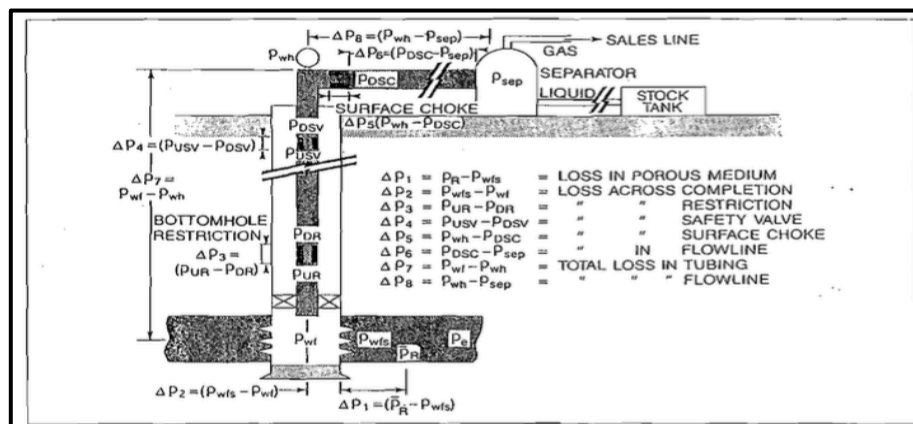
En este capítulo se describe la metodología empleada para la realización de las curvas IPR y VLP obtenidas a partir del enfoque de entrada de IP, las cuales simularan el comportamiento de la productividad de un yacimiento en estado estacionario. Así mismo, se presentan las Propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento, el estado mecánico del pozo, las características del yacimiento y las consideraciones para el cálculo de la productividad del pozo 4D.

El análisis nodal según Schlumberger, Es una herramienta analítica utilizada para el pronóstico del desempeño de los diversos elementos que integran el sistema de terminación y producción. El análisis nodal se utiliza para optimizar el diseño de la terminación con el fin de que se adecue a la capacidad de producción del yacimiento y para identificar las restricciones o límites presentes en el sistema de producción y cualquier mecanismo de mejoramiento de la eficiencia de la producción.<sup>15</sup>

### 7.1 PROCESO DEL ANÁLISIS NODAL

El proceso de análisis nodal consiste en escoger nodos o puntos en un sistema de producción y dividir el sistema seleccionado en el número de puntos escogidos, la selección de división de puntos más usual se puede observar en la **Figura 13**.

**Figura 13.** Nodos más usados para un respectivo análisis nodal.



**Fuente.** BEGGS, Dale. Production Optimization. En: Production systems Analysis: Systems Analysis Approach. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, p. 2

<sup>15</sup>SCHLUMBERGER, Analisis Nodal, 17-febrero de 2018, Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/n/nodal\\_analysis.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/n/nodal_analysis.aspx)

La relación que se analiza en un análisis nodal entre el caudal y la caída de presión debe estar presente en cada uno de estos puntos (nodos) seleccionados, el caudal en el sistema puede ser determinado siempre y cuando este satisfaga 2 premisas.

1. El caudal que entra el punto seleccionado o nodo debe ser igual al flujo que sale del mismo.
2. Solo puede existir una presión en cada punto de división del sistema.

**7.1.1 Determinación de la capacidad de flujo.** Para determinar la capacidad de flujo primero se debe haber seleccionado un nodo de las posibles opciones brindadas en la Figura 13, posteriormente se le realizara el análisis nodal y dependiendo de la ubicación del punto si es (inflow) o (outflow) se obtendrá el resultado partiendo de la siguientes ecuaciones:

**Ecuación 2.** Determinación de la presión del nodo (inflow).

*Inflow to the node:*

$$p_R - \Delta p \text{ (upstream components)} = p_{node}$$

**Fuente.** BEGGS, Dale. Production Optimization. En: Production systems Analysis: Systems Analysis Approach. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, p. 2

**Ecuación 3.** Determinación de la presión del nodo (outflow).

*Outflow from the node:*

$$p_{sep} + \Delta p \text{ (downstream components)} = p_{node}$$

**Fuente.** BEGGS, Dale. Production Optimization. En: Production systems Analysis: Systems Analysis Approach. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, p. 2

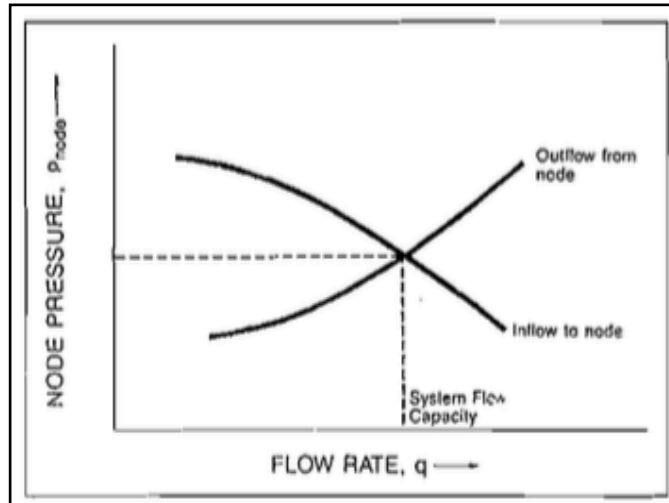
**Donde:**

Pr : Presión reservorio (PSI)  
Psep: Presión en el Separador (PSI)  
P node: Presión del nodo (PSI)  
P Wh: Presión del Cabezal (PSI)

La caída de presión,  $\Delta p$ , en cualquier componente, varía con el caudal,  $q$ . Por lo tanto.

Un punto de presión de nodo frente a la velocidad de flujo producirá dos curvas, cuya intersección dará a la satisfacciones de las premisas 1 y 2 anteriormente mencionadas.<sup>16</sup>

**Figura 14.** Capacidad de flujo inflow y outflow.



**Fuente.** BEGGS, Dale. Production Optimization. En: Production systems Analysis: Systems Analysis Approach. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, p. 3

**7.1.1.1 Efectos del diámetro del tubo.** Los efectos presentes en el cambio de cualquier componente del sistema de análisis nodal tanto en el interior como en superficie se observan en las Figura 15 y 16.

Estos cambios pueden ser analizado realizando un nuevo cálculo en función de las características de este nuevo componente, haciendo variar las curvas de capacidad de flujo en proporción a las nuevas características, estas nuevas presiones de nodo pueden ser recalculadas mediante las siguientes ecuaciones.

<sup>16</sup> BEGGS, Dale. Production Optimization. En: Production systems Analysis: Systems Analysis Approach. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, p. 2

**Ecuación 4.** Determinación de la nueva presión del nodo (inflow).

*Inflow to node:*

$$\bar{p}_R - \Delta p_{res} - \Delta p_{tubing} = p_{wh}$$

**Fuente.** BEGGS, Dale. Production Optimization. En: Production systems Analysis: Systems Analysis Approach. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003. p. 3

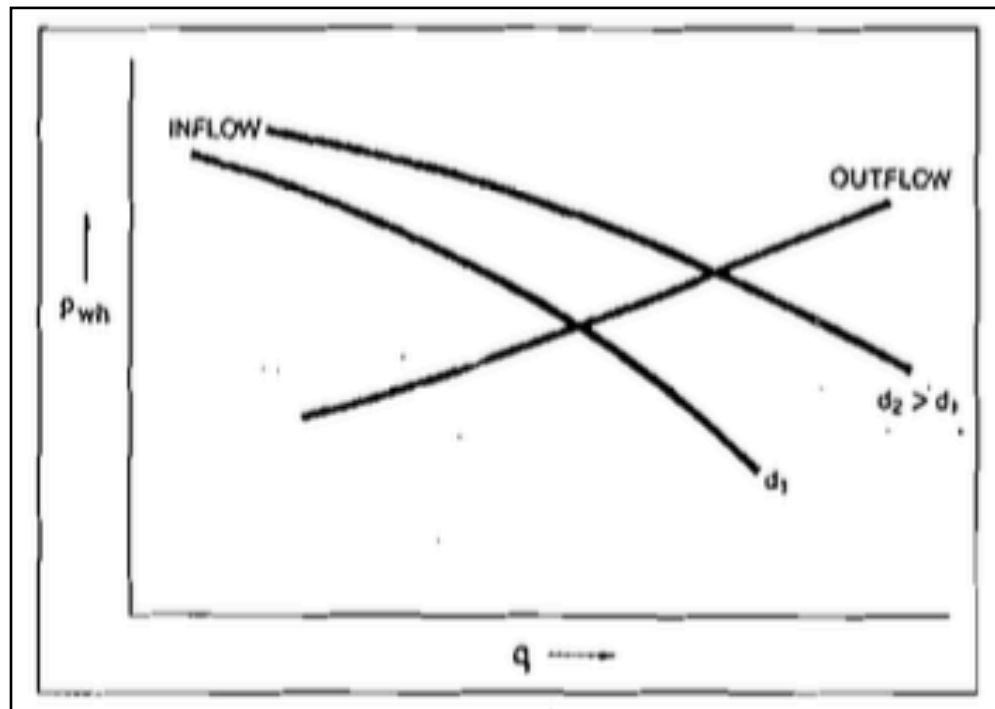
**Ecuación 5.** Determinación de la nueva presión del nodo (outflow).

*Outflow from node:*

$$p_{sep} + \Delta p_{flowline} = p_{wh}$$

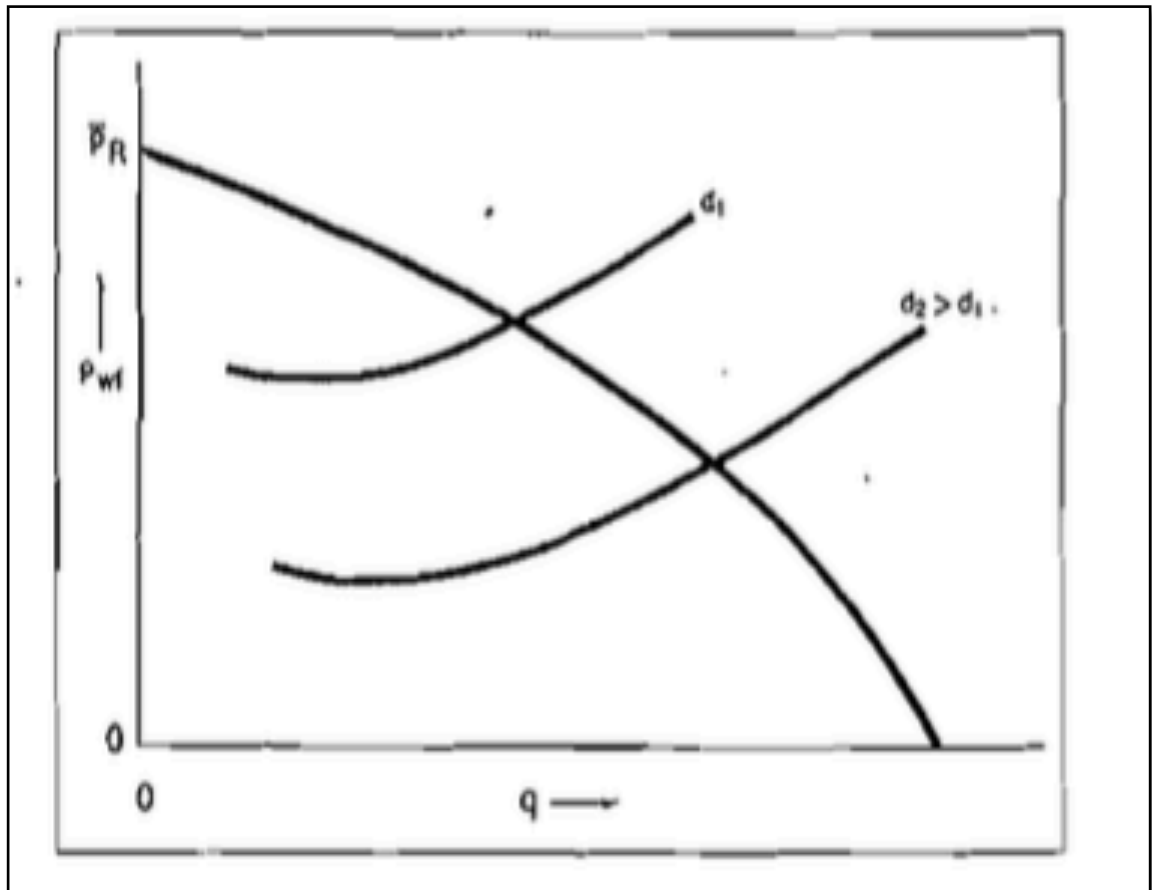
**Fuente.** BEGGS, Dale. Production Optimization. En: Production systems Analysis: Systems Analysis Approach. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, p. 3

**Figura 15.** Efectos del diametro del tubo (Inflow)



**Fuente.** BEGGS, Dale. Production Optimization. En: Production systems Analysis: Systems Analysis Approach. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, p. 4

**Figura 16.** Efectos del diámetro del tubo (Outflow).



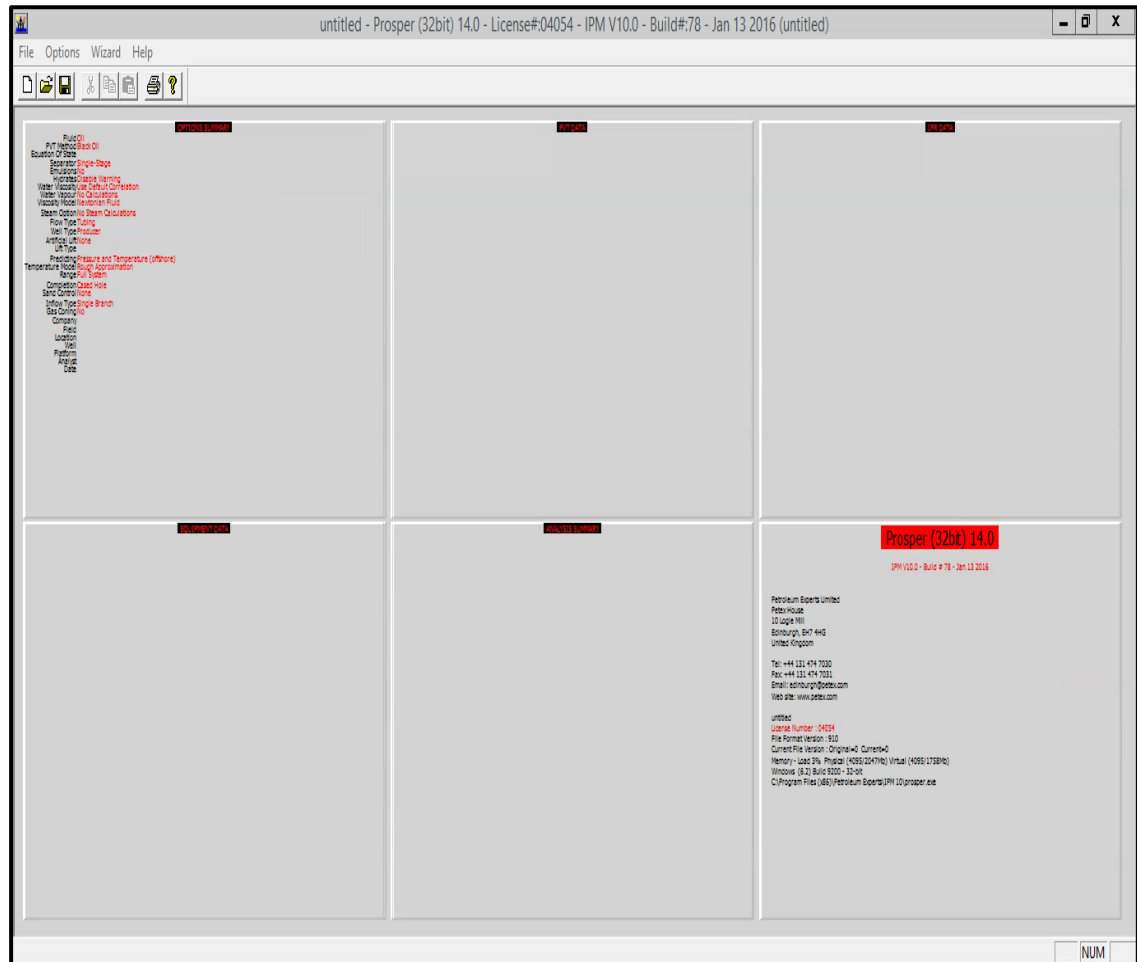
**Fuente.** BEGGS, Dale. Production Optimization. En: Production systems Analysis: Systems Analysis Approach. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003, p. 4

## 7.2 CASO POZO 4 ACTUAL

Para el caso actual del pozo 4D, se realizara a continuación el análisis nodal mediante una simulación en el software Prosper (Ver **Figura 17**), con el actual sistema de levantamiento artificial, el cual es levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet, junto con las diferentes propiedades del fluido y del yacimiento presentes en la actualidad.

También se tuvieron en cuenta secciones como el estado mecánico, la desviación del pozo que puede influir en las pérdidas por fricción del fluido, descripción del fluido, como es el método de separación del bombeo hidráulico entre otros elementos que ayudaron a simular el estado actual del Pozo 4D.

**Figura 17.** Ventana inicial de simulación de análisis nodal del software Prosper.



**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

**7.2.1 Recopilación de datos.** En esta sección son los datos necesarios para la simulación del pozo:

- Propiedades de los fluidos: Tipo de fluido, RGA, Gravedad específica del aceite, gravedad específica del gas, Salinidad del agua, Porcentaje de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>. Factor de compresibilidad del gas, viscosidad del gas, factor volumétrico de formación (gas, crudo y agua) y saturación del agua.
- Condiciones del yacimiento: presión, temperatura, espesor del intervalo productor, daño, permeabilidad, presión de abandono, área de drenaje, porosidad, radio del pozo.

- Estado mecánico del pozo: diámetro del estrangulador, diámetro interno y externo de la tubería Tp, y Tr. Desviación del pozo, Equipos superficiales y equipos de fondo de pozo, gradiente geotérmico.

**7.2.2 Efectuar el resumen de opciones (Options Summary).** En esta sección se describen las principales características de diseño del pozo y la imagen de la interfaz del simulador:

Descripción del Fluido:

- Fluido: gas seco y húmedo.
- Método: crudo negro (black oil).

Separador: separador simple

- Emulsiones: No
- Hidratos: deshabilitado.
- Viscosidad del Agua: usar la mejor correlación.
- Modelo de viscosidad: Fluido Newtoniano.

Pozo:

- Tipo de Flujo: flujo por la tubería de producción (tubing).
- Tipo de Pozo: productor.

Sistema Artificial:

- Bombeo Hidráulico Jet Pump

Tipo de Cálculos:

- Predecir: presión y temperatura.
- Modelo: aproximación rigurosa.
- Rango: sistema completo.
- Salida: mostrar datos calculados.

Terminación del Pozo:

- Tipo: agujero entubado.
- Control de arena: Ninguno



Reservorio:

Tipo de entrada: Pozo simple.

Conificación de gas: No

**Figura 18.** Ventana Options Summary simulador Prosper.

System Summary (CYC-4 AJUSTADO MODIFICADO 1.Out)

Done Cancel Report Export Help Datestamp

Fluid Description

Fluid: Oil and Water

Method: Black Oil

Separator: Single-Stage Separator

Emulsions: No

PVT Warnings: Disable Warning

Water Viscosity: Use Default Correlation

Viscosity Model: Newtonian Fluid

Calculation Type

Predict: Pressure and Temperature (on land)

Model: Rough Approximation

Range: Full System

Well

Flow Type: Annular Flow

Well Type: Producer

Well Completion

Type: Cased Hole

Sand Control: None

Artificial Lift

Method: Jet Pump

Type: Tubing Injection - Annular Production

Reservoir

Inflow Type: Single Branch

Gas Coning: No

User information

Company: [ ]

Field: [ ]

Location: [ ]

Well: [ ]

Platform: [ ]

Analyst: [ ]

Date: Tuesday, March 6, 2018

Comments (Ctrl-Enter for new line)

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper.  
Modificado por los autores.

**7.2.3 Ingresar los datos PVT (PVT Data).** Se ingresan los datos de PVT del fluido producido, tal como se muestra en la Figura 19.

- Parámetros de entrada: La relación gas/aceite, Gravedad específica del aceite, Gravedad específica del gas y salinidad del agua.
- Impurezas: Porcentaje molar del H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>.
- Otro parámetro que se debe escoger es la correlación para el cálculo de las propiedades: P<sub>b</sub>, R<sub>s</sub>, B<sub>o</sub>, correlación para el cálculo de la viscosidad del aceite y finalmente el fluido motriz y la salinidad del agua para el tipo de levantamiento artificial presente en la actualidad en este caso jet pump.

**Figura 19.** Ventana PVT Data simulador Prosper.

PVT - INPUT DATA (CYC-4 AJUSTADO MODIFICADO 1.Out) (Oil - Black Oil matched)

Done Cancel Tables Match Data Matching Correlations Calculate Save Import Composition Help

Use Tables Export

**Input Parameters**

Solution GOR	92	scf/STB
Oil Gravity	30	API
Gas Gravity	0.99	sp. gravity
Water Salinity	3881	ppm

**Correlations**

Pb, Rs, Bo	Lasater
Oil Viscosity	Beal et al

**Impurities**

Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0	percent
Mole Percent N2	0	percent

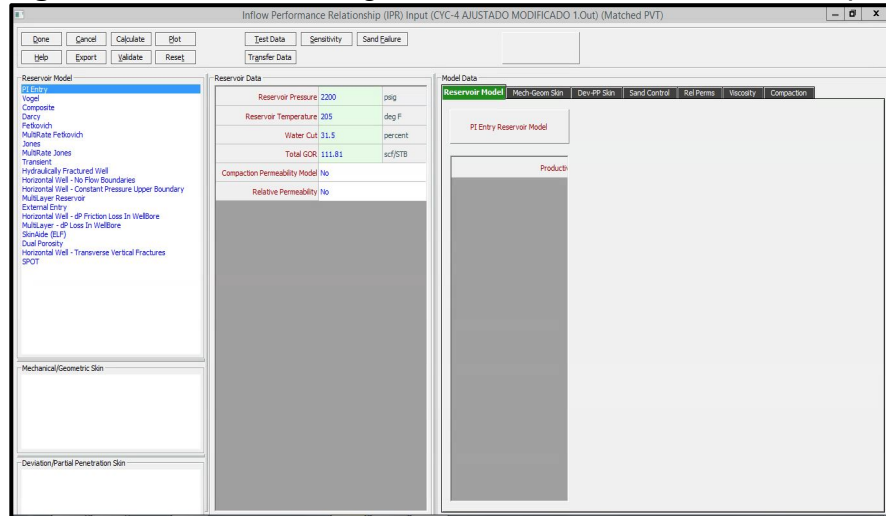
**JET Pump Power Fluid Properties**

Power Fluid	Water	
Water Salinity	3881	ppm

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper.  
Modificado por los autores.

**7.2.4 Obtener la curva de comportamiento de afluencia (IPR Data).** En esta ventana se obtuvo la curva IPR estimada. Se selecciona el método de yacimiento entrada de índice de productividad (PI entry) y se introduce la temperatura del yacimiento, presión del yacimiento, corte de agua, GOR total, modelo de permeabilidad de compactación y permeabilidad relativa.

