

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS ESTRATEGIAS DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL IMPLEMENTADAS EN CAMPOS MADUROS. DISEÑO DE  
UNA HERRAMIENTA SOFTWARE DE SELECCIÓN.**

**ÁLVARO FABIÁN MUÑOZ RODRÍGUEZ**

**EDGAR TORRES TORRES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2007**

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS ESTRATEGIAS DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL IMPLEMENTADAS EN CAMPOS MADUROS. DISEÑO DE  
UNA HERRAMIENTA SOFTWARE DE SELECCIÓN.**

**ÁLVARO FABIÁN MUÑOZ RODRÍGUEZ**

**EDGAR TORRES TORRES**

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

**Director  
CESAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ  
Ingeniero de Petróleos**

**Codirector  
MSc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2007**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A nuestro director, el ingeniero **Cesar Augusto Pineda Gómez**, por ser nuestro amigo incondicional, por su constante apoyo, motivación y por la orientación que nos brindó en cada aspecto de este trabajo.

Al ingeniero **Fernando Enrique Calvete González**, codirector de nuestro proyecto, por brindarnos siempre una mano amiga, un consejo oportuno y su respaldo permanente.

Al ingeniero **Luís Alberto González Gálvis**, por su colaboración y soporte en el área de levantamiento artificial.

Al ingeniero **Oscar Morantes**, por su asesoría en los aspectos de estadística y toma de decisiones.

A nuestra programadora **Erika Yurley Alarcón Quiñones**, por tantas horas de esfuerzo transformando una idea original en un trabajo completo y excelente.

A los ingenieros **Nicolás Santos Santos** y **Fredy Nariño**, por su calidad humana y su enorme contribución al mejoramiento de este trabajo como calificadoros del proyecto.

A nuestros amigos y a todas las demás personas que de alguna forma ayudaron a la culminación EXITOSA de este proyecto.

*A Dios, por permitirme culminar con éxito esta etapa de mi vida, por haber llenado mi camino de personas maravillosas y por ser la fuerza y la esperanza que me permitieron salir adelante frente a cada dificultad.*

*A mis padres, Alvaro y Leonor, porque con su ejemplo inspiran a diario en mí el deseo de superación, porque con su amor, orientación y confianza, hicieron de mí lo que hoy soy y por ese apoyo incondicional, sin el cual, nada de esto habría sido posible.*

*A mis abuelos, Ismael y Marina, por haberme abierto cariñosamente un espacio en sus vidas y haber estado a mi lado durante cada paso de esta aventura.*

*A mis hermanas, Mariana Catalina y Stephany Xiomara, para recordarles que con esfuerzo, confianza e iniciativa es posible alcanzar todos nuestros sueños.*

*A Amparo, por haber sido como una segunda madre, y haber cuidado de mí durante cada momento de mi infancia.*

*A mis tías y toda mi familia, porque siempre tuvieron sus brazos abiertos para tenderme la mano en el momento justo.*

*A mis amigos, de quienes tuve la oportunidad de aprender algo nuevo en cada oportunidad y me llevo los mejores recuerdos.*

*A ti Catalina, por tu amor, ternura y dedicación, por alegrar mi vida con detalles y momentos inolvidables y por ayudar a hacer de mí, día a día, una mejor persona.*

*Con cariño, Álvaro Fabián.*

*A Dios por que me ha enseñado a conocer que la verdadera felicidad no se debe buscar en las cosas materiales, sino en la capacidad de conocerse interiormente; Por ser la fuente que me llena de Fé, Amor, Paz y Felicidad en cada momento de mi vida.*

*A mis queridos padres por su apoyo incondicional, paciencia y esmero por verme siempre triunfante y ÉXITOSO en cada una de mis metas.*

*A mi hijo Hamann Mateo quien es lo más hermoso e importante que tengo en mi vida; mi ternura, mi inspiración.*

*A mis hermanitas Karito y Luz en las que siempre he encontrado una amiga, compañera y confidente.*

*A mis hermanos que han sido mi experiencia y mis compañeros de aventura.*

*A todos mis amigos por tantas sonrisas y momentos compartidos.*

*Con afecto, Edgar.*

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>1. INDICE DE PRODUCTIVIDAD</b> .....	<b>3</b>
<b>1.1 INDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR</b> .....	<b>4</b>
<b>1.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA FORMA DEL IPR</b> .....	<b>12</b>
1.2.1 Zona de permeabilidad constante.....	12
1.2.2 Formación estratificada. ....	14
<b>1.3. PREDICCIÓN DEL IPR: CAMPO CON EMPUJE POR GAS EN SOLUCIÓN</b> .....	<b>22</b>
1.3.1 Método de Vogel.....	22
1.3.2 Método Log-Log .....	26
1.3.3 Método de Fetkovich.....	31
<b>2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES ..</b>	<b>40</b>
<b>2.1 CLASIFICACION DE LOS METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL</b> .....	<b>40</b>
<b>2.2 GENERALIDADES ACERCA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL</b> .....	<b>42</b>
2.2.1 Gas Lift.....	42
2.2.2 Bombeo Mecánico.....	49
2.2.3 Bombeo Electrosumergible.....	55
2.2.4 Bombeo por Cavidades Progresivas .....	60
2.2.5 Bombeo Hidraulico tipo Pistón .....	64
2.2.6 Bombeo Hidráulico tipo Jet.....	69

<b>3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES Y COMBINADOS.....</b>	<b>73</b>
<b>3.1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES.....</b>	<b>73</b>
3.1.1. Plunger Lift .....	74
3.1.2 Chamber Lift .....	77
3.1.3 BORS (Balanced Oil Recovery System).....	80
<b>3.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO COMBINADOS.....</b>	<b>85</b>
3.2.1 Bombeo Electrosumergible con Gas Lift .....	86
3.2.2 Bombeo Electrosumergible por Cavidades Progresivas.....	90
<b>4. SCREENING DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO .....</b>	<b>94</b>
<b>4.1. LEVANTAMIENTO MECÁNICO.....</b>	<b>97</b>
<b>4.2 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE.....</b>	<b>99</b>
<b>4.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.....</b>	<b>102</b>
<b>4.4 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN.....</b>	<b>104</b>
<b>4.5 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET .....</b>	<b>107</b>
<b>4.6 GAS LIFT.....</b>	<b>109</b>
<b>4.7 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE CON GAS LIFT.....</b>	<b>112</b>
<b>4.8 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE CON BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS.....</b>	<b>114</b>
<b>5. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN.....</b>	<b>117</b>
<b>5.1 INFORMACIÓN REQUERIDA.....</b>	<b>118</b>

<b>5.2 EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO .....</b>	<b>119</b>
<b>5.3 ASIGNACIÓN DE PORCENTAJES A LAS VARIABLES DE EVALUACIÓN. ....</b>	<b>122</b>
<b>5.4 FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA .....</b>	<b>125</b>
<b>5.4.1 Procedimiento de redistribución de porcentajes .....</b