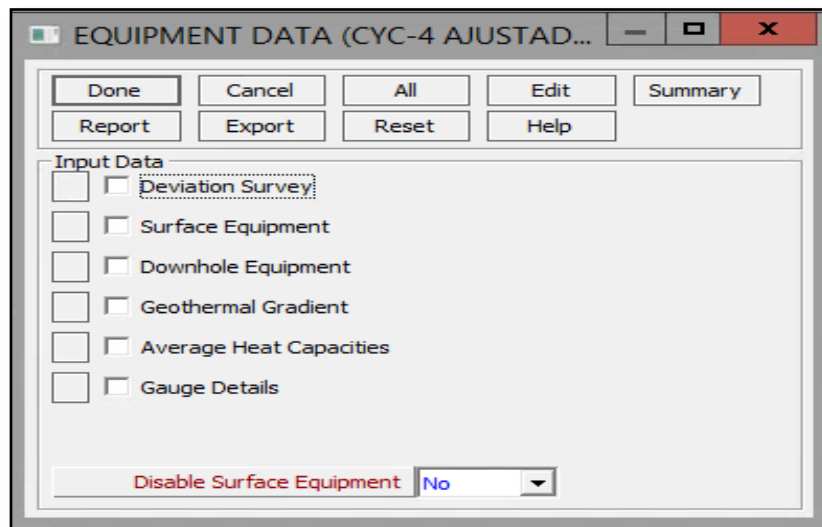
**Figura 20.** Ventana de ingreso de IPR Data simulador Prosper.



**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper.  
Modificado por los autores.

**7.2.5 Definir las características mecánicas del pozo (Equipment Data).** En esta ventana se definen las características mecánicas del pozo (los equipos y condiciones), desviación del pozo, equipo de superficie, equipo de fondo, gradiente geotérmico y capacidades caloríficas de los fluidos.

**Figura 21.** Ventana Equipment Data simulador Prosper.

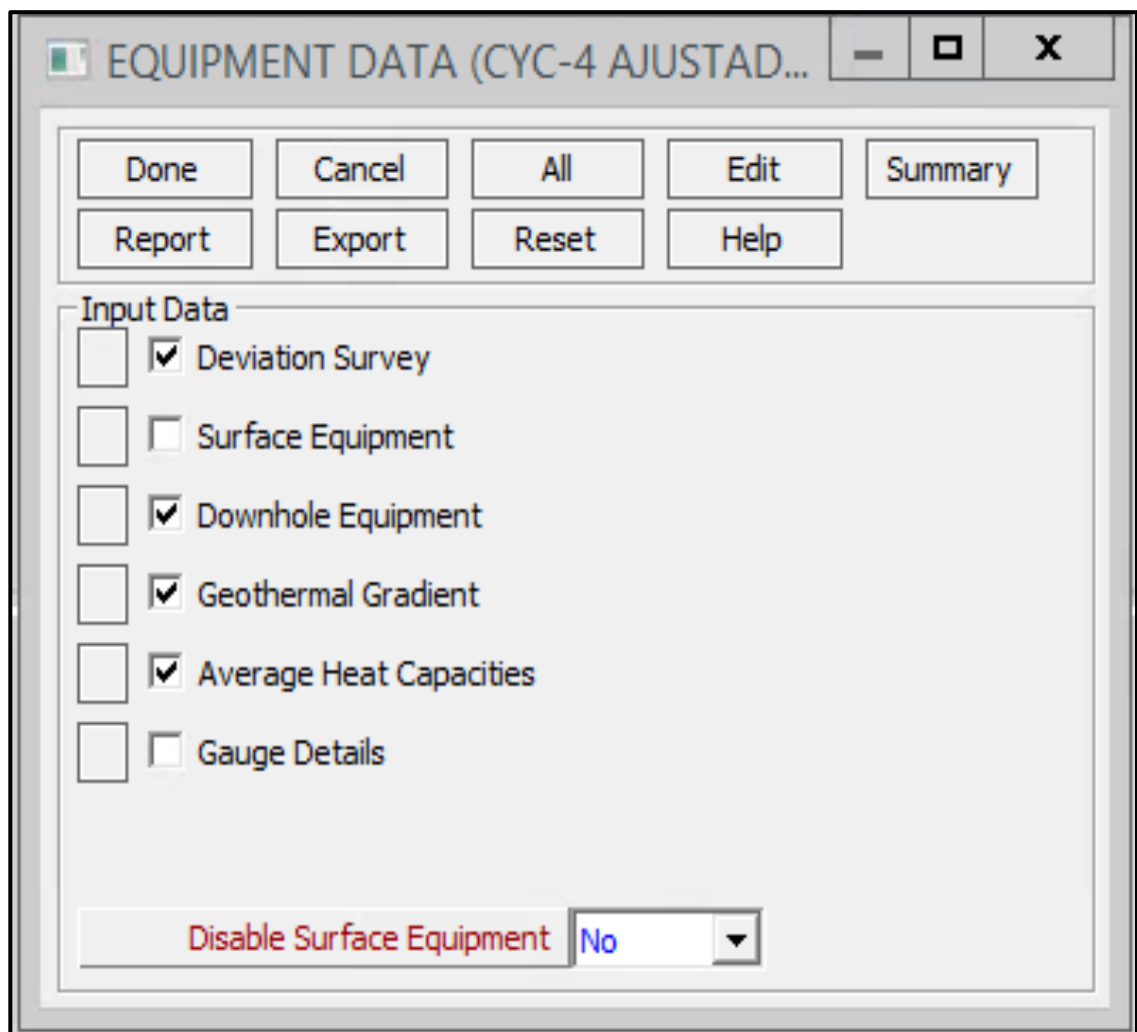


**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper.  
Modificado por los autores.

**7.2.5.1 Ingresar los datos de la desviación del pozo (Deviation Survey).** El simulador calcula el desplazamiento y el ángulo de desviación del pozo, por lo que se necesitó agregar la profundidad medida (Measured Depth) y la profundidad vertical verdadera (True Vertical Depth) inicial y final de cada terminación, como se muestra en la Figura 23.

Pero antes de continuar se deshabilita la opción surface equipment **Figura 22**, ya que la simulación se realiza desde el fondo del pozo hasta el cabezal, (no se toman en cuenta las instalaciones superficiales).

**Figura 22.** Ventana desviación del pozo software Prosper.



**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

**Figura 23.** Ventana Deviation Survey simulador Prosper.

Point	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Cumulative Displacement (feet)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	785	784.74	20.2023	1.47469
3	876	875.32	28.9352	5.50692
4	1067	1064.33	56.4346	8.27799
5	1163	1158.55	74.8355	11.0506
6	1259	1252.02	96.7298	13.1832
7	1353	1342.77	121.234	15.1103
8	1543	1524.09	178.006	17.3855
9	3647	3520.77	841.395	18.3789
10	3933	3791.73	932.919	18.6638
11	4792	4605.73	1207.3	18.6278
12	5751	5507.22	1534.4	19.9432
13	5942	5690.66	1587.61	16.1743
14	6133	5876.39	1632.17	13.4906
15	6325	6064.61	1670.08	11.388
16	6609	6345.17	1714.15	8.92682
17	7087	6819.83	1770.55	6.77719
18	7278	7010.64	1779.07	2.55584
19	8476	8208.48	1798.65	0.93643
20	8631	8363.23	1807.45	3.25462

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper.  
Modificado por los autores.

**7.2.5.2 Ingresar los datos del equipo de fondo (Downhole Equipment).** En esta sección se detallan los características (diámetro interno, profundidad, rugosidad) de cada uno de los equipos que se encuentran a lo largo del pozo, tales como: válvula de seguridad, camisas, niples, tubos, tubería de producción (tubing), tubería de revestimiento (casing), entre otros. Para los datos de entrada del estado mecánico no se consideran más restricciones que las que provee el pozo.

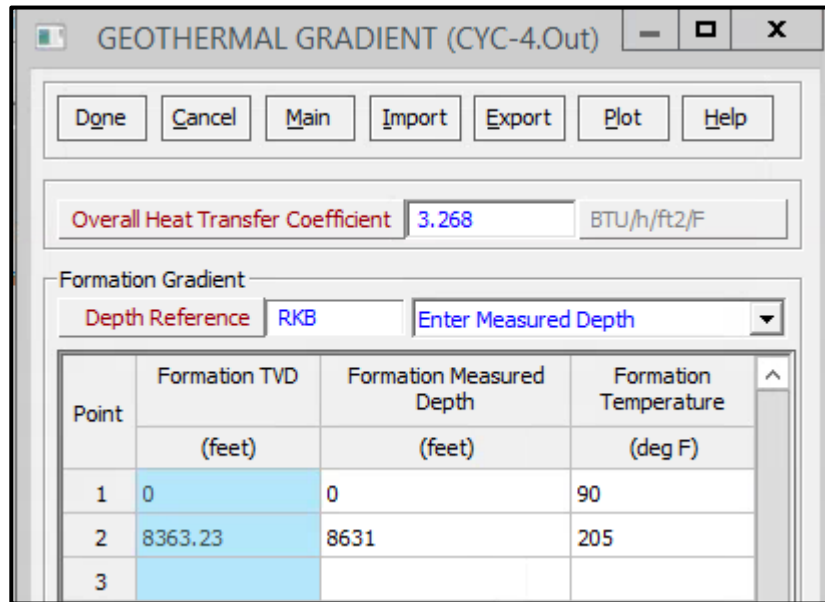
**Figura 24.** Ventana Downhole Equipment simulador Prosper.

Point	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	0							
2		Tubing	5262	2.992	0.0006	3.5	0.0006	6.184	0.0006	1
3		Tubing	8426.8	2.992	0.0006	3.5	0.0006	6.184	0.0006	1
4		Casing	8426.81					6.184	0.0006	1
5		Restriction		2.992						1
6		Tubing	8601.2	2.44	0.0006	3.5	0.0006	6.184	0.0006	1
7		Casing	8601.21					6.184	0.0006	1
8		Restriction		2.44						1
9		Tubing	8609.3	2.44	0.0006	3.5	0.0006	6.184	0.0006	1
10		Casing	8631					6.184	0.0006	1
11										
12										
13										
14										
15										
16										

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

**7.2.5.3 Ingresar el gradiente geotérmico de la formación (Geothermal Gradient).** El simulador hace el cálculo del perfil de temperaturas a lo largo del pozo. Se necesitan los valores de profundidad medida y temperatura de la formación, tanto en el cabezal como en el fondo del pozo. Además del coeficiente de transferencia de calor total, que para este tipo de tuberías de acero presente en el pozo 4D es aproximadamente 3.268 BTU/h/pie<sup>2</sup>/°F, como se puede muestra en la Figura 25.

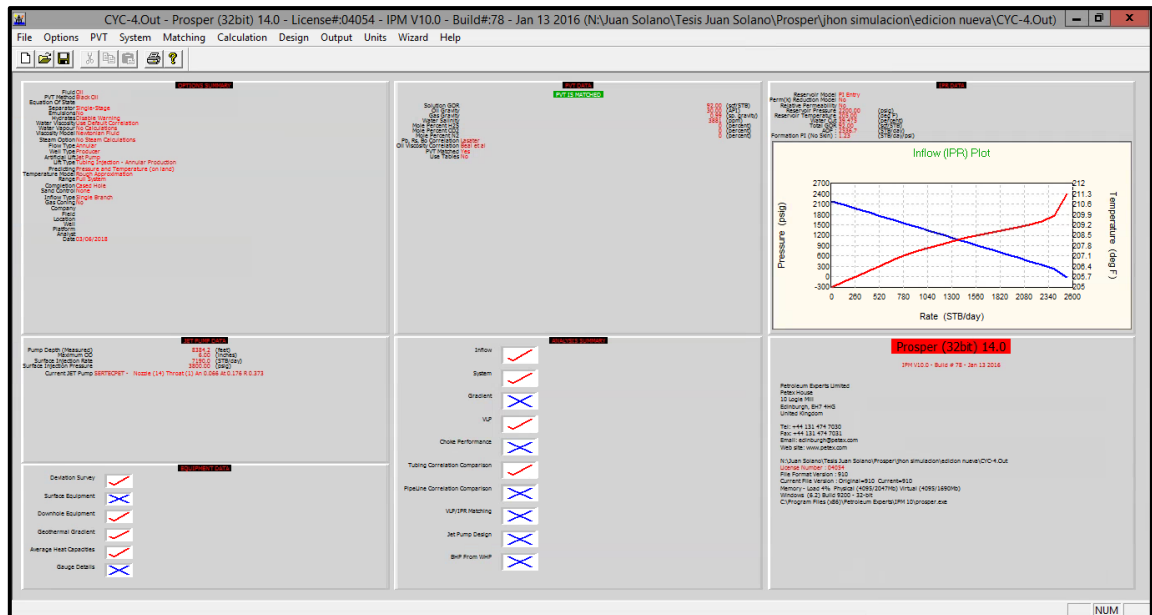
**Figura 25.** Ventana gradiente geotérmico simulador Prosper.



**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

**7.2.6 Efectuar el resumen del análisis (Analysis Summary).** Para realizar el análisis de los resultados se procede a dar click en la opción System 3 variables recuadro 5 (Ver Figura 26).

**Figura 26.** Ventana parámetros cargados Prosper.



**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

Una vez que se despliegue la ventana System 3 variables (Matched PVT) (Ver **Figura 27**), introduciremos los datos y las opciones para el ajuste, Presión en la cabeza del pozo (Top Node Pressure), Correlación para el equipo de superficie, Correlación para el levantamiento vertical, el nodo solución, Método de flujo, Intersección en la cabeza.

**Figura 27.** Ventana Matched PVT.

Parameter	Value	Unit
Top Node Pressure	100	psig
Water Cut	39.475	percent
Total GOR	115.71	scf/STB
Surface Equipment Correlation	Beggs and Brill	
Vertical Lift Correlation	Mukerjee Brill	
Rate Method	Automatic - Linear	
Left-Hand Intersection	DisAllow	
PE5 Stability Flag	No	

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

Después de hacer click en hecho, aparece la interfaz select variables, Sin hacer modificaciones a la interfaz damos click en continúe y aparece una interfaz como la de **Figura 28**.



**Figura 28.** Interfaz simulación Bombeo Hidráulico Tipo jet.

Point	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMscf/day)	VLP Pressure (psig)	IPR Pressure (psig)	dP Total Skin (psi)	P
1	2.49642	1.51096	0.98546	0.00017481	3593.34	2197.97	0	0
2	133.651	80.892	52.7586	0.00936	3581.82	2091.08	0	0
3	264.805	160.273	104.532	0.018545	3571.1	1984.19	0	0
4	395.959	239.654	156.305	0.02773	3561.1	1877.3	0	0
5	527.113	319.035	208.078	0.036916	3551.68	1770.41	0	0
6	658.267	398.416	259.851	0.046101	3542.77	1663.51	0	0
7	789.421	477.797	311.624	0.055286	3534.33	1556.62	0	0
8	920.576	557.178	363.397	0.064471	3526.34	1449.73	0	0
9	1051.73	636.559	415.17	0.073656	3518.75	1342.84	0	0
10	1182.88	715.94	466.943	0.082841	3511.53	1235.95	0	0
11	1314.04	795.322	518.717	0.092027	3504.68	1129.06	0	0
12	1445.19	874.703	570.49	0.10121	3498.16	1022.17	0	0
13	1576.35	954.084	622.263	0.1104	3491.95	915.284	0	0
14	1707.5	1033.46	674.036	0.11958	3486.02	808.394	0	0
15	1838.65	1112.85	725.809	0.12877	3480.38	701.504	0	0
16	1969.81	1192.23	777.582	0.13795	3474.99	594.614	0	0
17	2100.96	1271.61	829.355	0.14714	3469.84	487.724	0	0
18	2232.12	1350.99	881.128	0.15632	3464.92	380.501	0	0
19	2363.27	1430.37	932.901	0.16551	3460.22	273.836	0	0
20	2494.43	1509.75	984.674	0.17469	3455.73	167.152	0	0

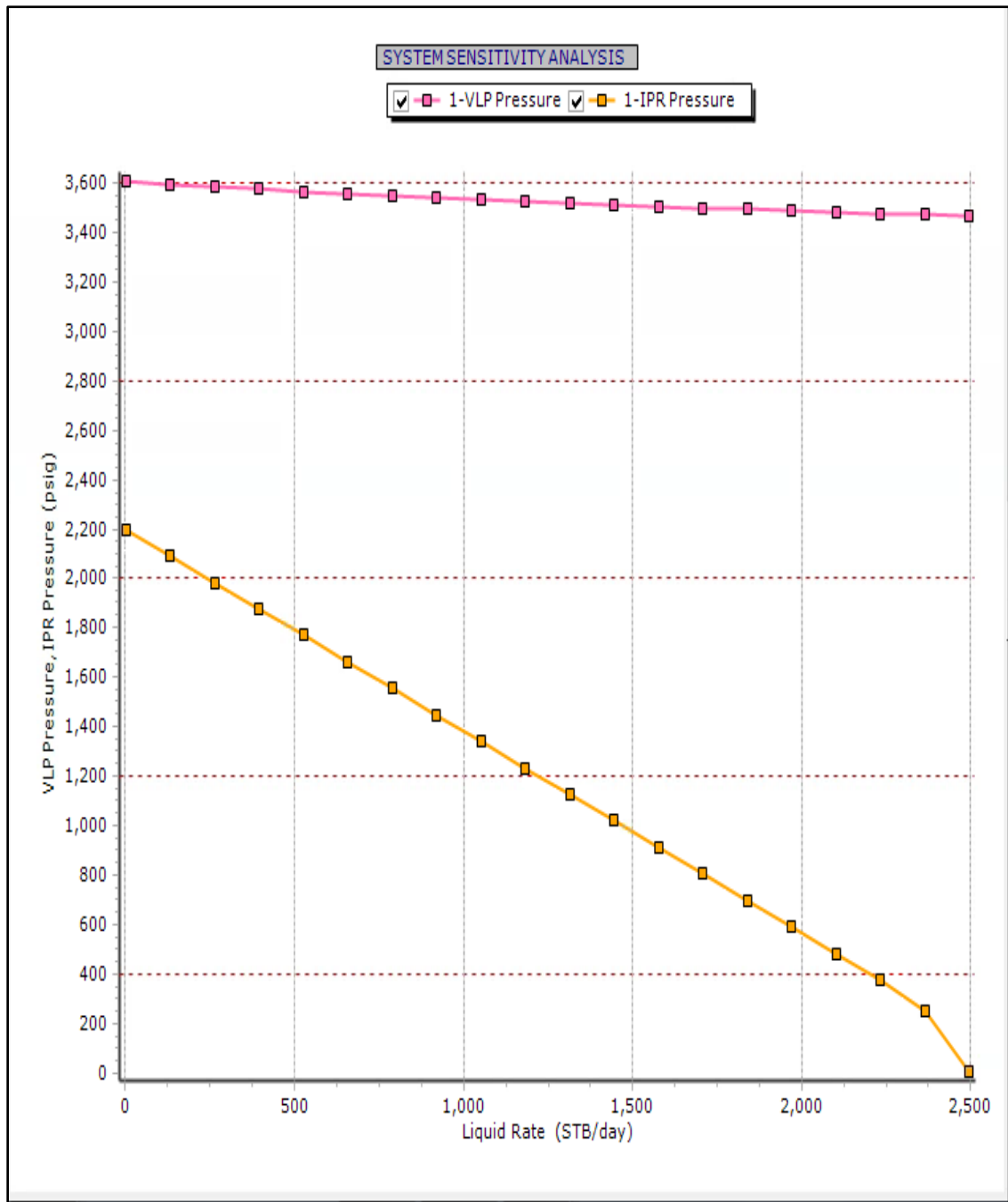
  

Label	Value	Units
Liquid Rate	1370.79	(STB/day)
Oil Rate	829.673	(STB/day)
Water Rate	541.121	(STB/day)
Gas Rate	0.096001	(MMscf/day)
Solution Node Pressure	1082.81	(psig)
dP Friction	34.6707	(psi)
dP Gravity	3459.49	(psi)
dP Total Skin	0	(psi)
dP Perforation	0	(psi)
dP Damage	0	(psi)
dP Completion	0	(psi)
Completion Skin	0	
Total Skin	0	
Pump Intake Pressure	990.503	(psig)
Pump Discharge Pressure	3501.86	(psig)
Average Rate Through Pump	1505.31	(RB/day)
Pump Head Generated	6768.16	(feet)
Pump Power Requirement	728.738	(hp)
Pump Efficiency	14.826	(percent)
Wellhead Liquid Density	60.7962	(lb/ft3)
Wellhead Gas Density	0.53559	(lb/ft3)
Wellhead Liquid Viscosity	2.82455	(centipoise)
Wellhead Gas Viscosity	0.010778	(centipoise)
Wellhead Superficial Liquid Velocity	1.65777	(ft/sec)
Wellhead Superficial Gas Velocity	0.32199	(ft/sec)
Wellhead Z Factor	0.96771	
Wellhead Interfacial Tension	26.6943	(dyne/cm)
Wellhead Pressure	100	(psig)
Wellhead Temperature	129.979	(deg F)
First Node Liquid Density	60.7962	(lb/ft3)

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

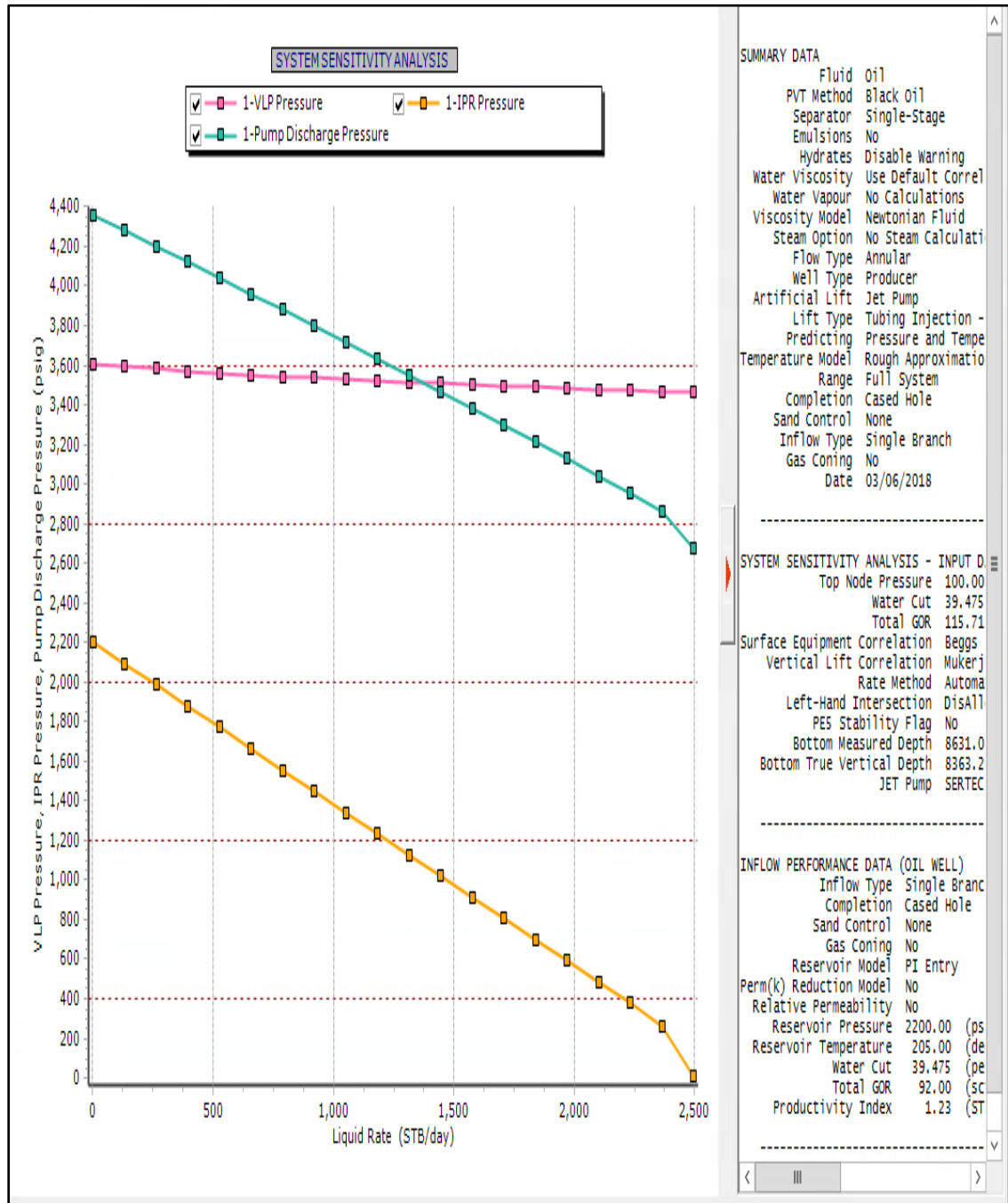
En las **Gráficas 5,6 y 7** aparece el ajuste de la VLP y los resultados de las correlaciones usadas, para obtener este resultado le damos click en calculate y se despliega la gráfica de IPR y VLP.

**Grafica 5.** IPR Y VLP sin levantamiento artificial.



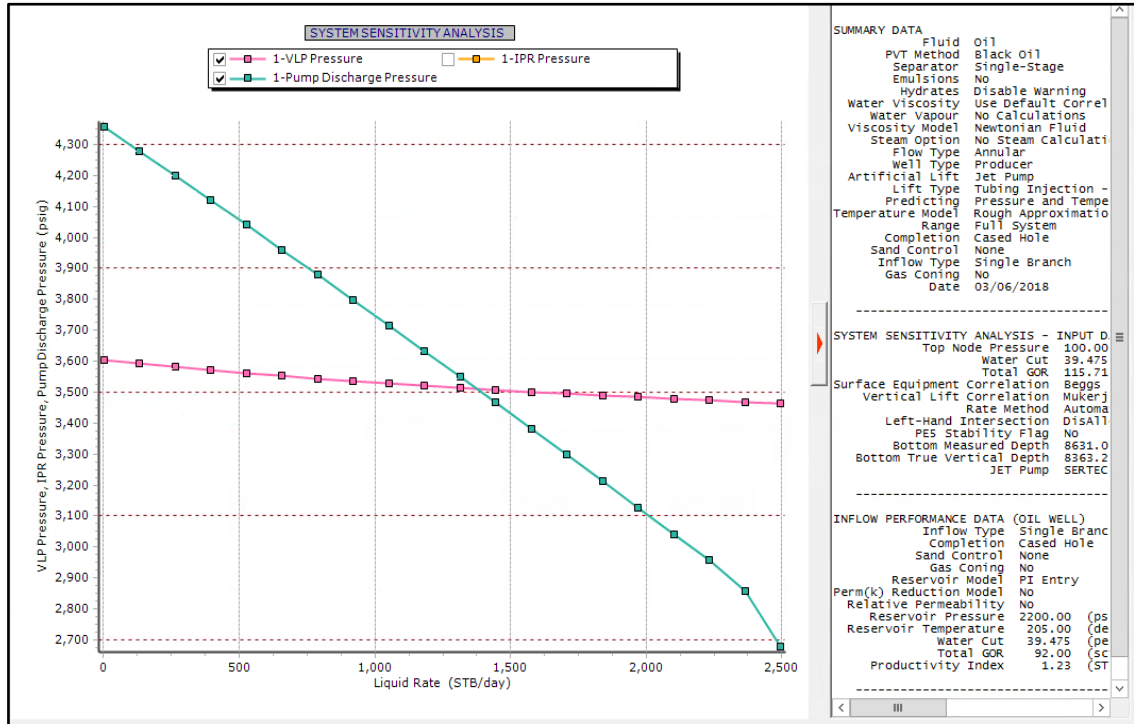
**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

**Grafica 6. IPR Y VLP con levantamiento artificial Jet Pump.**



**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

**Grafica 7. Match VLP con levantamiento artificial Jet Pump.**



**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

### 7.3 CASO POZO 4 FINAL

Según la matriz de selección del capítulo 5, se clasificaron los diferentes sistemas de levantamiento artificial del más apropiado al menos apropiado, para corroborar dicha matriz de selección se evaluarán como casos finales de simulación con cada uno de estos levantamientos del más pertinente al menos pertinente.

**7.3.1 Caso pozo 4 final bombeo electro sumergible (BES).** Según la matriz de selección realizada en el capítulo 5, el sistema más apropiado entrado en un rango (excelente-óptimo), para el completamiento del pozo 4 basándose en propiedades del fluido producido, propiedades de yacimiento y tipos de facilidades en superficie fue bombeo electro sumergible, a continuación se presentará la simulación en el software Prosper con dicho tipo de levantamiento, y tipos de sensibilidades que se hicieron (Ver Tabla 11).

**Tabla 13.** Sensibilidad equipo ESP de Centrilift con bombas de Prosper.

Sensibilidad	Producción (BOPD)	Marca	Equipo ESP	PIP
1	1009	Centrilift	GCNPSH	750
2	1064	Centrilift	K20SPHB 5.38	676
3	1265	Centrilift	K28SPHB 5.38	405

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY. Modificado por los autores.

**7.3.1.1 Efectuar el resumen de opciones (Options Summary).** En este apartado se describen las principales características de diseño del pozo y la imagen de la interfaz del simulador:

Descripción del Fluido:

- Fluido: Petróleo y agua.
- Método: crudo negro (black oil).

Separador: separador simple

- Emulsiones: No
- Hidratos: deshabilitar advertencia.
- Viscosidad del Agua: usar correlación por defecto.
- Modelo de viscosidad: Fluido Newtoniano.

Pozo:

- Tipo de Flujo: flujo por la tubería de producción (tubing).
- Tipo de Pozo: productor.

Sistema Artificial:

- Bombeo Electrosumergible
- Tipo: Producción de crudo solamente

Tipo de Cálculos:

- Predecir: presión y temperatura.
- Modelo: aproximación rigurosa.
- Rango: sistema completo.
- Salida: mostrar datos calculados.

Terminación del Pozo:

- Tipo: agujero entubado.

- Control de arena: Ninguno

Reservorio:

Tipo de entrada: Pozo simple.

Conificación de gas: No

**Figura 29.** Ventana Options Summary simulador Prosper.

The screenshot shows the 'System Summary (CYC-4 ESP.Out)' window with the following settings:

- Fluid Description:** Fluid: Oil and Water; Method: Black Oil; Separator: Single-Stage Separator; Emulsions: No; PVT Warnings: Disable Warning; Water Viscosity: Use Default Correlation; Viscosity Model: Newtonian Fluid.
- Calculation Type:** Predict: Pressure and Temperature (on land); Model: Rough Approximation; Range: Full System.
- Well:** Flow Type: Annular Flow; Well Type: Producer.
- Well Completion:** Type: Cased Hole; Sand Control: None.
- Artificial Lift:** Method: Electrical Submersible Pump; Type: Model Produced Oil Only.
- Reservoir:** Inflow Type: Single Branch; Gas Coning: No.
- User information:** Company, Field, Location, Well, Platform, Analyst, Date: Tuesday, March 6, 2018.
- Comments:** (Cntl-Enter for new line)

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper.  
Modificado por los autores.

**7.3.1.2 Ingresar los datos PVT (PVT Data).** Se ingresan los datos de PVT del fluido producido, tal como se muestra en la Figura 30.

- Parámetros de entrada: La relación gas/aceite, Gravedad específica del aceite, Gravedad específica del gas y salinidad del agua.
- Impurezas: Porcentaje molar del H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>.
- Otro parámetro que se debe escoger es la correlación para el cálculo de las propiedades: Pb, Rs, Bo, correlación para el cálculo de la viscosidad del aceite y finalmente el fluido motriz y la salinidad del agua para el tipo de levantamiento artificial presente en la actualidad en este caso jet pump.

**Figura 30.** Ventana PVT Data simulador Prosper.

PVT - INPUT DATA (CYC-4 ESP.Out) (Oil - Black Oil matched)

Buttons: Done, Cancel, Tables, Match Data, Matching, Correlations, Calculate, Save, Import, Composition, Help

Use Tables      Export      **PVT is MATCHED**

**Input Parameters**

Solution GOR	92	scf/STB
Oil Gravity	30	API
Gas Gravity	0.99	sp. gravity
Water Salinity	3881	ppm

**Correlations**

Pb, Rs, Bo	Lasater
Oil Viscosity	Beggs et al

**Impurities**

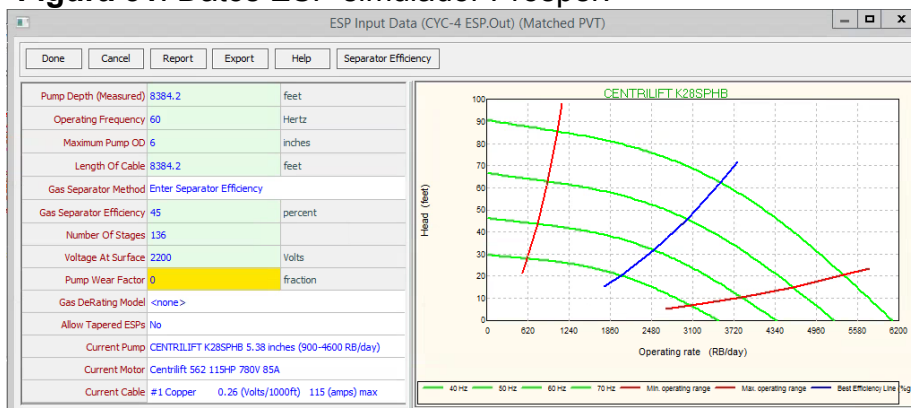
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0	percent
Mole Percent N2	0	percent

**Pump Data**

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper.  
Modificado por los autores.

**7.3.1.3 Ingresar los datos ESP (ESP Data).** Se ingresan los datos de ESP para diseño y estimación de producción, tal como se muestra en la Figura 31.

**Figura 31.** Datos ESP simulador Prosper.



**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper.  
Modificado por los autores.

Donde los datos que fueron ingresados fueron los siguientes:

Sistema Artificial:

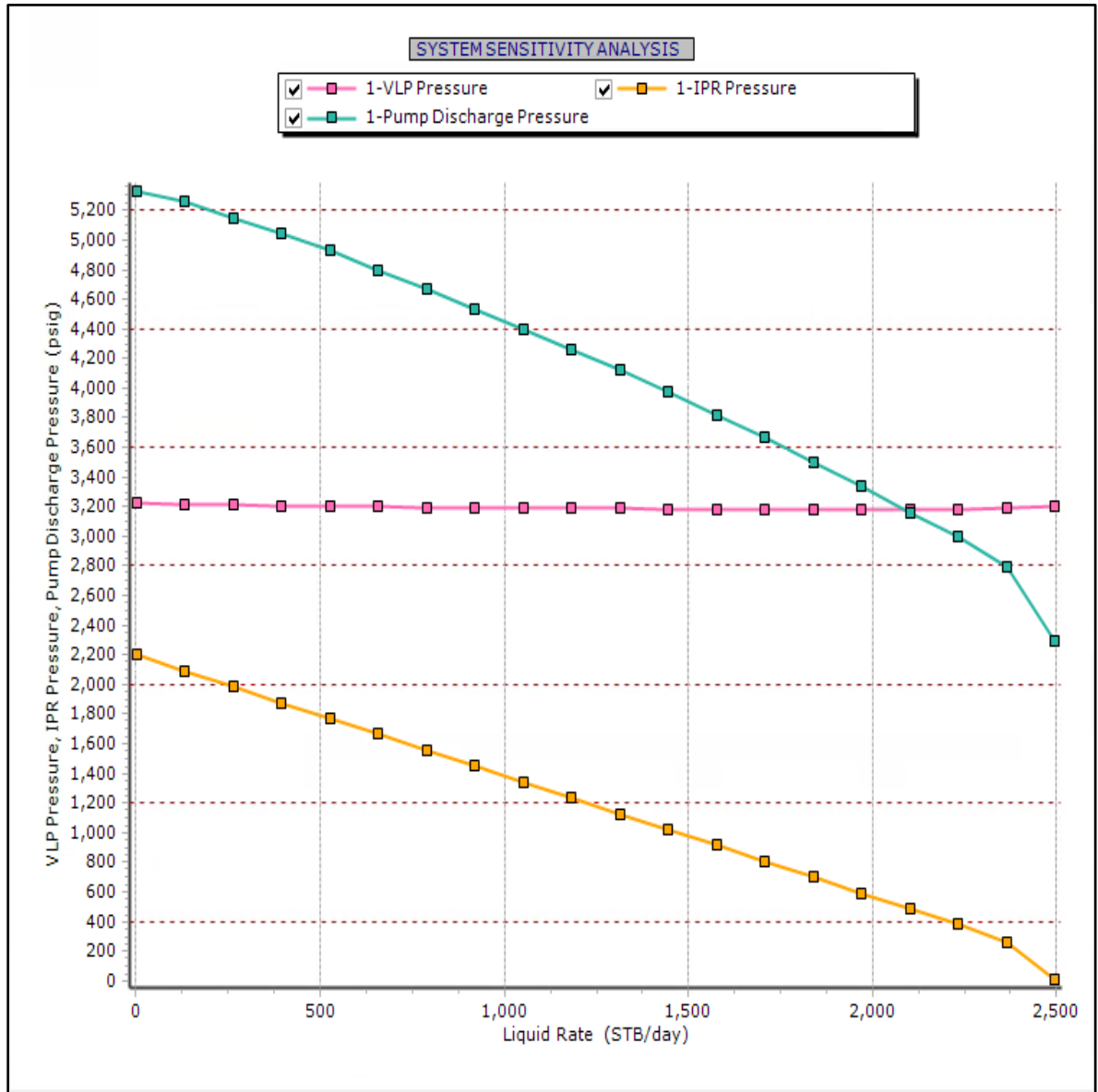
- Profundidad de la bomba: 8384.2 (Misma altura de la Jet Pump)
- Operating Frequency: Para una operación normal, se pueden tener los
- Pozos a full operación que serían los 60 Hz
- Maximum Pump OD: 6 In
- Length cable: 8384.2 el cable iría hasta el MLE, conexión con el motor.
- Gas Separator Method: 45% eficiencia de separación
- Número de etapas: 136 etapas, debido a que estas las venden por cuerpos.
- Voltage at Surface: 2200V
- Pump wear factor: 0 al ser una bomba nueva de fábrica sin desgaste.
- Current Pump: Centrilift K28SPHB 5.38 inches (900 – 4600 RB/day)
- Centrilift 562 115 HP 780 KVA
- Current cable: #1 Copper

**7.3.1.4 Resultados simulación ESP.** Después de hacer las respectivas simulaciones se observa que la bomba K23 SPHB se comporta y produce de la mejor manera con un cuerpo de 136 etapas, produciendo lo necesario para quedar por encima del punto de burbuja, resultando una producción de fluidop de 2089 BPD con una producción de crudo de 1265 BOPD siendo la mas óptima, dejando un margen de error de 50 PSI con respecto a la presión de burbuja para evitar la entrada de gas libre a la bomba y tener una operación óptima.





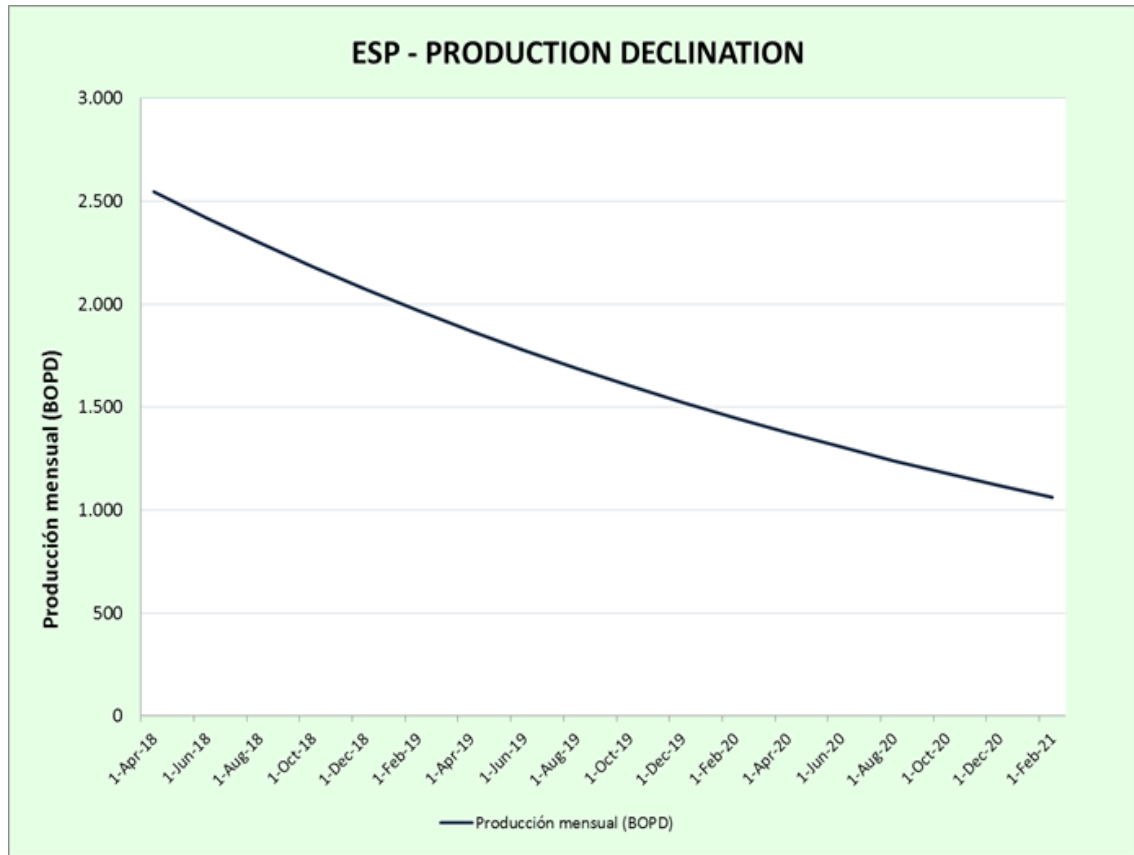
**Grafica 8.** Match VLP con levantamiento artificial ESP.



**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

**7.3.1.6 Proyeccion del escenario ESP.** A continuacion se ilustrara mediante una grafica (Ver Grafica 9), la proyeccion de produccion a 3 años si se llegara a implementar este escenario.

**Grafica 9.** Proyeccion de produccion escenario ESP.



**Fuente:** Elaboración propia.

**7.3.2 Caso pozo 4 final bombeo cavidades progresivas (PCP).** Según la matriz de selección realizada en el capítulo 5, el sistema de bombeo por cavidades progresivas entra en un rango de (bueno-aceptable), debido a que presenta falencias en los rangos de aplicación de propiedades tales como: grado de inclinación del pozo con respecto a la vertical, profundidad del pozo, viscosidad del fluido producido y tratamientos aplicados al pozo 4D con anterioridad (ver anexo A), por tal motivo es recomendable en un nivel aceptable este tipo de levantamiento artificial para las condiciones actuales presentes en el pozo sujeto a estudio.

**7.3.2.1 Efectuar el resumen de opciones (Options Summary).** En este apartado se describen las principales características de diseño del pozo y la imagen de la interfaz del simulador:

Descripción del Fluido:

- Fluido: Petróleo y agua.
- Método: crudo negro (black oil).

Separador: separador simple

- Emulsiones: No
- Hidratos: deshabilitar advertencia.
- Viscosidad del Agua: usar correlación por defecto.
- Modelo de viscosidad: Fluido Newtoniano.

Pozo:

- Tipo de Flujo: flujo por la tubería de producción (tubing).
- Tipo de Pozo: productor.

Sistema Artificial:

- Bombeo de cavidades progresivas.
- Tipo: mecanismo por varillas

Tipo de Cálculos:

- Predecir: presión y temperatura.
- Modelo: aproximación rigurosa.
- Rango: sistema completo.
- Salida: mostrar datos calculados.

Terminación del Pozo:

- Tipo: agujero entubado.
- Control de arena: Ninguno

Reservorio:

Tipo de entrada: Pozo simple.

Conificación de gas: No

**Figura 33.** Ventana Options Summary simulador Prosper.

The screenshot shows the 'System Summary (CYC-4 PCP.Out)' window with the following settings:

- Fluid Description:** Fluid: Oil and Water; Method: Black Oil; Separator: Single-Stage Separator; Emulsions: No; PVT Warnings: Disable Warning; Water Viscosity: Use Default Correlation; Viscosity Model: Newtonian Fluid.
- Calculation Type:** Predict: Pressure and Temperature (on land); Model: Rough Approximation; Range: Full System.
- Well:** Flow Type: Annular Flow; Well Type: Producer.
- Well Completion:** Type: Cased Hole; Sand Control: None.
- Artificial Lift:** Method: Progressive Cavity Pump; Type: Sucker Rod Drive.
- Reservoir:** Inflow Type: Single Branch; Gas Coning: No.
- User information:** Company, Field, Location, Well, Platform, Analyst (all empty); Date: Tuesday, March 6, 2018.
- Comments:** (Ctrl-Enter for new line) - empty text area.

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper.  
Modificado por los autores.

**7.3.2.2 Ingresar los datos PVT (PVT Data).** Se ingresan los datos de PVT del fluido producido, tal como se muestra en la Figura 34.

- Parámetros de entrada: La relación gas/aceite, Gravedad específica del aceite, Gravedad específica del gas y salinidad del agua.
- Impurezas: Porcentaje molar del H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>.
- Otro parámetro que se debe escoger es la correlación para el cálculo de las propiedades: Pb, Rs, Bo, correlación para el cálculo de la viscosidad del aceite y finalmente el fluido motriz y la salinidad del agua para el tipo de levantamiento artificial presente en la actualidad en este caso jet pump.

**Figura 34.** Ventana PVT Data simulador Prosper.

The screenshot shows the 'PVT - INPUT DATA (CYC-4 PCP.Out) (Oil - Black Oil matched)' window. At the top, there is a title bar and a menu bar with buttons: Done, Cancel, Tables, Match Data, Matching, Correlations, Calculate, Save, Import, Composition, and Help. Below the menu bar, there is a checkbox for 'Use Tables' and an 'Export' button. A green banner at the top right indicates 'PVT is MATCHED'. The main area is divided into three sections: 'Input Parameters', 'Correlations', and 'Impurities'.  
- 'Input Parameters' section contains four rows: Solution GOR (92 scf/STB), Oil Gravity (30 API), Gas Gravity (0.99 sp. gravity), and Water Salinity (3881 ppm).  
- 'Correlations' section contains two rows: Pb, Rs, Bo (Lasater) and Oil Viscosity (Beal et al).  
- 'Impurities' section contains three rows: Mole Percent H2S (0 percent), Mole Percent CO2 (0 percent), and Mole Percent N2 (0 percent).

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper.  
Modificado por los autores.

**7.3.2.3 Ingresar los datos del equipo de fondo PCP.** Para el caso PCP se simuló el cambio de tubería por una más grande (4 ½') para verificar el flujo en superficie, debido a que la potencia de la bomba no había sido suficiente para entregar flujo en superficie.

Al simular el cambio con la nueva tubería (Ver **Figura 35**), se observa que el flujo tampoco llega a superficie, concluyendo que la descarga de la bomba no entrega la suficiente cabeza para poder llegar al cabezal.

**Figura 35.** Equipo de fondo PCP.

Point	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	0							1
2		Tubing	5262	4	0.0006	4.5	0.0006	8.681	0.0006	1
3		Tubing	8426.8	4	0.0006	4.5	0.0006	6.184	0.0006	1
4		Casing	8426.81					6.184	0.0006	1
5		Restriction		2.992						1
6		Tubing	8601.2	4	0.0006	4.5	0.0006	6.184	0.0006	1
7		Casing	8601.21					6.184	0.0006	1
8		Restriction		2.44						1
9		Tubing	8609.3	4	0.0006	4.5	0.0006	6.184	0.0006	1
10		Casing	8631					6.184	0.0006	1
11										
12										
13										
14										
15										
16										

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

**7.3.2.4 Ingresar los datos PCP (PCP Data).** Se ingresan los datos de PCP para diseño y estimación de producción, tal como se muestra en la Figura 36.

**Figura 36.** Datos levantamiento PCP.

Parameter	Value	Unit
Pump Depth (Measured)	8384.2	feet
Pump Speed	400	rpm
Maximum OD	6	inches
Gas Separator Efficiency	50	percent
Pump Wear Factor	0	fraction
Total Rod Length	8384.2	feet
Current Pump	National Oilwell Varco BUNA 150-675 (Max Head 2214.5...)	
Current Rod	Test Rod 2 (1-2 inches 10 lb/ft)	
Add Reference Point to PCs	No	

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

Donde los datos que fueron ingresados fueron los siguientes:

**Sistema Artificial:**

- Profundidad de la bomba: 8384.2 (Misma altura de la Jet Pump)
- Pump Speed: Para una operación normal, se pueden tener los pozos a una operación cerca del 90% que serían los 400 RPM
- Maximum Pump OD: 6 In
- Gas Separator Method: 50% eficiencia de separación
- Current Pump: National Oilwell VARCO Buna (160 – 675 RB/day)(MAX HEAD 2215 FT)
- Current Rod: Test Rod (1-2 in)10lb/ft

**7.3.2.5 Resultados simulación PCP.** Después de hacer las respectivas simulaciones, se observa que la bomba National Oilwell VARCO Buna (160 – 675 RB/day) se comporta y produce de la mejor manera con una referencia operativa de 400 RPM, pero no logra tener flujo en superficie (Ver Figura 37), ya que al simular la PCP mas potente del Software no se logra tener flujo, también se trató aumentando y disminuyendo los tamaños de la tubería sin éxito, finalmente se concluye que debido a la profundidad, la PCP no es un sistema opcional debido a su poco levantamiento de cabeza.

**Figura 37.** Resultados simulacion PCP.

SYSTEM SENSITIVITY ANALYSIS (CYC-4 PCP.Out) (Matched PVT)									
Sensitivity Plot   Sensitivity Pvd   Export   Options   Lift Curves   Help									
Point	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMscf/day)	VLP Pressure (psig)	IPR Pressure (psig)	dP Total Skin (psi)	dP Perforation (psi)	dP Dam (psi)
1	2.49642	1.51096	0.98546	0.00017483	3221.16	2197.97	0	0	0
2	133.651	80.892	52.7586	0.00936	3189.14	2091.08	0	0	0
3	264.805	160.273	104.532	0.018545	3145.73	1984.19	0	0	0
4	395.959	239.654	156.305	0.02773	3144.25	1877.3	0	0	0
5	527.113	319.035	208.078	0.036916	3151.87	1770.41	0	0	0
6	658.267	398.416	259.851	0.046101	3165.04	1663.51	0	0	0
7	789.421	477.797	311.624	0.055286	3183.5	1556.62	0	0	0
8	920.576	557.178	363.397	0.064471	3206.56	1449.73	0	0	0
9	1051.73	636.559	415.17	0.073656	3234.02	1342.84	0	0	0
10	1182.88	715.94	466.943	0.082841	3265.38	1235.95	0	0	0
11	1314.04	795.322	518.717	0.092027	3300.37	1129.06	0	0	0
12	1445.19	874.703	570.49	0.10121	3338.81	1022.17	0	0	0
13	1576.35	954.084	622.263	0.1104	3380.54	915.284	0	0	0
14	1707.5	1033.46	674.036	0.11958	3425.42	808.394	0	0	0
15	1838.65	1112.85	725.809	0.12877	3473.42	701.504	0	0	0
16	1969.81	1192.23	777.582	0.13795	3524.46	594.614	0	0	0
17	2100.96	1271.61	829.355	0.14714	3578.49	487.724	0	0	0
18	2232.12	1350.99	881.128	0.13887	3653.91	380.501	0	0	0
19	2363.27	1430.37	932.901	0.12181	3738.3	257.836	0	0	0
20	2494.43	1509.75	984.674	0.094882	3830.02	9.99473	0	0	0

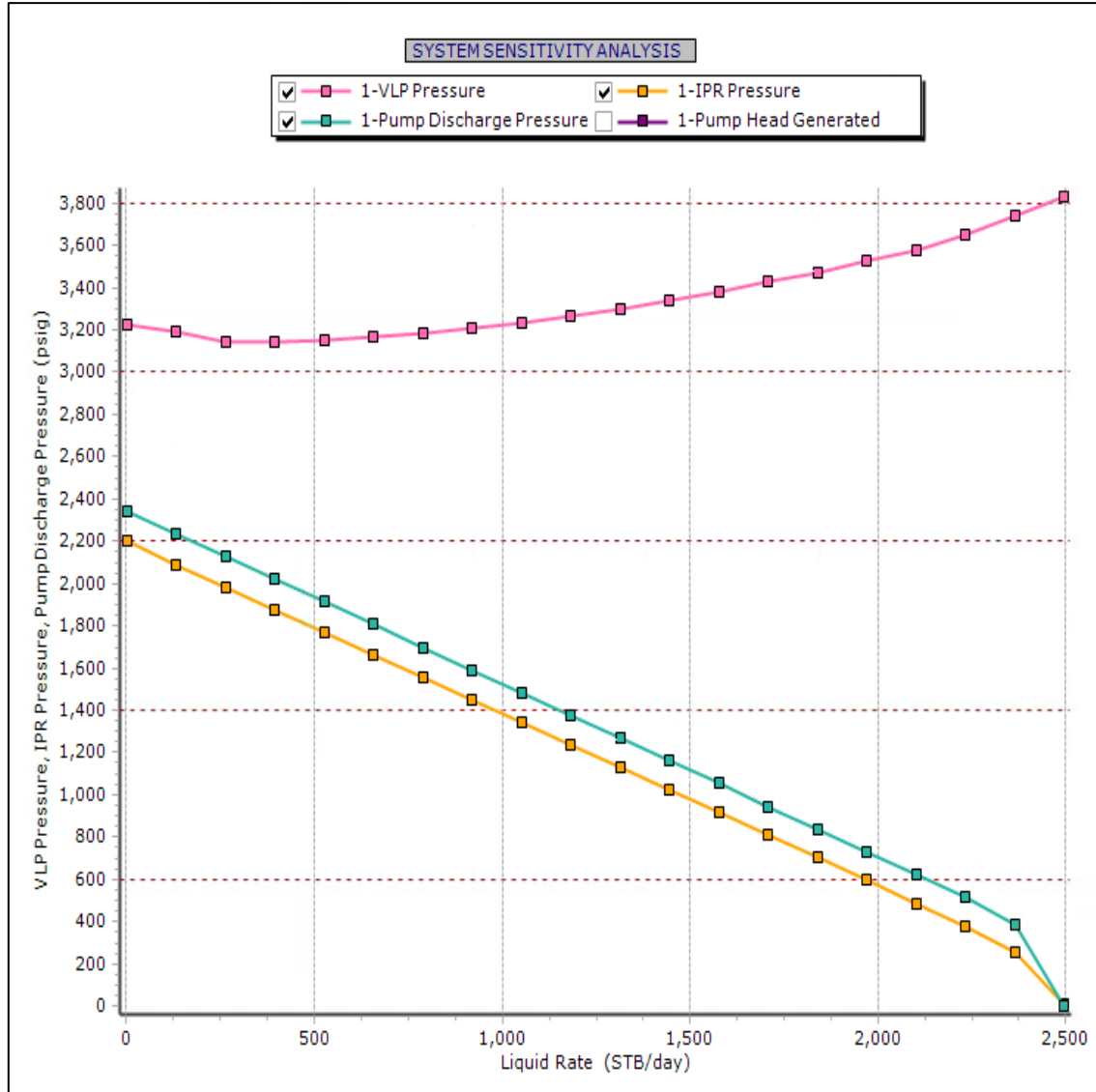
Label	Value	Units
Liquid Rate		(STB/day)
Oil Rate		(STB/day)
Water Rate		(STB/day)
Gas Rate		(MMscf/day)
Solution Node Pressure		(psig)
dP Friction		(psi)
dP Gravity		(psi)
dP Total Skin		(psi)
dP Perforation		(psi)
dP Damage		(psi)
dP Completion		(psi)
Completion Skin		
Total Skin		
Pump Intake Pressure		(psig)
Pump Discharge Pressure		(psig)
Average Rate Through Pump		(RB/day)
Pump Head Generated		(feet)
Pump Power Requirement		(hp)
Pump Efficiency		(percent)
Gas Separator Efficiency		(percent)
Shaft Axial Load		(lbf)
Upper Rod Stress		(psi)
Lower Rod Stress		(psi)
Hydraulic Stretch		(inches)
Thermal Stretch		(inches)
Hydraulic Torque		(lb.ft)
Friction Torque		(lb.ft)
Wellhead Liquid Density		(lb/ft <sup>3</sup> )
Wellhead Gas Density		(lb/ft <sup>3</sup> )
Wellhead Liquid Viscosity		(centipoise)
Wellhead Gas Viscosity		(centipoise)

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.



**7.3.2.6 Análisis nodal escenario PCP.** Al graficar la energía del yacimiento (IP) con la presión de descarga de la bomba y la VLP que es la energía necesaria para realizar el levantamiento (Ver Grafica 10), observamos que el punto de operación no se logra cortar, confirmando los datos sin flujo en los resultados de la simulación.

**Grafica 10.** IPR Y VLP con levantamiento artificial PCP.



**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

**7.3.3 Caso pozo 4 final Bombeo Mecanico (BM).** Según la matriz de selección realizada en el capítulo 5, el sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico entra en un rango de (aceptable-limitado), debido a que presenta falencias en los rangos de aplicación de propiedades tales como: presión de fondo fluyente (PWF), tratamientos aplicados al pozo con anterioridad, tasa de producción, tipo de completamiento, grado de inclinación del pozo con respecto a la vertical y profundidad del pozo (ver anexo A), por tal motivo solo es recomendable este tipo de levantamiento artificial en caso de emergencia o no tener la disponibilidad de uno que tenga una mejor calificación, ya que es muy limitado con respecto a las condiciones actuales del pozo.

**7.3.3.1 Efectuar el resumen de opciones (Options Summary).** En este apartado se describen las principales características de diseño del pozo y la imagen de la interfaz del simulador:

Descripción del Fluido:

- Fluido: Petróleo y agua.
- Método: crudo negro (black oil).

Separador: separador simple

- Emulsiones: No
- Hidratos: deshabilitar advertencia.
- Viscosidad del Agua: usar correlación por defecto.
- Modelo de viscosidad: Fluido Newtoniano.

Pozo:

- Tipo de Flujo: flujo por la tubería de producción (tubing).
- Tipo de Pozo: productor.

Sistema Artificial:

- Bombeo Mecanico.

Tipo de Cálculos:

- Predecir: presión y temperatura.
- Modelo: aproximación rigurosa.
- Rango: sistema completo.
- Salida: mostrar datos calculados.

Terminación del Pozo:

- Tipo: agujero entubado.
- Control de arena: Ninguno

Reservorio:

Tipo de entrada: Pozo simple.

Conificación de gas: No

**Figura 38.** Ventana Options Summary simulador Prosper.

The screenshot shows the 'System Summary (CYC-4 BM.Out)' window with the following settings:

- Fluid Description:** Fluid: Oil and Water; Method: Black Oil; Separator: Single-Stage Separator; Emulsions: No; PVT Warnings: Disable Warning; Water Viscosity: Use Default Correlation; Viscosity Model: Newtonian Fluid.
- Calculation Type:** Predict: Pressure and Temperature (on land); Model: Rough Approximation; Range: Full System.
- Well:** Flow Type: Annular Flow; Well Type: Producer.
- Well Completion:** Type: Cased Hole; Sand Control: None.
- Artificial Lift:** Method: Sucker Rod Pump.
- Reservoir:** Inflow Type: Single Branch; Gas Coning: No.
- User information:** Company, Field, Location, Well, Platform, Analyst (all empty); Date: Tuesday, March 6, 2018.
- Comments:** A text area for entering comments, with a note '(Cntl-Enter for new line)'.

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper.  
Modificado por los autores.

**7.3.3.2 Ingresar los datos PVT (PVT Data).** Se ingresan los datos de PVT del fluido producido, tal como se muestra en la Figura 39.

- Parámetros de entrada: La relación gas/aceite, Gravedad específica del aceite, Gravedad específica del gas y salinidad del agua.
- Impurezas: Porcentaje molar del H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>.
- Otro parámetro que se debe escoger es la correlación para el cálculo de las propiedades: Pb, Rs, Bo, correlación para el cálculo de la viscosidad del aceite y finalmente el fluido motriz y la salinidad del agua para el tipo de levantamiento artificial presente en la actualidad en este caso jet pump.

**Figura 39.** Ventana PVT Data simulador Prosper.

The screenshot shows the 'PVT - INPUT DATA (CYC-4 BM.Out) (Oil - Black Oil matched)' window. At the top, there is a toolbar with buttons: Done, Cancel, Tables, Match Data, Matching, Correlations, Calculate, Save, Import, Composition, and Help. Below the toolbar, there is a section with a 'Use Tables' checkbox and an 'Export' button. The main area is divided into three sections: 'Input Parameters', 'Correlations', and 'Impurities'.  
 - **Input Parameters:** A table with four rows: Solution GOR (92, scf/STB), Oil Gravity (30, API), Gas Gravity (0.99, sp. gravity), and Water Salinity (3881, ppm).  
 - **Correlations:** Two dropdown menus: 'Pb, Rs, Bo' set to 'Lasater' and 'Oil Viscosity' set to 'Beal et al'.  
 - **Impurities:** A table with three rows: Mole Percent H<sub>2</sub>S (0, percent), Mole Percent CO<sub>2</sub> (0, percent), and Mole Percent N<sub>2</sub> (0, percent).

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper.  
Modificado por los autores.

**7.3.3.3 Ingresar los datos BM (BM Data).** Se ingresan los datos de BM para diseño y estimación de producción, tal como se muestra en la Figura 40.

**Figura 40.** Datos Bombeo Mecanico simulador Prosper.

SUCKER ROD PUMP INPUT DATA (CYC-4 BM.O...

Done Cancel Export Help

Input Data

Anchored Tubing	Yes	
Pump Depth	8384.2	feet
Pump Volumetric Efficiency	86	percent
Pump Diameter	2"	
Surface Stroke Length	168	in
Pumping Speed	7.5	strokes/min

Rod Selection

Rod Type

Steel Rods

Rod Number

ROD88/05

Plunger Diameter	2	inches
Rod 8 (1 inch)	100	percent

Gas Anchor

Method	Entered	
Efficiency	0.5	fraction
Type	Cup Type	
Annulus Area	1.5	in <sup>2</sup>

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper.  
Modificado por los autores.

Donde los datos que fueron ingresados fueron los siguientes:  
Sistema Artificial:

- Anchored tubing: Si
- Profundidad de la bomba: 8384.2 (Misma altura de la Jet Pump)
- Eficiencia volumetrica: Para una operación normal, se pueden tener los pozos a una operación cerca del 80% de crudo pesado al ser un crudo más liviano que el convencional se estima entre un 84% - 88%

- Pump Diameter: 2 in
- Surface stroke length 168 in.
- Pumping Speed: 7.5 SPM
- Gas Separator Method: 50% eficiencia de separación
- Type: Cup Type
- Annulus Area: 1.5 in<sup>2</sup> (Estándar para el Software)
- Current configuration: conventional rod (1 in 100%) piston de 2in.

**7.3.3.4 Resultados simulación BM.** Después de hacer las respectivas simulaciones se asume la intalación de una bomba rotaflex de alto recorrido, que con esta profundidad según proveedores puede manejar hasta 7-8 SPM, se estima la operación del sistema a tope y con una bomba de fondo de 2”, se observa que se comporta y produce de la mejor manera con una referencia operativa de 7.5 SPM, al incrementarse al tope de lo estimado que la unidad de superficie pueda manejar, solamente se ve un incremento de 16 barriles por lo que se deja con un margen operativo de 0.5 SPM para poder tener una operación óptima.

**Figura 41.** Resultados simulacion BM.

SYSTEM SENSITIVITY ANALYSIS (CYC-4 BM.Out) (Matched PVT)									
Point	Inflow Liquid Rate (STB/day)	Inflow Pwf (psig)	VLP Liquid Rate (STB/day)	VLP Pwf (psig)	Wellhead Temperature (deg F)	Pump Intake Pressure (psig)	Pump Discharge Pressure (psig)	Downhole Pump Displacement (STB/day)	Downh Strok Leng (in)
1	2.49642	2197.97	49.9081	33.3773	91.5503	1	1201.08	483.547	138.235
2	133.651	2091.08	234.412	150.497	97.2384	116.737	1248.1	486.022	138.943
3	264.805	1984.19	323.095	272.055	99.9358	232.474	1446.06	483.972	138.357
4	395.959	1877.3	353.294	408.969	100.853	348.211	2166.26	465.596	133.103
5	527.113	1770.41	341.243	555.904	100.487	463.947	3227.24	436.061	124.66
6	658.267	1663.51	344.687	671.898	100.591	579.684	3235.97	439.101	125.529
7	789.421	1556.62	347.947	787.812	100.69	695.421	3241.99	442.322	126.45
8	920.576	1449.73	351.105	903.68	100.786	811.158	3246.46	445.646	127.4
9	1051.73	1342.84	354.198	1019.52	100.88	926.895	3249.94	449.035	128.369
10	1182.88	1235.95	357.248	1135.34	100.973	1042.63	3252.77	452.467	129.35
11	1314.04	1129.06	360.269	1251.15	101.065	1158.37	3255.13	455.931	130.34
12	1445.19	1022.17	363.269	1366.94	101.156	1274.11	3257.16	459.417	131.337
13	1576.35	915.284	366.253	1482.73	101.246	1389.84	3258.94	462.919	132.338
14	1707.5	808.394	369.225	1598.51	101.337	1505.58	3260.52	466.434	133.343
15	1838.65	701.504	372.188	1714.29	101.427	1621.32	3261.95	469.96	134.351
16	1969.81	594.614	375.144	1830.07	101.517	1737.05	3263.26	473.494	135.361
17	2100.96	487.724	378.094	1945.84	101.606	1852.79	3264.47	477.034	136.373
18	2232.12	380.501	381.04	2061.61	101.696	1968.53	3265.59	480.58	137.387
19	2363.27	257.836	383.982	2177.38	101.785	2084.26	3266.65	484.13	138.402
20	2494.43	9.99473	386.921	2293.15	101.875	2200	3267.65	487.684	139.418

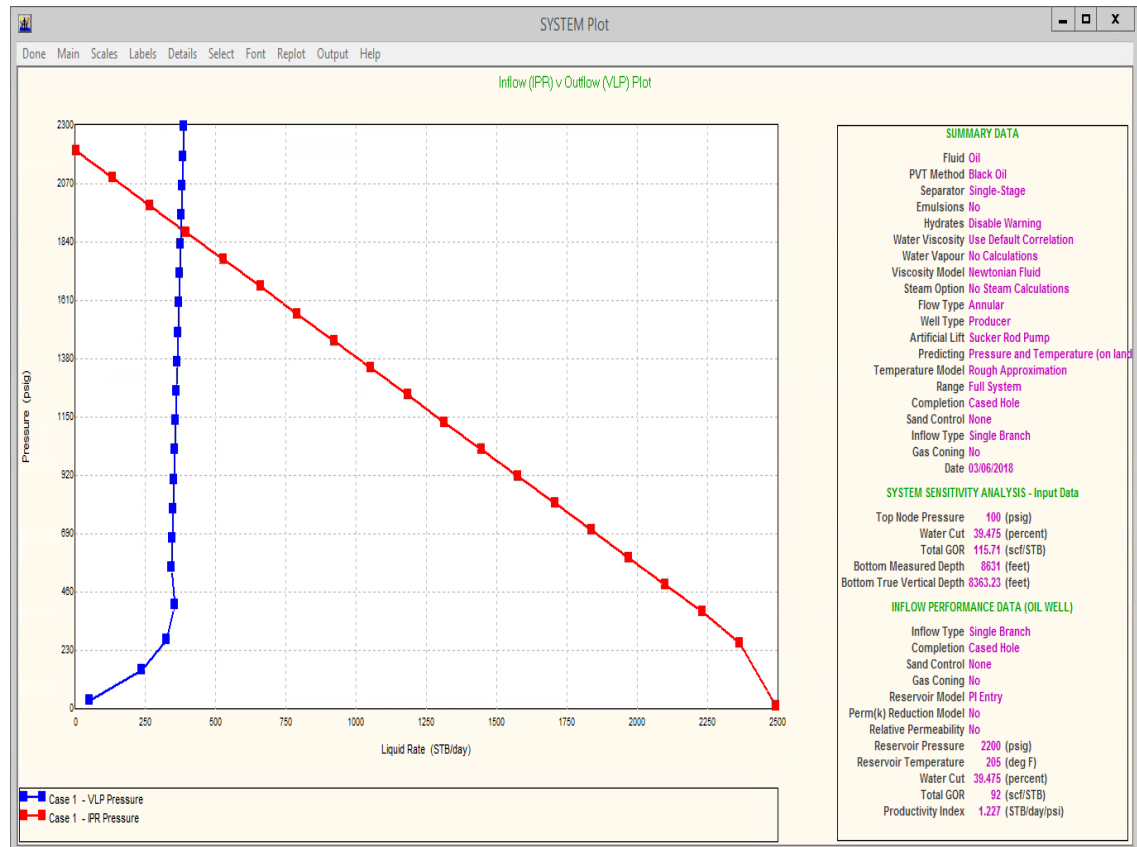
  

Label	Value	Units
Liquid Rate	376.746	(STB/day)
Oil Rate	228.026	(STB/day)
Water Rate	148.721	(STB/day)
Gas Rate	0.026385	(MMscf/day)
Solution Node Pressure	1892.95	(psig)
dP Total Skin	0	(psi)
dP Perforation	0	(psi)
dP Damage	0	(psi)
dP Completion	0	(psi)
Completion Skin	0	
Total Skin	0	
Wellhead Temperature	101.565	(deg F)

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

**7.3.3.5 Análisis nodal escenario BM.** Al graficar la energía del yacimiento (IP) con la presión de descarga de la bomba y la VLP que es la energía necesaria para realizar el levantamiento (Ver Grafica 11), observamos que el punto de operación se corta cercanos a los 376 BFPD, confirmando a la operación que efectivamnte tendremos flujo bombeo mecánico.

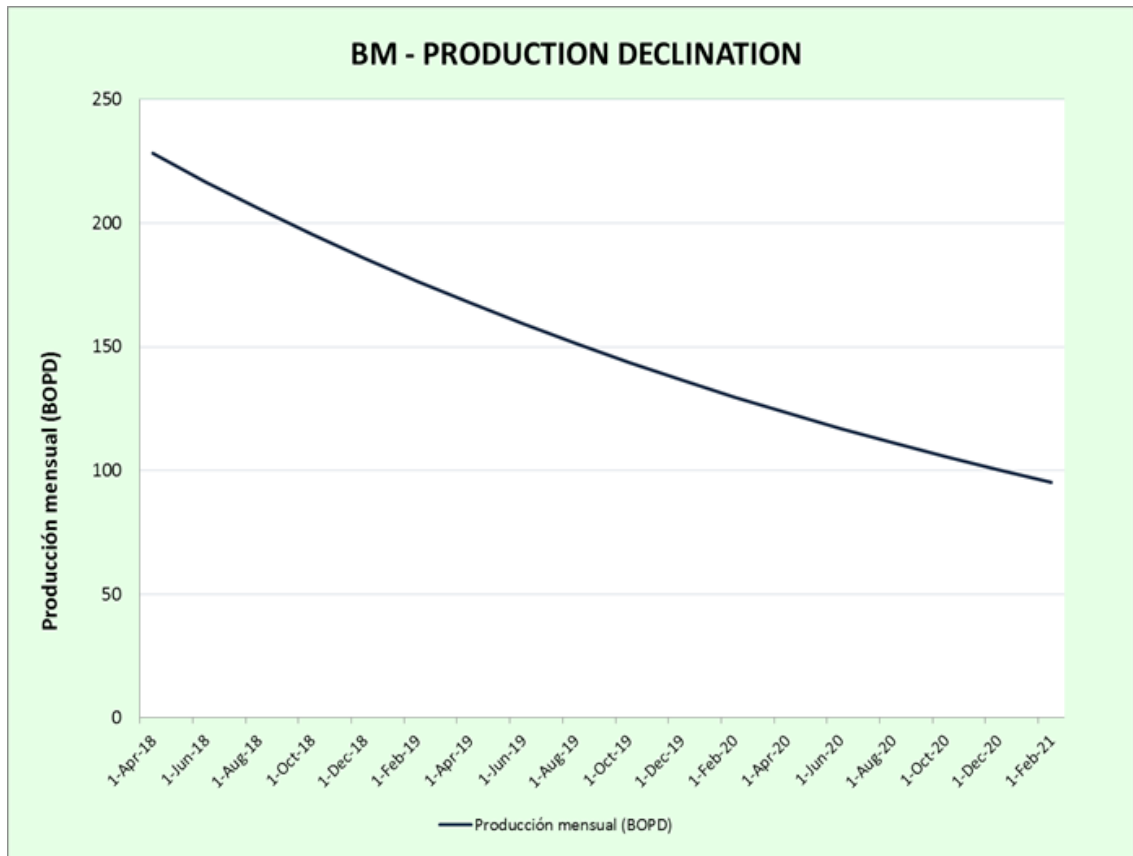
**Grafica 11.** IPR Y VLP con levantamiento artificial BM.



**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

**7.3.3.6 Proyeccion del escenario Bombeo Mecanico.** A continuacion se ilustrara mediante una grafica (Ver Grafica 12) la proyeccion de produccion a 3 años si se llegara a implementar este escenario.

**Grafica 12.** Proyeccion de produccion escenario BM.



**Fuente:** Elaboración propia.

**7.3.4 Caso pozo 4 final gas lift (GL).** Según la matriz de selección realizada en el capítulo 5, el sistema de levantamiento artificial gas-lift, entra en un rango de (Bueno-excelente), debido a que presenta falencias en los rangos de aplicación de propiedades tales como: presión de fondo fluyente (PWF), tratamientos aplicados al pozo con anterioridad, tipo de recobro, Viscosidad del fluido, GOR, entre otros (ver anexo A), por tal motivo solo es recomendable este tipo de levantamiento artificial desde el punto de vista tecnico.

**7.3.4.1 Efectuar el resumen de opciones (Options Summary).** En este apartado se describen las principales características de diseño del pozo y la imagen de la interfaz del simulador:

Descripción del Fluido:

- Fluido: Petróleo y agua.
- Método: crudo negro (black oil).



Separador: separador simple

- Emulsiones: No
- Hidratos: deshabilitar advertencia.
- Viscosidad del Agua: usar correlación por defecto.
- Modelo de viscosidad: Fluido Newtoniano.

Pozo:

- Tipo de Flujo: flujo por la tubería de producción (tubing).
- Tipo de Pozo: productor.

Sistema Artificial:

- Tipo de levantamiento: Gas Lift continuo.
- Tipo: No friction loss in annulus.

Tipo de Cálculos:

- Predecir: presión y temperatura.
- Modelo: aproximación rigurosa.
- Rango: sistema completo.
- Salida: mostrar datos calculados.

Terminación del Pozo:

- Tipo: agujero entubado.
- Control de arena: Ninguno

Reservorio:

Tipo de entrada: Pozo simple.

Conificación de gas: No

**Figura 42.** Ventana Options Summary simulador Prosper.

The screenshot shows the 'System Summary (CYC-4 GL.Out)' window with the following settings:

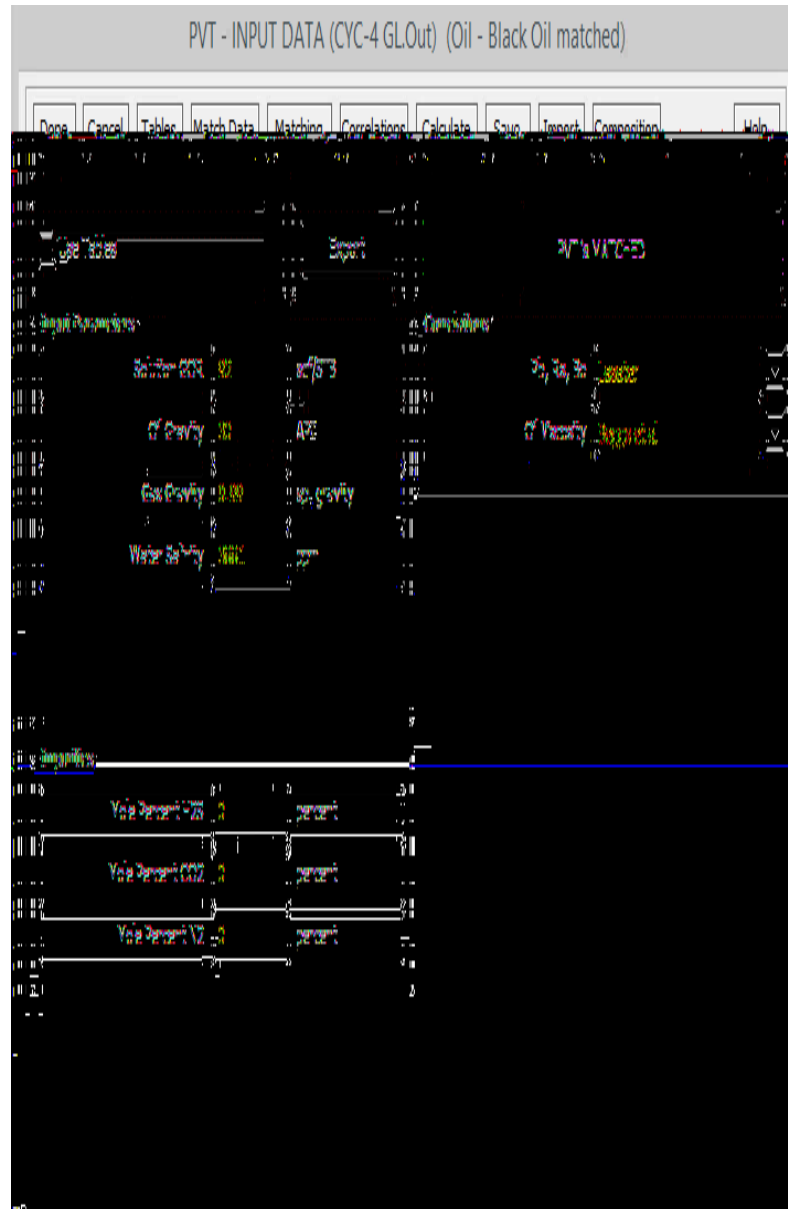
Section	Parameter	Value
Fluid Description	Fluid	Oil and Water
	Method	Black Oil
	Separator	Single-Stage Separator
	Emulsions	No
	PVT Warnings	Disable Warning
	Water Viscosity	Use Default Correlation
	Viscosity Model	Newtonian Fluid
Calculation Type	Predict	Pressure and Temperature (on land)
	Model	Rough Approximation
	Range	Full System
Well	Flow Type	Annular Flow
	Well Type	Producer
Well Completion	Type	Cased Hole
	Sand Control	None
Artificial Lift	Method	Gas Lift (Continuous)
	Type	No Friction Loss In Annulus
Reservoir	Inflow Type	Single Branch
	Gas Coning	No
User information	Company	
	Field	
	Location	
	Well	
	Platform	
	Date	Tuesday , March 6, 2018
Comments (Cntl-Enter for new line)		

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper.  
Modificado por los autores.

**7.3.4.2 Ingresar los datos PVT (PVT Data).** Se ingresan los datos de PVT del fluido producido, tal como se muestra en la Figura 43.

- Parámetros de entrada: La relación gas/aceite, Gravedad específica del aceite, Gravedad específica del gas y salinidad del agua.
- Impurezas: Porcentaje molar del H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>.
- Otro parámetro que se debe escoger es la correlación para el cálculo de las propiedades: Pb, Rs, Bo, correlación para el cálculo de la viscosidad del aceite y finalmente el fluido motriz y la salinidad del agua para el tipo de levantamiento artificial presente en la actualidad en este caso jet pump.

**Figura 43.** Ventana PVT Data simulador Prosper.



**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper.  
Modificado por los autores.

**7.3.4.3 Ingresar los datos GL (GL Data).** Se ingresan los datos de GL para diseño y estimación de producción, tal como se muestra en la Figura 44.

**Figura 44.** Datos Levantamiento Gas lift.

Input Data		
GasLift Gas Gravity	0.7	sp. gravity
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0	percent
Mole Percent N2	0	percent
GLR Injected	0	scf/STB
Injected Gas Rate	10	MMscf/day
GLR/ Rate ?	Use GLR Injected Use Injected Gas Rate	

Gaslift Details		
Gaslift Valve Depth (Measured)	8609	feet
Injection Point	Injection Point is VENTURI	
Orifice Diameter	32	64ths inch
Thornhill-Craver DeRating Value	100	percent

Gas Lift Method
Fixed Depth of Injection Optimum Depth of Injection Valve Depths Specified

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

Donde los datos ingresados fueron los siguientes:

Sistema Artificial:

- Gas lift gas gravity: 0.7
- Profundidad de las válvulas: se sensibiliza hasta encontrar el punto más óptimo con la profundidad más óptima para el sistema.
- Eficiencia volumetrica: se elige la opción de ingresar una tasa de gas
- Casing Pressure: para un gas lift una presión estándar de 1.000 PSI
- Injected gas rate: se hacen sensibilidades hasta encontrar un volumen óptimo de 10 MMscf/day.

**7.3.4.4 Resultados simulación GL.** Después de hacer las respectivas simulaciones se tuvo en cuenta la instalación de mandriles para gas lift, con la profundidad de instalación sensibilizada más óptima para la producción, para este sistema se tiene contemplado inyectar 10 Mscf/D después de este volumen la producción se empieza a reducir, sensibilizando método de producción de producción por CSG se consigue una producción de 1335 BOPD siendo un poco más alta que la de ESP, teniendo en cuenta que el campo deberá comprar el gas que no tiene disponible para inyectar y deberá hacer un proyecto para invertir en facilidades de inyección, recolección, planta de presurización y un posible gasoducto para poder comprar el gas que no se tendría en sitio, a continuación se puede observar el análisis nodal realizado para este caso:

**Figura 45.** Resultados simulación GL.

Point	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMscf/day)	VLP Pressure (psig)	IPR Pressure (psig)	dP Total Skin (psi)	dP Perforation (psi)	dP Damage (psi)	dP Completion (psi)	Completion Skin	Total Skin
1	2.49642	1.51096	0.98546	0.00017483	246.263	2197.97	0	0	0	0	0	0
2	133.651	80.892	52.7386	0.00936	249.094	2091.08	0	0	0	0	0	0
3	264.805	160.273	104.532	0.018545	251.888	1984.19	0	0	0	0	0	0
4	395.959	239.654	156.305	0.02773	254.654	1877.3	0	0	0	0	0	0
5	527.113	319.035	208.078	0.036916	257.402	1770.41	0	0	0	0	0	0
6	658.267	398.416	259.851	0.046101	260.136	1663.51	0	0	0	0	0	0
7	789.421	477.797	311.624	0.055286	262.861	1556.62	0	0	0	0	0	0
8	920.576	557.178	363.397	0.064471	265.58	1449.73	0	0	0	0	0	0
9	1051.73	636.559	415.17	0.073656	268.296	1342.84	0	0	0	0	0	0
10	1182.88	715.94	466.943	0.082841	274.494	1235.95	0	0	0	0	0	0
11	1314.04	795.322	518.717	0.092027	290.798	1129.06	0	0	0	0	0	0
12	1445.19	874.703	570.49	0.10121	312.436	1022.17	0	0	0	0	0	0
13	1576.35	954.084	622.263	0.1104	328.146	915.284	0	0	0	0	0	0
14	1707.5	1033.46	674.036	0.11958	343.882	808.394	0	0	0	0	0	0
15	1838.65	1112.85	725.809	0.12877	357.323	701.504	0	0	0	0	0	0
16	1969.81	1192.23	777.582	0.13795	376.6	594.614	0	0	0	0	0	0
17	2100.96	1271.61	829.355	0.14714	391.454	487.724	0	0	0	0	0	0
18	2232.12	1350.99	881.128	0.15632	405.007	380.501	0	0	0	0	0	0
19	2363.27	1430.37	932.901	0.16551	420.554	257.836	0	0	0	0	0	0
20	2494.43	1509.75	984.674	0.17469	434.237	9.9552	0	0	0	0	0	0

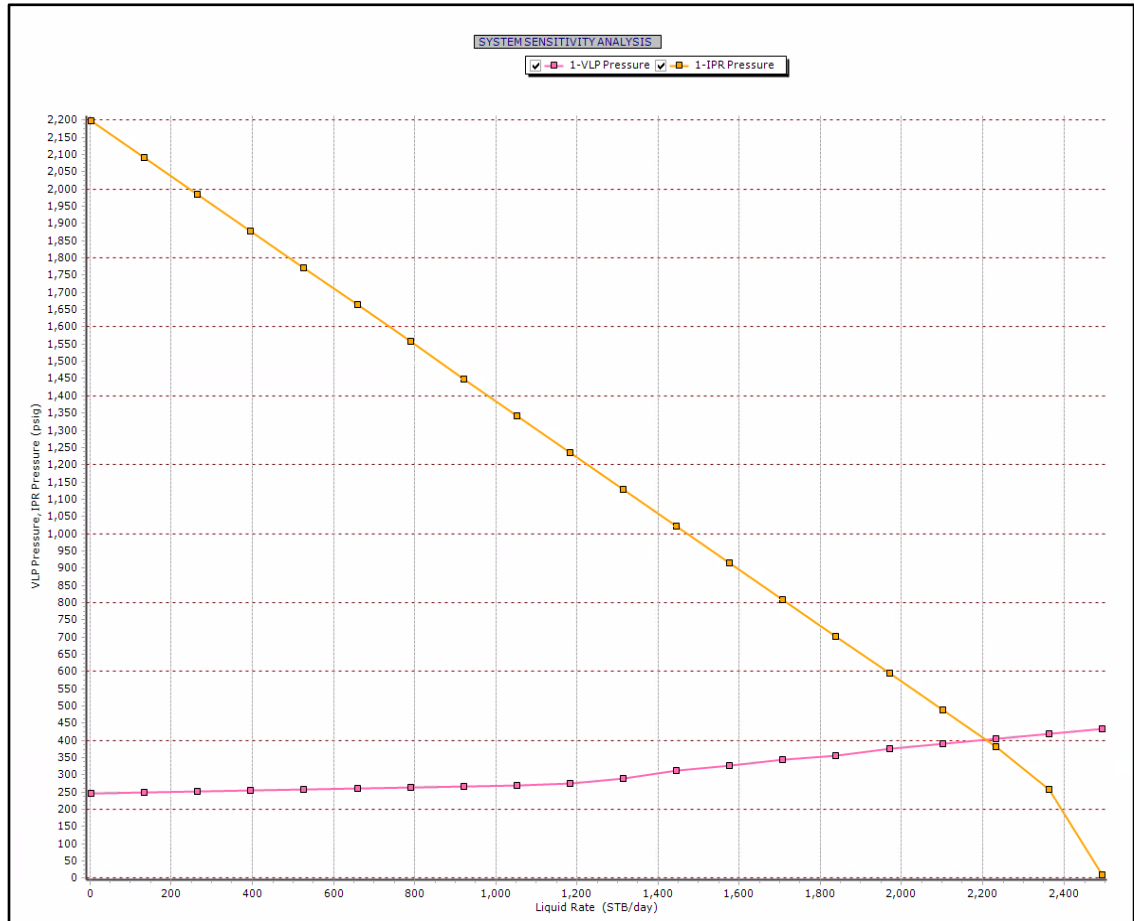
  

Label	Value	Units
Liquid Rate	2205.51	(STB/day)
Oil Rate	1334.88	(STB/day)
Water Rate	870.623	(STB/day)
Gas Rate	0.15446	(MMscf/day)
Injection Depth	8609	(feet)
Solution Node Pressure	402.257	(psig)
dP Friction	111.134	(psi)
dP Gravity	171.617	(psi)
dP Total Skin	0	(psi)
dP Perforation	0	(psi)
dP Damage	0	(psi)
dP Completion	0	(psi)
Completion Skin	0	
Total Skin	0	
Wellhead Liquid Density	55.2941	(lb/ft <sup>3</sup> )
Wellhead Gas Density	0.3561	(lb/ft <sup>3</sup> )
Wellhead Liquid Viscosity	3.64578	(centipoise)
Wellhead Gas Viscosity	0.01252	(centipoise)
Wellhead Superficial Liquid Velocity	0.43743	(ft/sec)
Wellhead Superficial Gas Velocity	51.23	(ft/sec)
Wellhead Z Factor	0.98597	
Wellhead Interfacial Tension	15.7724	(dyne/cm)
Wellhead Pressure	100	(psig)
Wellhead Temperature	180.421	(deg F)
First Node Liquid Density	55.2941	(lb/ft <sup>3</sup> )
First Node Gas Density	0.3561	(lb/ft <sup>3</sup> )
First Node Liquid Viscosity	3.64578	(centipoise)
First Node Gas Viscosity	0.01252	(centipoise)
First Node Superficial Liquid Velocity	0.43743	(ft/sec)
First Node Superficial Gas Velocity	51.23	(ft/sec)

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

**7.3.4.5 Análisis nodal escenario GL.** Al graficar la energía del yacimiento (IP), con la presión de descarga de la bomba y la VLP que es la energía necesaria para realizar el levantamiento (Ver Grafica 13), observamos que el punto de operación se corta cercanos a los 2206 BFPD, confirmando a la operación en una calificación óptima.

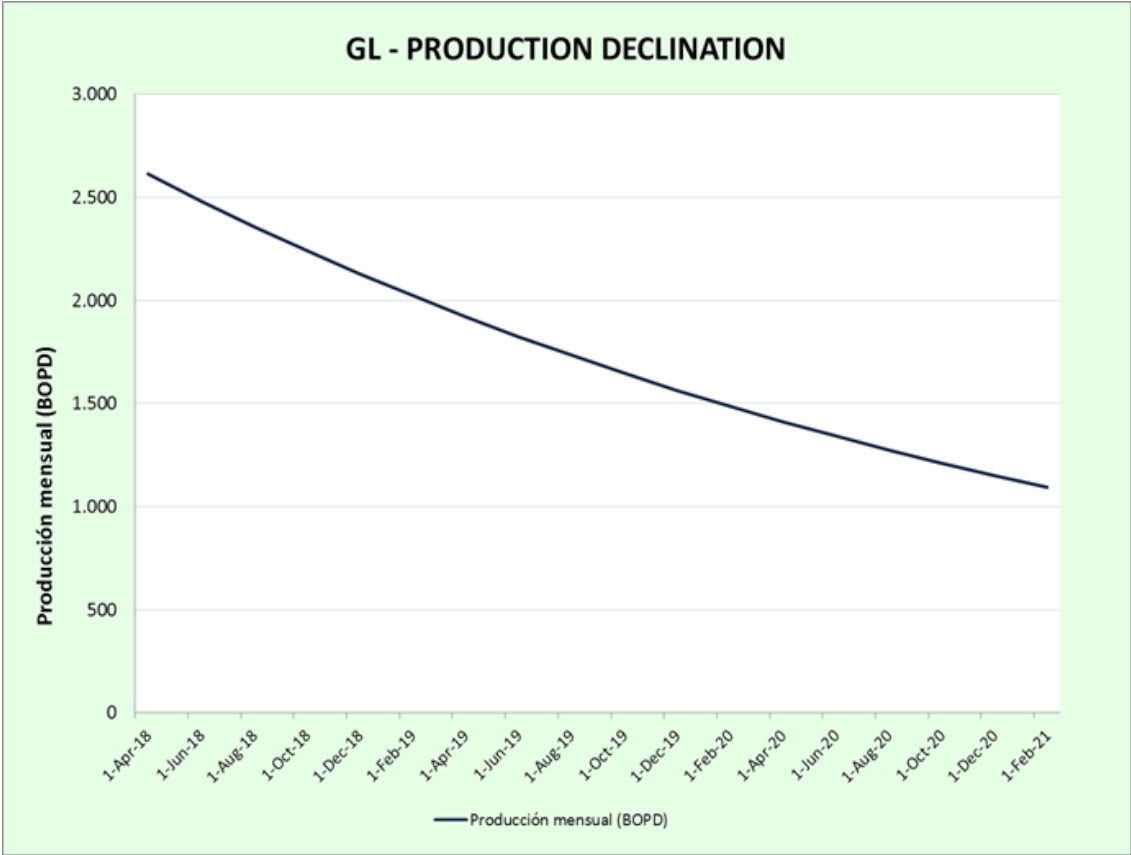
**Grafica 13.** IPR Y VLP con levantamiento artificial GL.



**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Software Prosper. Modificado por los autores.

**7.3.4.6 Proyección del escenario Gas Lift.** A continuación se ilustrara mediante una gráfica (Ver Grafica 14), la proyección de producción a 3 años si se llegara a implementar este escenario.

**Grafica 14.** Proyeccion de produccion escenario GL.



**Fuente:** Elaboración propia.

## 8. ANALISIS DE RESULTADOS

Con lo relacionado hasta el momento, se ha evaluado cuatro sistemas de levantamiento artificial, teniendo en cuenta el escenario con el que cuenta actualmente el pozo, podemos encontrar que los resultados volumétricamente hablando se pueden organizar de la siguiente manera:

**Tabla 14.** Resultados simulaciones en términos volumetricos.

Sistema de levantamiento (ALS)	BFPD	BOPD
Levantamiento Gas Lift	2206	1335
Bombeo electrosumergible	2090	1265
Bombeo Mecánico	377	228
Bombeo por cavidades progresivas	0	0
Bombeo hidráulico Caso actual	1371	830

**Fuente:** Elaboración propia.

Mediante la anterior tabla, podemos analizar que el sistema de levantamiento por gas lift sería el más ideal para este campo, solamente teniendo en cuenta la producción de petróleo, pero al analizar en un mayor detalle cada una de las inversiones en las que lleva cada sistema de levantamiento, el gas lift sería el que comprendería unas mayores inversiones de capital, las cuales serán comprendidas en el capítulo financiero.

En términos de Drawdown y la cercanía al punto de burbuja que cada sistema de levantamiento presentaría, tomando en cuenta que el punto de burbuja del fluido es de 342 PSIG:

**Tabla 15.** Resultados simulaciones en términos de PWF, IP y DD.

Sistema de levantamiento (ALS)	BFPD	BOPD	PWF	IP	DD
Levantamiento Gas Lift	2206	1335	407	1,23	81,5%
Bombeo electrosumergible	2090	1265	501	1,23	77,2%
Bombeo Mecánico	377	228	1894	1,23	13,9%
Bombeo por cavidades progresivas	0	0	2200	1,23	0,0%
Bombeo hidráulico Caso actual	1371	830	1085	1,23	50,7%

**Fuente:**Elaboración propia.

Con un IP de 1.23, los Drawdown estimados para cada uno de los casos se pueden ver en la tabla anterior, teniendo en cuenta que en un campo usualmente un alto índice de Drawdown está estimado entre 85% al estar por



debajo de este valor todos los sistemas de levantamiento cumplen esta condición.

En el caso de las PCP, estas bombas debido a su principio de “meneau” no alcanzan a tener la suficiente cabeza o generar la suficiente presión de descarga para llegar a superficie, simulando varios casos de esta bomba no se logró tener este flujo en superficie, lo cual descalifica directamente a este sistema.

En el caso de Bombeo mecánico la producción no es lo suficientemente grande, debido a la profundidad del pozo comparándolo con el caso actual en el que se están produciendo volúmenes hasta de 1371, este caso queda descartado como una opción, levantamiento por gas lift y bombeo electrosumergible son las mejores opciones para este sistema, igualmente se realizará las evaluaciones financieras pertinentes para tener las estimaciones de un Opex y Capex de cada uno de los sistemas de levantamiento. A continuación se verán las posibles opciones que desde el punto de visto técnico serían las más viables para este pozo:

**Tabla 16.** Casos Viables desde el punto de vista Tecnico.

Sistema de levantamiento (ALS)	BOPD	PWF	DD	POSIBLES CASOS
Levantamiento Gas Lift	1335	407	81,5%	✓
Bombeo electrosumergible	1265	501	77,2%	✓
Bombeo Mecánico	228	1894	13,9%	✗
Bombeo por cavidades progresivas	0	2200	0,0%	✗
Bombeo hidraulico Caso actual	830	1085	50,7%	!

**Fuente:** Elaboración propia.

## 9. EVALUACION FINANCIERA

A continuación se realizara la evaluación financiera del presente proyecto, mediante el indicador financieros relación beneficio/costo , para mirar la viabilidad de los 4 escenarios distintos propuestos los cuales son:

Bombeo electrosumergible, Bombeo por cavidades progresivas, Bombeo mecánico y Gas lift.

El valor de unidad monetaria a trabajar es el dólar estadounidense (\$USD); la tasa interna de oportunidad (TIO) es brindada por la empresa GRAN TIERRA ENERGY, la cual es de 12% anual; el flujo de caja será propuesto bimensual para realizar el proyecto para 3 años.

### 9.1 EVALUACION DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Capex (capital expenditure), se refiere a los gastos de capital presentes en una empresa u organización; es todo tipo de gasto que una compañía realiza para adquirir activos fijos tales como: maquinaria, herramienta, material de acondicionamiento para el área de perforación, workover, facilidades, entre otros. Los gastos de capital son objetos de naturaleza tangible y con una vida útil propia de cada tipo de gasto, en el Campo B para la implementación de los diferentes escenarios a continuación se verán reflejados en las **Tablas 15-24** respectivamente los gastos de capital para el escenario de bombeo electrosumergible, bombeo mecánico y gas lift. Cabe resaltar que el escenario 2 el cual es bombeo por cavidades progresivas, no se analizara debido a que en el capítulo de simulacion no presente produccion en superficie.

**Escenario 1:** Se realiza el remplazo del sistema de levantamiento artificial actual bombeo hidráulico tipo jet por bombeo electrosumergible.

**Tabla 17.** Costos de Servicios de Workover para el Escenario 1 (Cifras en \$USD).

Actividad	Cantidad	Costo por unidad	Total
Equipo de Workover (Días)	9	14.220	127.975
Supervisión de operación (Días)	9	3.278	29.500
Movilización Y desmovilización del personal.	2	1.546	3.298
Movilización de spooler por trayecto.	2	1.452	2.904

**Tabla 15.** (Continuación)

Actividad	Cantidad	Costo por unidad	Total
Día de spooler	5	946	4.730
Misceláneos (Días)	9	14.082	126.735
Servicio Slick Line (Días)	12	4.567	41.100
Mantenimiento Árbol de navidad	1	7.600	7.600
Manejo de Fluidos (Días)	9	6.567	59.100
Obras Civiles	1	1.500	1.500
Gerencia de Proyecto	1	32.300	32.300
Total inversión servicios			436.742

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Gerencia de Producción.

**Tabla 18.** Costos de Activos del Escenario 1 (Cifras en \$USD).

Periodo	Descripción	Cantidad	Costo por unidad (USD)	Total (USD)
0	Bomba K28SPHB 5.38	1	63.778	63.778
0	Wellft h150 5k	1	17.994	17.994
0	Separador de gas	1	19.852	19.852
0	Cable (ft)	8390	87.750	87.750
0	Empalme Cable	2	650	1.300
0	Motor 562xp	1	32.334	32.334
0	Protector de cable secciones	7	850	5.950
0	Transformador 400KVA	2	12.900	25.800
0	Skid ASM N4	1	17.500	17.500
0	Variador	1	45.910	45.910
0	Descarga a la Bomba	1	472	472
0	Sensor presión de descarga	1	8.263	8.263
<b>Total Inversión activos</b>				<b>326.903</b>

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Gerencia de Producción.

**Tabla 19.** Costos Totales de inversión para el Escenario 1 (Cifras en \$USD).

Periodo	Descripción	USD
0	Bombeo electrosumergible	763.645

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Gerencia de Producción.

**Escenario 2:** Se realiza el remplazo del sistema de levantamiento artificial actual bombeo hidráulico tipo jet por Bombeo por cavidades progresivas, pero debido a que no produjo fluido en superficie no se evaluara financieramente.

**Escenario 3:** Se realiza el remplazo del sistema de levantamiento artificial actual bombeo hidráulico tipo jet por Bombeo Mecánico.

**Tabla 20.** Costos de Servicios de Workover para el Escenario 2 (Cifras en \$USD).

<b>Actividad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo por unidad (USD)</b>	<b>Total (USD)</b>
Equipo de Workover (Días)	7	8.029	56.203
Supervisión de operación (Días)	7	2.098	14.685
Movilización Y desmovilización del personal.	2	1.546	3.298
Misceláneos (Días)	7	9.270	64.890
Servicio Slick Line (Días)	7	1.542	10.793
Mantenimiento Árbol de navidad	1	7.600	7.600
Manejo de Fluidos (Días)	7	3.572	25.004
Obras Civiles	1	1.500	1.500
Gerencia de Proyecto	1	32.300	32.300
Total inversión servicios			216.273

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Gerencia de Producción.

**Tabla 21.** Costos de activos del Escenario 2 (Cifras en \$USD).

<b>Periodo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo por unidad (USD)</b>	<b>Total (USD)</b>
0	Machine	1	166.103	166.103
0	Motor eléctrico	1	7.333	7.333
0	Bomba de fondo	1	6.112	6.112
0	Varillas	460	128	58.880
0	Protección brillante de la caja de ensamble	1	486	486

**Tabla 19.** (Continuación)

Periodo	Descripción	Cantidad	Costo por unidad (USD)	Total (USD)
0	Cable conductor de instrumentación (ft)	20	4	80
0	Tablero para lectura datos en superficie	1	8.560	8.560
0	Acopamiento del protector cruzado	334	89	29.726
0	Banding Sail	334	0,22	73,48
0	Banding Coil	1	689	689
0	Tec line (ft)	10000	3,20	32.000
0	Tec splice	1	590	590
0	Assy y splice	1	590	590
0	Sensor doble	1	7.990	7.990
0	Línea De Control (ft)	10000	3	30.000
0	Válvula Back Check	2	580	1.040
0	Conjunto de soldadura de mandril	1	4.100	4.100
<b>Total Inversión activos</b>				<b>354.352,48</b>

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Gerencia de Producción.

**Tabla 22.** Costos Totales de inversión para el Escenario 2 (Cifras en \$USD).

Periodo	Descripción	USD
0	Bombeo Mecánico	570.625,48

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Gerencia de Producción.

**Escenario 4:** Se realiza el remplazo del sistema de levantamiento artificial actual bombeo hidráulico tipo jet por gas lift.

**Tabla 23.** Costos de Servicios de Workover para el Escenario 4 (Cifras en \$USD).

Actividad	Cantidad	Costo por unidad (USD)	Total (USD)
Equipo de Workover (Días)	7	8.029	56.203
Supervisión de operación (Días)	7	2.098	14.685

**Tabla 21.** (Continuación)

Actividad	Cantidad	Costo por unidad (USD)	Total (USD)
Movilización Y desmovilización del personal.	2	1.546	3.298
Misceláneos (Días)	7	9.270	64.890
Servicio Slick Line (Días)	7	1.542	10.793
Mantenimiento Árbol de navidad	1	7.600	7.600
Manejo de Fluidos (Días)	7	3.572	25.004
Obras Civiles	1	1.500	1.500
Gerencia de Proyecto	1	32.300	32.300
Total inversión servicios			216.273

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Gerencia de Producción.

**Tabla 24.** Costos de activos del Escenario 4 (Cifras en \$USD).

Periodo	Descripción	Cantidad	Costo (USD)	Total (USD)
0	Compresor	1	100.000	100.000
0	Mandril	2	4.520	9.040
0	Válvula de presión	2	870	1.740
0	Válvula de orificio	1	580	580
0	Empaque	1	7.230	7.230
0	Niple	1	890	890
0	Tubería	30	210	6.300
<b>Total Inversión activos</b>				<b>125.780</b>

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Gerencia de Producción.

Adicional a estos costos, debido a que el Campo B no produce la cantidad de gas necesaria para la inyección, se necesita casi en su totalidad todo el gas que se requiere inyectar, por tal motivo se requiere de la construcción de un



Periodo	Descripción	Cantidad	Costo por unidad (USD)	Total (USD)
0	Planta compresora	1	721.740	721.740
0	Estudio Ambiental	1	250.604	250.604
0	Afectaciones	1	445.519	445.519
0	Movilización de personal y equipo	1	545.760	545.760
0	Señalización provisional	1	52.905	52.905
0	Campo provisionales para equipos	1	501.208	501.208
0	Transporte de tubería	150.000	68	10.200.000
0	Doblado, Alineación y Soldadura	150.000	7	1.050.000
0	Apertura y cierre de zanja	750	25	18.750
0	Tendido de Tubería	150.000	11	1.650.000
0	Instalación de tubería y accesorios	150.000	256	38.400.000
0	Protección catódica	148.000	418	61.864.000
0	Inspección del estado de revestimiento	150.000	1	150.000
0	Pruebas hidrostáticas	150.000	7	1.050.000
Total				127.917.102

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Gerencia de Facilidades de Produccion.

**Tabla 26.** Costos Totales de inversión para el Escenario 4 (Cifras en \$USD).

Periodo	Descripción	USD
0	Gas lift	128.259.155

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Gerencia de Producción.

## 9.2 EVALUACION DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Opex (operation expenditure), son todos aquellos gastos operacionales, que una compañía, organización o sociedad tienen al momento de desarrollar o ejecutar una actividad como mantenimiento de equipos, consumo de algún Bien, alquiler de algún equipo, entre otros; para la evaluación técnico financiera del completamiento del pozo 4 en el campo B, se basará en el lifting cost o costo que tiene la empresa GRAN TIERRA ENERGY para levantar cada barril de fluido, en el cual se tendrá en cuenta todo su ciclo de levantamiento como la extracción, recolección, tratamiento, disposición, entre otros. El cual es de \$8.7 USD/Bbl para el Campo B.



Cabe anotar que para el escenario 1 y 4 el análisis se realizó tal cual lo descrito anteriormente (**Ver Tablas 25 y 27**), para el escenario 3 (**Ver Tabla 26**) se modificó un poco, debido a que en este escenario al implementar el nuevo sistema de levantamiento artificial, si produce el pozo, pero la producción no alcanza a superar la producción actual , por tal motivo no se presenta producción incremental y solo se evaluara este escenario con una proyección de la producción que está arrojando, y finalmente para el escenario 2 no se realizara análisis debido a que en la simulación ni siquiera este tipo de levantamiento artificial alcanzo a producir fluido en superficie, convirtiéndolo en una opción obsoleta para este trabajo.

**Tabla 27.** Costos operacionales del Escenario 1 (Cifras en \$USD).

Periodo (Bimestres)	Producción Básica (Bbl)	Producción después de workover (Bbl)	Producción incremental (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	USD
1	63.270	89.370	26.100	8,7	227.070
2	55.590	84.902	29.312	8,7	255.010
3	55.380	80.656	25.276	8,7	219.905
4	52.200	76.624	24.424	8,7	212.485
5	49.110	72.792	23.682	8,7	206.037
6	46.320	69.153	22.833	8,7	198.645
7	43.740	65.695	21.955	8,7	191.010
8	41.430	62.410	20.980	8,7	182.530
9	39.240	59.290	20.050	8,7	174.434
10	37.230	56.325	19.095	8,7	166.130
11	35.370	53.509	18.139	8,7	157.810
12	33.630	50.834	17.204	8,7	149.672
13	32.010	48.292	16.282	8,7	141.653
14	30.540	45.877	15.337	8,7	133.435
15	29.160	43.584	14.424	8,7	125.485

**Tabla 25.** (Continuación)

Periodo (Bimestres)	Producción Básica (Bbl)	Producción después de workover (Bbl)	Producción incremental (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	USD
16	27.870	41.404	13.534	8,7	117.749
17	26.640	39.334	12.694	8,7	110.439
18	25.530	37.367	11.837	8,7	102.986

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Gerencia de Producción.

**Tabla 28.** Costos operacionales del Escenario 3 (Cifras en \$USD).

Periodo (Bimestres)	Producción Básica (Bbl)	Producción después de workover (Bbl)	Producción incremental (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	USD
1	13.682	0	0	8,7	119.030
2	12.997	0	0	8,7	113.078
3	12.348	0	0	8,7	107.424
4	11.730	0	0	8,7	102.053
5	11.144	0	0	8,7	96.950
6	10.587	0	0	8,7	92.103
7	10.057	0	0	8,7	87.498
8	9.554	0	0	8,7	83.123
9	9.077	0	0	8,7	78.967
10	8.623	0	0	8,7	75.018
11	8.192	0	0	8,7	71.267
12	7.782	0	0	8,7	67.704
13	7.393	0	0	8,7	64.319
14	7.023	0	0	8,7	61.103
15	6.672	0	0	8,7	58.048
16	6.339	0	0	8,7	55.145
17	6.022	0	0	8,7	52.388
18	5.721	0	0	8,7	49.769

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Gerencia de Producción.

**Tabla 29.** Costos operacionales del Escenario 4 (Cifras en \$USD).

Periodo (Bimestres)	Produccion Basica (Bbl)	Produccion despues de workover (Bbl)	Produccion incremental (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	USD
1	63.270	93.570	30.300	8,7	263.610
2	55.590	88.892	33.302	8,7	289.723
3	55.380	84.447	29.067	8,7	252.882
4	52.200	80.225	28.025	8,7	243.814
5	49.110	76.213	27.103	8,7	235.799
6	46.320	72.403	26.083	8,7	226.919
7	43.740	68.783	25.043	8,7	217.870
8	41.430	65.343	23.913	8,7	208.047
9	39.240	62.076	22.836	8,7	198.675
10	37.230	58.972	21.742	8,7	189.159
11	35.370	56.024	20.654	8,7	179.688
12	33.630	53.223	19.593	8,7	170.456
13	32.010	50.561	18.551	8,7	161.398
14	30.540	48.033	17.493	8,7	152.193
15	29.160	45.632	16.472	8,7	143.304
16	27.870	43.350	15.480	8,7	134.677
17	26.640	41.183	14.543	8,7	126.521
18	25.530	39.124	13.594	8,7	118.264

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Gerencia de Producción.

### 9.3 EVALUACION DE INGRESOS

Los ingresos de este proyecto son obtenidos mediante la venta de los barriles de crudo generadas por cada tipo de escenario, donde el precio de venta al día Abril 04 del 2018 (Ver **Tabla 28**) son:

**Tabla 30:** Precio de venta de crudo para el Campo B.

Descripción	USD/Bbl
Crudo Brent	70,2
Ajuste por Calidad	3,50
Costo de Transporte	1,2
Precio Final de Venta	65,5

**Fuente:** GRAN TIERRA ENERGY, Gerencia de Producción.

Para las regalías La Constitución Política de Colombia en el artículo 360 define la regalía como “Una contraprestación económica de propiedad del Estado que

se causa por la explotación de un recurso natural no renovable y cuya titularidad es del Estado Colombiano<sup>17</sup>.

Las regalías establecidas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para el Campo B son del 23.36%, información suministrada por la gerencia de producción de GRAN TIERRA ENERGY, para el cálculo de la producción neta se utilizara la **Ecuación 6**.

**Ecuación 6.** Producción Neta.

$$\text{Producción Neta (Bbl)} = \text{Producción Incremental(Bbl)} - \text{Regalías(Bbl)}$$

Después de calcular la producción neta, se procede con el cálculo de los ingresos para cada periodo (bimestre), mediante el uso de la **Ecuación 7**.

**Ecuación 7.** Cálculo de ingresos.

$$\text{Ingresos (USD)} = \text{Precio de Venta} \left( \frac{\text{USD}}{\text{Bbl}} \right) * \text{Producción Neta (Bbl)}$$

En las **Tablas 29 a 34**, se muestran la producción neta y los ingresos obtenidos para cada escenario.

**Tabla 31.** Producción neta del Escenario 1.

Periodo (Bimestres)	Producción incremental (Bbl)	Regalías (23.36%)	Producción Neta (Bbl)
1	26.100	6.097	20.003
2	29.312	6.847	22.464
3	25.276	5.905	19.372
4	24.424	5.705	18.718
5	23.682	5.532	18.150
6	22.833	5.334	17.499
7	21.955	5.129	16.826
8	20.980	4.901	16.079
9	20.050	4.684	15.366

**Tabla 29.** (Continuación)

Periodo	Producción incremental	Regalías	Producción
---------	------------------------	----------	------------

<sup>17</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos. Las regalías en el sector de hidrocarburos. [En línea]. [5 de Noviembre de 2017]. Disponible en < <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Documents/regaliasSector.pdf>>

(Bimestres)	(Bbl)	(23.36%)	Neta (Bbl)
10	19.095	4.461	14.635
11	18.139	4.237	13.902
12	17.204	4.019	13.185
13	16.282	3.803	12.479
14	15.337	3.583	11.755
15	14.424	3.369	11.054
16	13.534	3.162	10.373
17	12.694	2.965	9.729
18	11.837	2.765	9.072

**Tabla 32. Ingresos del Escenario 1(Cifras en \$USD).**

Periodo (Bimestres)	Producción Neta (Bbl)	Precio de venta (USD/Bbl)	Ingresos (USD)
1	20.003	65,5	1.310.199
2	22.464	65,5	1.471.414
3	19.372	65,5	1.268.856
4	18.718	65,5	1.226.045
5	18.150	65,5	1.188.839
6	17.499	65,5	1.146.188
7	16.826	65,5	1.102.132
8	16.079	65,5	1.053.200
9	15.366	65,5	1.006.488
10	14.635	65,5	958.573
11	13.902	65,5	910.569
12	13.185	65,5	863.610
13	12.479	65,5	817.342
14	11.755	65,5	769.924
15	11.054	65,5	724.049
16	10.373	65,5	679.413
17	9.729	65,5	637.235
18	9.072	65,5	594.229

**Tabla 33.** Producción neta del Escenario 3.

Periodo (Bimestres)	Producción (Bbl)	Regalías (23.36%)	Producción Neta (Bbl)
1	13.682	3.196	10.486
2	12.997	3.036	9.961
3	12.348	2.884	9.463
4	11.730	2.740	8.990
5	11.144	2.603	8.541
6	10.587	2.473	8.114
7	10.057	2.349	7.708
8	9.554	2.232	7.322
9	9.077	2.120	6.956
10	8.623	2.014	6.609
11	8.192	1.914	6.278
12	7.782	1.818	5.964
13	7.393	1.727	5.666
14	7.023	1.641	5.383
15	6.672	1.559	5.114
16	6.339	1.481	4.858
17	6.022	1.407	4.615
18	5.721	1.336	4.384

**Tabla 34.** Ingresos del Escenario 3 (Cifras en \$USD).

Periodo (Bimestres)	Producción Neta (Bbl)	Precio de venta (USD/Bbl)	Ingresos (USD)
1	10.486	65,5	686.803
2	9.961	65,5	652.463
3	9.463	65,5	619.840
4	8.990	65,5	588.848
5	8.541	65,5	559.406
6	8.114	65,5	531.435
7	7.708	65,5	504.864
8	7.322	65,5	479.620
9	6.956	65,5	455.639

**Tabla 32.** (Continuación)

Periodo (Bimestres)	Producción Neta (Bbl)	Precio de venta (USD/Bbl)	Ingresos (USD)
10	6.609	65,5	432.857
11	6.278	65,5	411.215
12	5.964	65,5	390.654
13	5.666	65,5	371.121
14	5.383	65,5	352.565
15	5.114	65,5	334.937
16	4.858	65,5	318.190
17	4.615	65,5	302.280
18	4.384	65,5	287.166

**Tabla 35.** Producción neta del Escenario 4.

Periodo (Bimestres)	Produccion incremental (Bbl)	Regalías (23.36%)	Producción Neta (Bbl)
1	30.300	7.078	23.222
2	33.302	7.779	25.522
3	29.067	6.790	22.277
4	28.025	6.547	21.478
5	27.103	6.331	20.772
6	26.083	6.093	19.990
7	25.043	5.850	19.193
8	23.913	5.586	18.327
9	22.836	5.335	17.502
10	21.742	5.079	16.663
11	20.654	4.825	15.829
12	19.593	4.577	15.016
13	18.551	4.334	14.218
14	17.493	4.086	13.407
15	16.472	3.848	12.624
16	15.480	3.616	11.864
17	14.543	3.397	11.145
18	13.594	3.175	10.418

**Tabla 36.** Ingresos del Escenario 4 (Cifras en \$USD).

Periodo (Bimestres)	Producción Neta (Bbl)	Precio de venta (USD/Bbl)	Ingresos (USD)
1	23.222	65,5	1.521.036
2	25.522	65,5	1.671.709
3	22.277	65,5	1.459.136
4	21.478	65,5	1.406.811
5	20.772	65,5	1.360.566
6	19.990	65,5	1.309.330
7	19.193	65,5	1.257.116
8	18.327	65,5	1.200.435
9	17.502	65,5	1.146.361
10	16.663	65,5	1.091.453
11	15.829	65,5	1.036.805
12	15.016	65,5	983.534
13	14.218	65,5	931.270
14	13.407	65,5	878.156
15	12.624	65,5	826.869
16	11.864	65,5	777.092
17	11.145	65,5	730.030
18	10.418	65,5	682.384

#### **9.4 EVALUACIÓN FINANCIERA**

La evaluación financiera se realizara con el fin de evaluar la viabilidad financiera presente en cada uno de los diferentes escenarios de workover planteados en este trabajo para incrementar la producción de Campo B en la cuenca cagan putumayo, esta evaluación tendrá si verificación mediante el indicador beneficio –costo con un valor agregado del indicador valor presente neto (VPN).

**9.4.1 Flujo de Caja.** Un flujo de caja es una representación gráfica de los ingresos y egresos que generan un proyecto<sup>18</sup>, el cálculo de flujo de caja se realiza mediante la Ecuación 8.

**Ecuación 8.** Flujo de Caja Neto.

$\text{Flujo de Caja Neto} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$
--

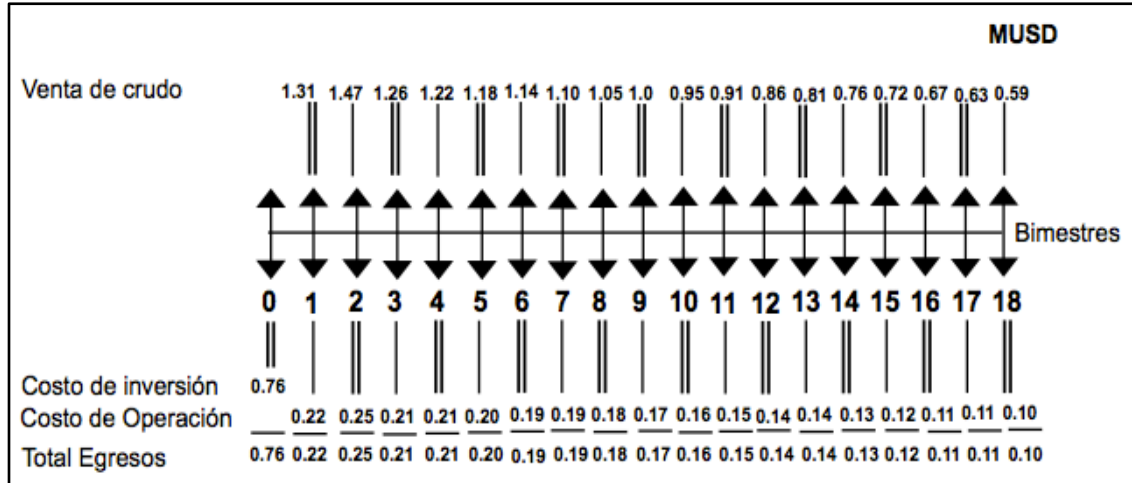
<sup>18</sup> Ibid, p.4



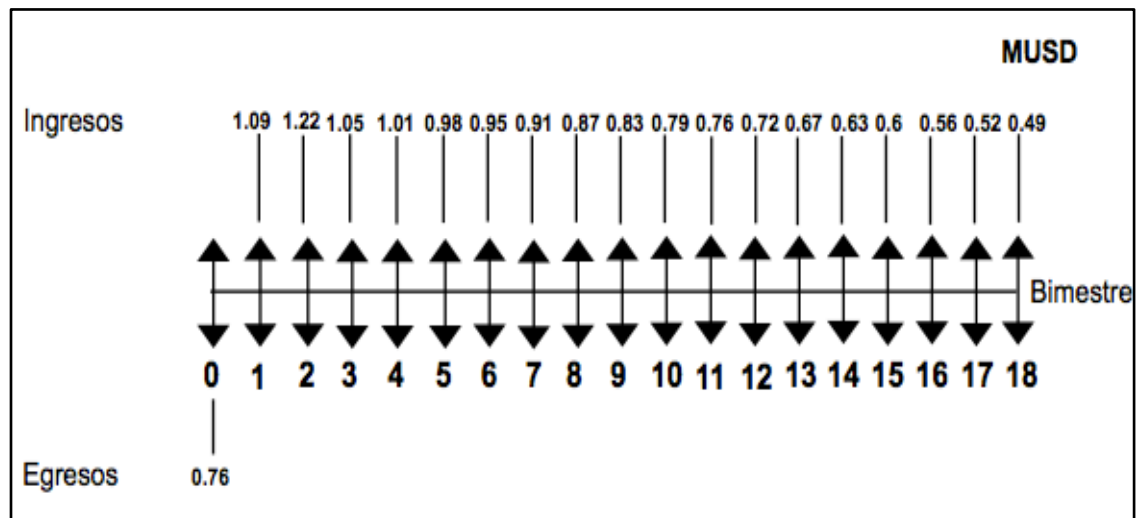
A continuación, se presentaran los flujos de caja generales y netos para cada uno de los escenarios planteados en este proyecto. **Ver Figuras 47-52.**

- **Escenario 1:** implementación del sistema artificial bombeo electro sumergible.

**Figura 47.** Flujo de caja para el Escenario 1.



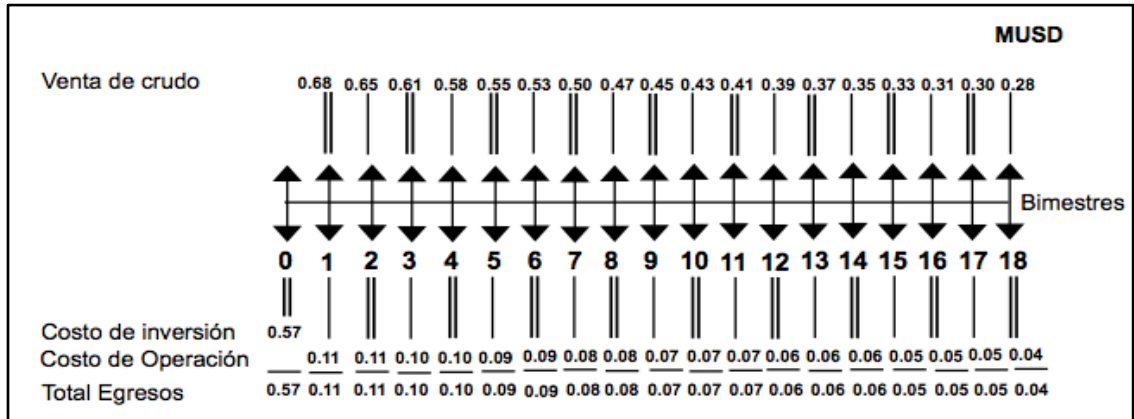
**Figura 48.** Flujo de caja neto para el Escenario 1.



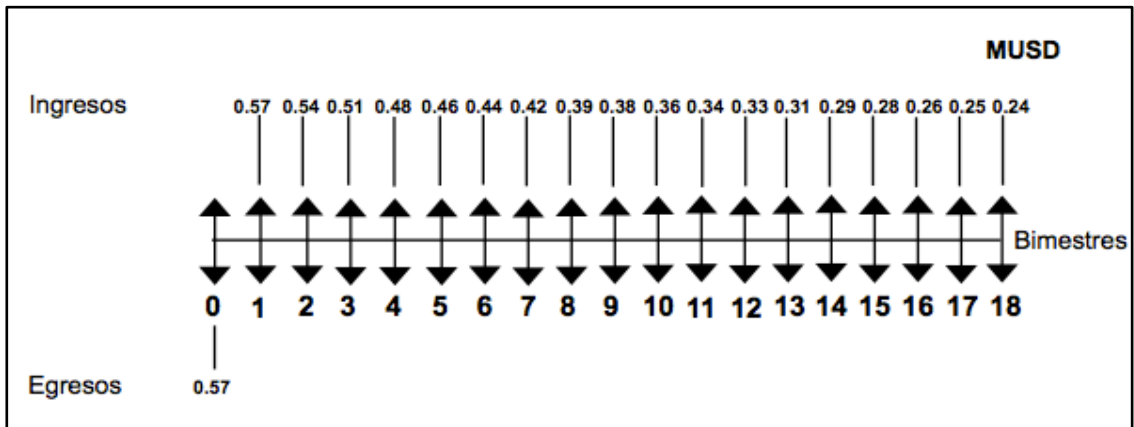
- **Escenario 2:** implementación de Bombeo por cavidades progresivas, pero debido a que no produjo fluido en superficie no se evaluara financieramente.

- **Escenario 3:** implementación del sistema artificial bombeo mecánico.

**Figura 49.** Flujo de caja para el Escenario 3.

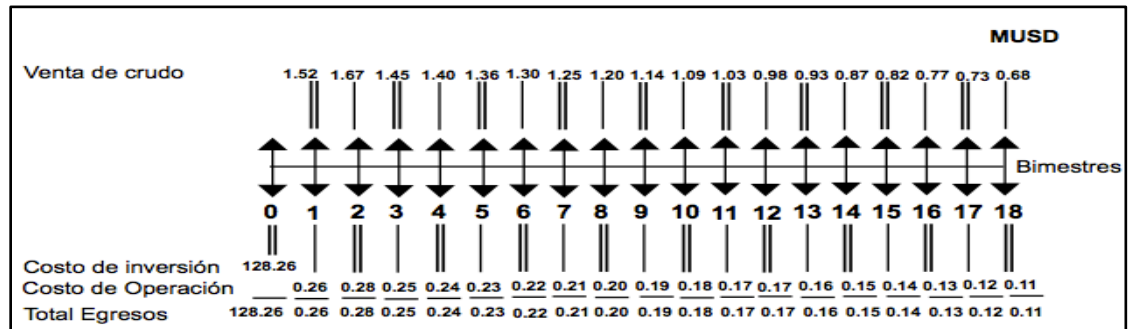


**Figura 50.** Flujo de caja neto para el Escenario 3.

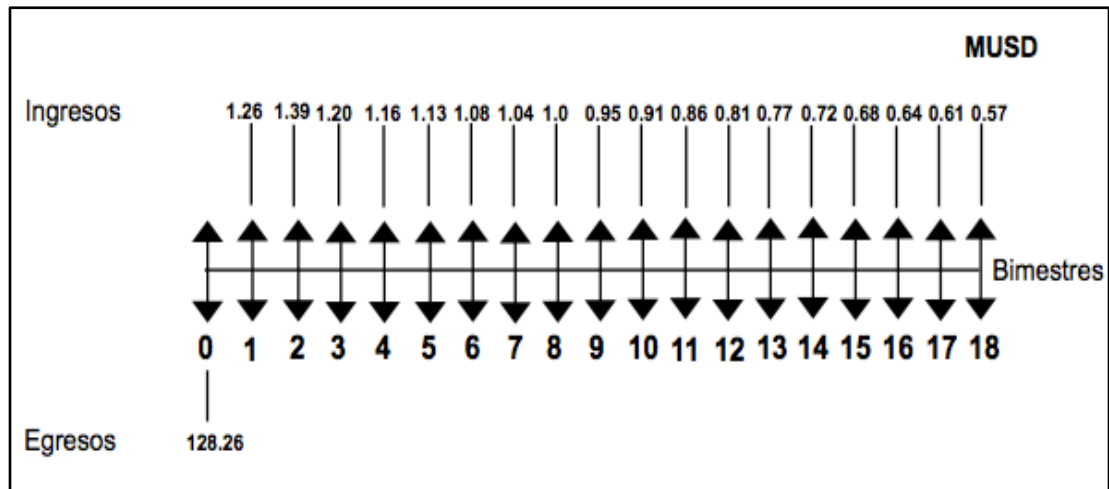


- **Escenario 4:** implementación del sistema artificial Gas lift.

**Figura 51.** Flujo de caja para el Escenario 4.



**Figura 52.** Flujo de caja neto para el Escenario 4.



**9.4.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).** “Es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objetivo de realizar un proyecto”<sup>19</sup>. Para el caso de GRAN TIERRA ENERGY la TIO anual es de 12%. Para el caso particular de este proyecto, su capitalización se realizara Bimestralmente, por tal motivo se requiere hacer una conversión de tasas mediante la Ecuación 9.

**Ecuación 9.** Conversión de tasas.

$$(1+i_{\text{conocida}})^n = (1+i_{\text{deseada}})^m$$

**Fuente:** BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Capítulo 2. 8 Ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2011. p.22

**Dónde:**

- $i_{\text{conocida}}$ : tasa de interés de oportunidad conocida.
- $n$ : periodos de tiempo conocidos
- $m$ : periodos de tiempo deseados.
- $i_{\text{deseada}}$ : tasa de interés de oportunidad deseada.

Al realizar el cálculo de la TIO bimestral del proyecto da como resultado (**Ver ecuación 10**):

<sup>19</sup> Ibid, p. 197

**Ecuación 10.** Cálculo de la TIO bimestral del proyecto.

$$(1+0,12)^1 = (1+i_{deseada})^6$$
$$i_{deseada} = \sqrt[6]{(1+0,12)^1 - 1}$$
$$i_{deseada} = 0,01907 = 1,907\% \text{ bimestral}$$

**Fuente:**Elaboración propia.

**9.4.3 Relacion Beneficio/Costo (B/C).** Es un indicador de evaluación financiera de proyectos, el cual consiste en poner en valor presente los beneficios netos y dividirlos por el valor presente de todos los costos del proyecto, la tasa que se utilice para poner en valor presente, tanto los beneficios como los costos , en este caso en particular la da el inversionista. en la Ecuación 11 se observa el cálculo de la relación beneficio costo (B/C).

**Ecuación 11.** Cálculo de la relación Beneficio/Costo (B/C).

$$\text{Relación B/C} = \frac{\text{Valor Presente de los Ingresos}}{\text{Valor Presente de los Costos}}$$

**Fuente:** BACA, Guillermo. Ingeniería Económica - Valor presente neto. Capítulo 9. 8 ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2011. p. 263.

Una vez obtenido el resultado de la relación Beneficio/Costo, este se interpreta de la siguiente manera:

- Si B/C >1, El proyecto se convierte en una inversión aconsejable ya que el valor presente de los ingresos es mayor al de los egresos.
  - Si B/C <1, Esto quiere decir que el proyecto no es aconsejable debido a que los ingresos son menores que los egresos.
  - Si B/C=1, El proyecto es indiferente financieramente para el inversionista, ya que el valor presente de los ingresos es igual al de los egresos.
- **B/C Escenario 1:** implementación del sistema artificial bombeo electro sumergible.

**B/C =**

$$\frac{\frac{1.310.199}{(1+0.01907)^1} + \frac{1.471.414}{(1+0.01907)^2} + \frac{1.268.856}{(1+0.01907)^3} + \frac{1.226.045}{(1+0.01907)^4} + \frac{1.188.839}{(1+0.01907)^5} + \frac{1.146.188}{(1+0.01907)^6} + \frac{1.102.132}{(1+0.01907)^7} + \frac{763.645}{(1+0.01907)^0} + \frac{227.070}{(1+0.01907)^1} + \frac{255.010}{(1+0.01907)^2} + \frac{219.905}{(1+0.01907)^3} + \frac{212.485}{(1+0.01907)^4} + \frac{206.037}{(1+0.01907)^5} + \frac{198.645}{(1+0.01907)^6} + \frac{191.010}{(1+0.01907)^7} + \frac{1.053.200}{(1+0.01907)^8} + \frac{1.006.488}{(1+0.01907)^9} + \frac{958.573}{(1+0.01907)^{10}} + \frac{910.569}{(1+0.01907)^{11}} + \frac{863.610}{(1+0.01907)^{12}} + \frac{817.342}{(1+0.01907)^{13}} + \frac{769.924}{(1+0.01907)^{14}} + \frac{637.235}{(1+0.01907)^{17}} + \frac{182.530}{(1+0.01907)^8} + \frac{174.434}{(1+0.01907)^9} + \frac{166.130}{(1+0.01907)^{10}} + \frac{157.810}{(1+0.01907)^{11}} + \frac{149.672}{(1+0.01907)^{12}} + \frac{141.653}{(1+0.01907)^{13}} + \frac{133.435}{(1+0.01907)^{14}} + \frac{110.439}{(1+0.01907)^{17}} + \frac{724.049}{(1+0.01907)^{15}} + \frac{679.413}{(1+0.01907)^{16}} + \frac{594.229}{(1+0.01907)^{18}} + \frac{125.485}{(1+0.01907)^{15}} + \frac{117.749}{(1+0.01907)^{16}} + \frac{102.986}{(1+0.01907)^{18}} = 4.4764$$

• **B/C Escenario 2:** Se realiza el remplazo del sistema de levantamiento artificial actual bombeo hidráulico tipo jet por Bombeo por cavidades progresivas, pero debido a que no produjo fluido en superficie no se evaluara financieramente.

• **B/C Escenario 3:** implementación del sistema artificial bombeo mecánico.

**B/C =**

$$\frac{\frac{686.803}{(1+0.01907)^1} + \frac{652.463}{(1+0.01907)^2} + \frac{619.840}{(1+0.01907)^3} + \frac{588.848}{(1+0.01907)^4} + \frac{559.406}{(1+0.01907)^5} + \frac{531.435}{(1+0.01907)^6} + \frac{504.864}{(1+0.01907)^7} + \frac{570.627,48}{(1+0.01907)^0} + \frac{119.030}{(1+0.01907)^1} + \frac{113.078}{(1+0.01907)^2} + \frac{107.424}{(1+0.01907)^3} + \frac{102.053}{(1+0.01907)^4} + \frac{96.950}{(1+0.01907)^5} + \frac{92.103}{(1+0.01907)^6} + \frac{87.498}{(1+0.01907)^7} + \frac{479.620}{(1+0.01907)^8} + \frac{455.639}{(1+0.01907)^9} + \frac{432.857}{(1+0.01907)^{10}} + \frac{411.215}{(1+0.01907)^{11}} + \frac{390.654}{(1+0.01907)^{12}} + \frac{371.121}{(1+0.01907)^{13}} + \frac{352.565}{(1+0.01907)^{14}} + \frac{83.123}{(1+0.01907)^8} + \frac{78.967}{(1+0.01907)^9} + \frac{75.018}{(1+0.01907)^{10}} + \frac{71.267}{(1+0.01907)^{11}} + \frac{67.704}{(1+0.01907)^{12}} + \frac{64.319}{(1+0.01907)^{13}} + \frac{61.103}{(1+0.01907)^{14}} + \frac{334.937}{(1+0.01907)^{15}} + \frac{318.190}{(1+0.01907)^{16}} + \frac{302.280}{(1+0.01907)^{17}} + \frac{297.166}{(1+0.01907)^{18}} + \frac{58.048}{(1+0.01907)^{15}} + \frac{55.145}{(1+0.01907)^{16}} + \frac{52.388}{(1+0.01907)^{17}} + \frac{49.769}{(1+0.01907)^{18}} = 3.9515$$

• **B/C Escenario 4:** implementación del sistema artificial Gas lift.

**B/C =**

$$\frac{\frac{1.521.036}{(1+0.01907)^1} + \frac{1.671.709}{(1+0.01907)^2} + \frac{1.459.136}{(1+0.01907)^3} + \frac{1.406.811}{(1+0.01907)^4} + \frac{1.360.566}{(1+0.01907)^5} + \frac{1.309.330}{(1+0.01907)^6} + \frac{1.257.116}{(1+0.01907)^7} + \frac{128.259.155}{(1+0.01907)^0} + \frac{263.610}{(1+0.01907)^1} + \frac{289.723}{(1+0.01907)^2} + \frac{252.882}{(1+0.01907)^3} + \frac{243.814}{(1+0.01907)^4} + \frac{235.799}{(1+0.01907)^5} + \frac{226.919}{(1+0.01907)^6} + \frac{217.870}{(1+0.01907)^7} + \frac{1.200.435}{(1+0.01907)^8} + \frac{1.146.361}{(1+0.01907)^9} + \frac{1.091.453}{(1+0.01907)^{10}} + \frac{1.036.805}{(1+0.01907)^{11}} + \frac{983.534}{(1+0.01907)^{12}} + \frac{931.270}{(1+0.01907)^{13}} + \frac{878.156}{(1+0.01907)^{14}} + \frac{208.047}{(1+0.01907)^8} + \frac{198.675}{(1+0.01907)^9} + \frac{189.159}{(1+0.01907)^{10}} + \frac{179.688}{(1+0.01907)^{11}} + \frac{170.456}{(1+0.01907)^{12}} + \frac{161.398}{(1+0.01907)^{13}} + \frac{152.193}{(1+0.01907)^{14}}$$

$$\frac{\frac{826.869}{(1+0.01907)^{15}} + \frac{777.092}{(1+0.01907)^{16}} + \frac{730.030}{(1+0.01907)^{17}} + \frac{682.384}{(1+0.01907)^{18}}}{\frac{143.304}{(1+0.01907)^{15}} + \frac{134.677}{(1+0.01907)^{16}} + \frac{126.521}{(1+0.01907)^{17}} + \frac{118.264}{(1+0.01907)^{18}}} = 0.1328$$

#### 9.4.3.1 Resultados Relación Beneficio/Costo (B/C).

**Tabla 37.** Resultados relación Beneficio/Costo (B/C) de los 4 escenarios.

ESCENARIO	RELACION B/C	INTERPRETACION
ESP	4.47 > 1	VIABLE
PCP	N/A	N/A
BM	3.95 > 1	VIABLE
GL	0.1328 < 1	NO VIABLE

**Fuente:**Elaboración propia.

**9.4.4 Valor Presente Neto (VPN).** Es un indicador de evaluación financiera de proyectos, que se calcula mediante la sumatoria de los flujos de caja neto puesto en el día de hoy, tanto los ingresos futuros como egresos futuros, lo que permite tomar una decisión de realizar o no un proyecto desde el punto de vista financiero<sup>20</sup>, en la Ecuación 12 se observa el cálculo del VPN.

**Ecuación 12.** Cálculo del Valor Presente Neto (VPN).

$$VPN(i) = -inversión + \frac{ingresos}{(1+i)^1} + \frac{ingresos}{(1+i)^1} + \dots + \frac{ingresos}{(1+i)^n} + \frac{ingresos}{(1+i)^n}$$

**Fuente:** BACA, Guillermo. Ingeniería Económica - Valor presente neto. Capítulo 9. 8 ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2011. p. 197.

**Dónde:**

- VPN: Valor Presente Neto
- i: Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)
- n : Número del Periodo a evaluar

<sup>20</sup> BACA, Guillermo. Ingeniería Económica - Valor presente neto. Capítulo 9. 8 ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2011. p. 196

Una vez obtenido el resultado del VPN, este se interpreta de la siguiente manera:

- Si el VPN >0, El proyecto se convierte en una inversión atractivo para el inversionista ya que le ofrece una rentabilidad extra adicional a la TIO.
- Si VPN <0, Esto quiere decir que el proyecto no cumple con las expectativas del inversionista.
- Si VPN=0, El proyecto es indiferente financieramente para el inversionista.

- **VPN Escenario 1:** implementación del sistema artificial bombeo electro sumergible.

$$\begin{aligned}
 VPN = & -763.645 + \frac{1.083.129}{(1+0.01907)^1} + \frac{1.216.404}{(1+0.01907)^2} + \frac{1.048.951}{(1+0.01907)^3} + \frac{1.013.560}{(1+0.01907)^4} + \\
 & \frac{982.802}{(1+0.01907)^5} + \frac{947.543}{(1+0.01907)^6} + \frac{911.122}{(1+0.01907)^7} + \frac{870.670}{(1+0.01907)^8} + \frac{832.054}{(1+0.01907)^9} + \\
 & \frac{792.443}{(1+0.01907)^{10}} + \frac{752.759}{(1+0.01907)^{11}} + \frac{713.938}{(1+0.01907)^{12}} + \frac{675.689}{(1+0.01907)^{13}} + \frac{636.489}{(1+0.01907)^{14}} + \frac{598.564}{(1+0.01907)^{15}} + \\
 & \frac{561.664}{(1+0.01907)^{16}} + \frac{526.796}{(1+0.01907)^{17}} + \frac{491.243}{(1+0.01907)^{18}} = 11.842.083 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

- **VPN Escenario 2:** Se realiza el remplazo del sistema de levantamiento artificia actual bombeo hidráulico tipo jet por Bombeo por cavidades progresivas, pero debido a que no produjo fluido en superficie no se evaluara financieramente.

- **VPN Escenario 3:** implementación del sistema artificial bombeo mecánico.

$$\begin{aligned}
 VPN = & -570.625 + \frac{567.773}{(1+0.01907)^1} + \frac{539.385}{(1+0.01907)^2} + \frac{619.840}{(1+0.01907)^3} + \frac{588.848}{(1+0.01907)^4} + \\
 & \frac{559.406}{(1+0.01907)^5} + \frac{531.435}{(1+0.01907)^6} + \frac{504.864}{(1+0.01907)^7} + \frac{479.620}{(1+0.01907)^8} + \frac{455.639}{(1+0.01907)^9} + \\
 & \frac{432.857}{(1+0.01907)^{10}} + \frac{411.215}{(1+0.01907)^{11}} + \frac{390.654}{(1+0.01907)^{12}} + \frac{371.121}{(1+0.01907)^{13}} + \frac{352.565}{(1+0.01907)^{14}} + \frac{334.937}{(1+0.01907)^{15}} + \\
 & \frac{318.190}{(1+0.01907)^{16}} + \frac{302.280}{(1+0.01907)^{17}} + \frac{297.166}{(1+0.01907)^{18}} = 5.321.876 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

- **VPN Escenario 4:** implementación del sistema artificial Gas lift.

$$\begin{aligned}
 VPN = & -128.259.155 + \frac{1.257.426}{(1+0.01907)^1} + \frac{1.381.986}{(1+0.01907)^2} + \frac{1.206.254}{(1+0.01907)^3} + \frac{1.162.998}{(1+0.01907)^4} + \\
 & \frac{1.124.767}{(1+0.01907)^5} + \frac{1.082.410}{(1+0.01907)^6} + \frac{1.039.246}{(1+0.01907)^7} + \frac{992.388}{(1+0.01907)^8} + \frac{947.686}{(1+0.01907)^9} +
 \end{aligned}$$

$$\frac{902.294}{(1+0.01907)^{10}} + \frac{857.117}{(1+0.01907)^{11}} + \frac{813.078}{(1+0.01907)^{12}} + \frac{769.872}{(1+0.01907)^{13}} + \frac{725.963}{(1+0.01907)^{14}} + \frac{683.564}{(1+0.01907)^{15}} + \frac{642.414}{(1+0.01907)^{16}} + \frac{603.508}{(1+0.01907)^{17}} + \frac{564.120}{(1+0.01907)^{18}} = -113.843.379 \text{ USD}$$

**9.4.4.1 Resultados Valor Presente Neto (VPN).Tabla 38.** Resultados Valor presente Neto de todos los escenarios.

ESCENARIO	Valor presente netos VPN	INTERPRETACION
ESP	\$11.842.083 > 0	FACTIBLE
PCP	N/A	N/A
BM	\$5.321.876 > 0	FACTIBLE
GL	\$-113.843.379 < 0	NO FACTIBLE

**Fuente:** Elaboración propia.

**9.4.5 Conclusión de la evaluación financiera.** Desde el punto de vista financiero, mediante la relacion beneficio-costos el proyecto con mejor viabilidad es el escenario 1 planteado para el trabajo de workover en el pozo 4D, el cual contempla el remplazo del sistema de levantamiento artificial actual Bombeo hidráulico tipo jet por Bombeo electrosumergible, ya que el indicador arroja un resultado de 4.47 mayor a uno además, se corroboró bajo el indicador valor presente neto la factibilidad de los proyectos siendo el escenario 1 nuevamente el mejor con un VPN de 11.842.083 USD, en cuanto a los escenarios 2,3 y 4 no son atractivos financieramente porque no cumplen con las expectativas de GRAN TIERRA ENERGY.



## 10. CONCLUSIONES

- Al describir el estado mecánico del pozo 4D, el grado de desviación máximo con respecto a la vertical de  $20,96^\circ$  a una profundidad de 4982' lo que nos indica una desviación pronunciada para los pozos del Campo B afectando la instalación de los equipos donde un equipo ESP puede ser colgado como recomendación de proveedor hasta un grado de desviación de  $15^\circ$ , un máximo dogleg de  $3^\circ/100\text{ft}$  a una profundidad de 692' el cual se encuentra en el promedio de tortuosidad de la mayoría de pozos presentes en el Campo B pero puede ser un determinante para la pasada de los equipos presentando problemas para dogleg's mayores a  $1.5^\circ$ , un liner de producción de 7" OD lo una herramienta estándar para el Campo B haciendo que se pueda optimizar este equipo.
- Por motivos de producción de agua se aislaron las unidades arena T de la formación villeta, caballos inferior y medio selectivamente mediante camisas de producción de perfil "X", produciendo solamente de la unidad superior de caballos.
- Al describir el sistema de levantamiento artificial actual, se encontró un tipo de levantamiento por bombeo hidráulico tipo jet, el cual esta trabajando a sus maximas capacidades, con un fluido motriz de 100% agua y una relación boquilla garganta de 14-P, con una producción de 1371 BFPD las cuales son buenas para las condiciones operacionales actuales del pozo-4D mas no las más óptimas para el sistema actual.
- Se encontraron errores en el modelo de importación de la data ingresada en OFM los cuales fueron verificados con la información entregada a la ANH y Minminas mediante el software Zafiro. Dichos errores se evaluaron por medio de: error mensual de importación, error promedio mensual total y error de producción total acumulada, arrojando valores máximos de 30.89%, 0.63%, 0.12% de error respectivamente. Lo que conlleva un error muy bajo para los totales confirmando como valido los resultados de las estimaciones.
- Al realizar la simulación mediante el análisis nodal, el método de la IP se encontró que fue el mas conveniente, debido a que la PWF esta por encima del punto de burbuja y no se tomó en cuenta el daño de formación ya que el pozo había sido estimulado hace 3 meses y el daño de formación estimado por yacimientos es de  $S = -1$ , y no se tenia disponible información de nucleo para pensar en el uso de otro método; para el comportamiento del fluido las correlaciones usadas fueron las mejores ya que presentaban las desviaciones estándar mas bajas con respecto a las otras que estaban presentes en el software Prosper.

- Los escenarios evaluados técnicamente del mas optimo al menos eficiente fueron: Gas lift, bombeo electrosumergible, bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas respectivamente, los dos primeros logrando una producción óptima con valores de 1.335 BOPD y 1.265 BOPD comparados con la actual de 830 BOPD y los dos últimos representando un escenario menos óptimo al actual.
- Mediante la matriz de selección se pudo observar, que el tipo de levantamiento artificial del mejor al peor mediante un rango de aplicabilidad a las condiciones actuales del pozo en un campo maduro fueron: bombeo electrosumergible con un 83.3%, gas lift con un 70.4%, bombeo mecánico con un 66.7% y finalmente bombeo por cavidades progresivas con un 65.7%, dichos porcentajes definen la afinidad de cada tipo de levantamiento artificial con las condiciones actuales del Pozo-4D.
- El resultado de la evaluación de la eficiencia del completamiento actual del pozo se considera que es bueno-excelente pero con respecto a los valores determinados de 50.7 %DD, 1085 PSI PWF, caudal y punto de burbuja del fluido producido, dicho completamiento tiene potencial para ser optimizado.
- Teniendo en cuenta los parámetros evaluados en la eficiencia del completamiento actual, al simular las recomendaciones llevando los parámetros a sus rangos óptimos de cada uno de los escenarios se tiene como resultado: (1) para gas lift 81.5 %DD - 407 PSI (PWF) - 1.335 BOPD, (2) para bombeo electrosumergible 77.2 %DD - 501 PSI (PWF) - 1.265 BOPD, (3) para bombeo mecánico 14 %DD - 1894 PSI (PWF) – 228 BOPD y (4) para bombeo de cavidades progresivas 0 %DD - 2200 PSI (PWF) – 0 BOPD para un punto de burbuja de 342 PSI.
- Desde el punto de vista financiero, mediante la relacion beneficio-costos el proyecto con mejor viabilidad es el escenario 1 planteado para el trabajo de workover en el Pozo 4D, el cual contempla el remplazo del sistema de levantamiento artificial actual Bombeo hidráulico tipo jet por Bombeo electrosumergible, ya que el indicador arroja un resultado de 4.47 mayor a uno además, se corrobora bajo el indicador valor presente neto la factibilidad de los proyectos siendo el escenario 1 nuevamente el mejor con un VPN de 11.842.083 USD, en cuanto a los escenarios 2,3 y 4 no son atractivos financieramente porque no cumplen con las expectativas de GRAN TIERRA ENERGY.

## 11. RECOMENDACIONES

- Realizar un análisis nodal en líneas de superficie para poder optimizar y garantizar flujo desde el cabezal hasta los separadores, tanques de almacenamiento y facilidades de producción.
- Para garantizar el flujo en las líneas de superficie con las condiciones actuales, se puede realizar marraneos al haberse determinado que el agua producida del campo es incrustante generando disminución del ID de las líneas de producción.
- Planear una parada de pozo para estimar los tiempos, personal necesarios, determinar costos y presupuestos, entre otros mediante un programa de WO para una instalación de ESP.
- Mediante la validación efectuada por los ingenieros de campo se recomienda unificar las bases de datos de OFM y Zafiro, para reducir los porcentajes de error en las declinaciones estimadas.
- Evaluar otros escenarios mediante sistemas de levantamiento artificial combinados como bombeo electrosumergible con gas lift y bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP).
- Reconocer las opciones de mejora para que el sistema de levantamiento Gas lift sea viable económicamente para las condiciones actuales del pozo-4D.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH, Informe ejecutivo: Evaluación del potencial hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas, 2009.

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Capítulo 2. 8 Ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2011.

BEGGS, Dale. Production Optimization. En: Production systems Analysis: Systems Analysis Approach. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications, 2003.

BROWN, Kemit E. The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 2b: Electric Submersible Centrifugal Pumps, Hydraulic Pumping Piston Type, Jet Pumping, Plunger Lift, Other Methods of Artificial Lift. En: Hydraulic Pumping Jet Pumping Type, Pennwell Publishing Company, 1983.

GOVEA R., Carlos, Geología de la Cuenca Caguan Putumayo. En: Terciario, Universidad industrial de Santander, 1969.

GRAN TIERRA ENERGY S.A. Informe del operador, Evaluación de las reservas de petróleo y gas en las propiedades bajo contrato: Palermo.

GRAN TIERRA ENERGY S.A. Informe del operador , Informe técnico anual de todos los pozos del Bloque Chaza.

INFOIL, Software Zafiro , Version 1.65.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación, Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Norma Técnica Colombiana NTC1486. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008.

\_\_\_\_\_. Especifica los elementos y su orden en las referencias bibliográficas de las fuentes consultadas para la elaboración de documentos. Norma Técnica Colombiana NTC 5613. Última versión. Bogotá: ICONTEC, 2008.

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. Norma Técnica Colombiana NTC 4490. Última versión. Bogotá: ICONTEC, 1998.

MORALES (L.G.) et al., 1958 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968.

MUÑOS, Álvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros Diseño de una herramienta software de selección. En: Generalidades acerca de los sistemas de levantamiento artificial, Universidad industrial de Santander, 2007.

LA COMUNIDAD PETROLERA, Sistema Petrolifero, (5 febrero de 2018), Disponible en <<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/sistema-petrolero.html>>

PETROLEUM EXPERTS, Software Prosper, Version 15.0.

SCHLUMBERGER, Analisis Nodal, (17 Febrero de 2018), Disponible en <[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/n/nodal\\_analysis.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/n/nodal_analysis.aspx)>

SCHLUMBERGER, Software OFM Oil Field Manager, Version 2016.

VIVANCO, Manuel. Muestreo estadístico diseño y aplicación. Capítulo 24. 1 ed. Chile: Editorial Universitaria S.A., 2005.

TELLO, Alberto. Reconocimiento geológico regional de las planchas. Departamento Cauca, Cauca, Huila, Nariño y Putumayo. Capítulo Putumayo. ed. Bogotá: 2003.

## ANEXOS

### ANEXO A

#### RANGOS DE CALIFICACION DIFERENTES SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

A continuación se presentaran los rangos de aplicabilidad según el tipo de propiedad, tener en cuenta que estos rangos de aplicabilidad solo podrán ser utilizados y aplicados a yacimientos maduros, de lo contrario podrían presentar variaciones notables en algunos valores.

#### RANGOS DE CALIFICACION BOMBEO MECANICO

**Tabla 37.** Características de yacimiento, producción y pozo.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de Pozos					1	>1
Tasa de Producción (BPD)	>10000	4001 a 10000	1001 a 4000	1 a 10 y 501 a 1000	11 a 50 y 301 a 500	50 a 300
Profundidad del pozo (ft)	>14000	10001 a 14000	7001 a 10000	3001 a 7000	2501 a 3000	1000 a 2500
Tamaño de Casing (In ID)	>9 5/8	2 3/8 y 9 5/8	7		5,5	4,5
Grado de Inclinación Pozo con respecto a la vertical (°)	>45		21 a 45	11 a 20	6 a 10	0 a 5

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo

Severidad Dogleg (ft/100ft)	>20	11 a 20	6 a 10		4 a 5	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600	401 a 550	251 a 400	151 a 250	1 a 150
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)	>4000	501 a 4000	301 a 500	201 a 300	14 a 50 y 101 a 200	51 a 100
Tipo de Completamiento			Múltiple			Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

**Fuente.** MUÑOS, Alvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros Diseño de una herramienta software de selección. En: Screening de los sistemas de levantamiento: Levantamiento mecánico, Universidad industrial de Santander, 2007, p. 97

**Tabla 38.** Características de los fluidos producidos.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
BSW (%)	>95	61 a 95	46 a 60	26 a 45	16 a 25	0,1 a 15
Viscosidad del fluido producido (cp)	>7000	5001 a 7000	3001 a 5000	0,1 a 20 y 1001 a 3000	21 a 100 y 501 a 1000	101 a 500
Presencia de fluidos corrosivos	Si					No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>1000	501 a 1000	201 a 500	51 a 200	11 a 50	0 a 10
GOR (scf/stb)	>700	401 a 700	301 a 400	201 a 300	101 a 200	0 a 100
Presencia de Contaminantes		Severa	Media	Leve		Nula
Tratamientos Aplicados		Ácidos			Inhibidores y Solventes	Sin Tratamiento

**Fuente:** Ibid.,p.62

**Tabla 39.** Características de las facilidades de superficie.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tipo de Locación	Offshore		Remotos		Onshore	
Energía Eléctrica				Generada	Comprada	
Espacio Restringido		Limitado		Standard		Amplio

Fuente: Ibid.,p.62

### RANGOS DE CALIFICACION BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

**Tabla 40.** Características de yacimiento, producción y pozo.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de Pozos					1	>1
Tasa de Producción (BPD)	<100 y >60000	100 a 200	201 a 300 y 5000 1 a 6000 0	301 a 1000 y 30001 a 50000	1001 a 10000 y 20001 a 30000	10001 a 20000



VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Profundidad del pozo (ft)	>15000	12501 a 15000	10001 a 12000	7501 a 10000	5001 a 7500	1 a 5000
Tamaño de Casing (In ID)	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	>7
Grado de Inclinación Pozo con respecto a la vertical (°)	>80		71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/100ft)			>10		4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>450	351 a 450	326 a 350	251 a 325	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)				14 a 300	301 a 500	>500
Tipo de Completamiento	Múltiple					Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

**Fuente.** MUÑOS, Alvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros Diseño de una herramienta software de selección. En: Screening de los sistemas de levantamiento: Bombeo Electro Sumergible, Universidad industrial de Santander, 2007, p. 99

**Tabla 41.** Características de los fluidos producidos.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW				91 a 99,9	71 a 90	0,1 a 70
Viscosidad del fluido producido (cp)	>5000	201 a 5000	101 a 200	51 a 100	11 a 50	0,1 a 10

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Presencia de fluidos corrosivos			Si			No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>200	101 a 200	51 a 100	16 a 50	6 a 15	0 a 5
GOR (scf/stb)	>5000	4001 a 5000	1501 a 4000	501 a 1500	51 a 500	0 a 50
Presencia de Contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamiento Aplicado			Ácidos Solventes Inhibidores			Sin tratamiento

Fuente: Ibid.,p.64

**Tabla 42.** Características de las facilidades de superficie.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo

Tipo de Locación				Remoto	Offshore	Onshore
Energía Eléctrica	Generada					Comprada
Espacio				Reducido	Amplio	Standard

Fuente: Ibid.,p.64

## Gas lift

**Tabla 43.** Características de yacimiento, producción y pozo.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número De Pozos	1		2 a 15		16 a 25	> 25
Tasa de Producción (BPD)	1 a 100 y >35000	101 a 500 y 30001 a 35000	501 a 1000	1001 a 5000 y 20001 a 30000	5001 a 10000 y 15001 a 20000	10001 a 15000

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Profundidad del pozo (ft)	>18500	15001 a 18500	1 a 2500	2501 a 7500	7501 a 10000	10001 a 15000
Tamaño de casing (In ID)	2 3/8		4 1/2	5 1/2	7	>7
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)		76 a 90	66 a 75	46 a 65	31 a 45	0 a 30

Severidad Dogleg (ft/100ft)		>80	71 a 80	61 a 70	51 a 60	0 a 50
Temperatura (°F)	>500	401 a 500	281 a 400	201 a 280	1 a 100 y 151 a 200	101 a 150
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)	14 a 500	501 a 650	651 a 850	851 a 1000	1001 a 2000	>2000
Tipo de completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de Recobro	Secundario		Terciario			Primario

**Fuente.** MUÑOS, Alvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros Diseño de una herramienta software de selección. En: Screening de los sistemas de levantamiento: Bombeo Electro Sumergible, Universidad industrial de Santander, 2007, p. 99

**Tabla 44.** Características de los fluidos producidos.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW	>90	81 a 90	41 a 80	21 a 40	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (cp)	0,1 a 5 y >800	6 a 10 y 601 a 800	11 a 20 y 501 a 600	21 a 30 y 201 a 500	31 a 40 y 71 a 200	41 a 70

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Presencia de fluidos corrosivos					Si	No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>12000	5001 a 12000	1001 a 5000	501 a 1000	201 a 500	0 a 200
GOR (scf/stb)	0 a 50	51 a 150	151 a 500	501 a 1000	1001 a 5000	>5000
Presencia de Contaminantes				Severa y Media	Leve	Nula
Tratamiento Aplicado		Ácidos	Solventes Inhibidores			Sin tratamiento

Fuente: Ibid.,p.138

**Tabla 45.** Características de las facilidades de superficie

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo de Locación		Remotos			Onshore	Offshore
Energía Eléctrica				Comprada Generada		
Espacio			Reducido		Amplio	Standard

Fuente: Ibid.,p.138

## RANGOS DE CALIFICACION BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

**Tabla 46.** Características de yacimiento, producción y pozo.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos					1	> 1
Tasa de Producción (BPD)	1 a 5 y >5500	4501 a 5500	3501 a 4500	6 a 100 y 2501 a 3500	101 a 1500 y 2001 a 2500	1501 a 2000
Profundidad del pozo (ft)	>9800	7501 a 9800	5001 a 7500	3501 a 5000	2501 a 3500	1 a 2500
Tamaño de casing (In ID)	>9 5/8	9 5/8	7		5 1/2 y 2 3/8	4 1/2
Grado de inclinación pozo con respecto a la vertical (°)	11 a 90		9 a 10		4 a 8	0 a 3
Severidad Dogleg (ft/100ft)	>10	5 a 10			3 a 4	0 a 2
Temperatura (°F)	>350	281 a 350		251 a 280	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y >1000	500 a 1000
Tipo de completamiento			Múltiple			Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

**Fuente.** MUÑOS, Alvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros Diseño de una herramienta software de selección. En: Screening de los sistemas de levantamiento: Bombeo Por Cavidades progresivas, Universidad industrial de Santander, 2007, p. 102

**Tabla 47.** Características de las propiedades de los fluidos producidos.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW	>90	56 a 90	41 a 55	16 a 40	7 a 15	0,1 a 6
Viscosidad del fluido producido (cp)	>12000	0 a 100 y 10001 a 12000	101 a 500 y 8001 a 10000	501 a 1000 y 6001 a 8000	1001 a 5000	5001 a 6000
Presencia de fluidos corrosivos		Si				No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>10000	8001 a 10000	501 a 8000	201 a 500	51 a 200	0 a 50
GOR (scf/stb)	>500	301 a 500		151 a 300	51 a 150	0 a 50
Presencia de Contaminantes				Severa	Madia Leve	Nula
Tratamiento Aplicado	Solventes	Ácidos	Inhibidores			Sin tratamiento

Fuente: Ibid.,p.68

**Tabla 48.** Características de las facilidades de superficie.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo de Locación		Offshore		Remotos		Onshore
Energía Eléctrica	Generada				Comprada	
Espacio				Reducido	Amplio	Standard

Fuente: Ibid.,p.68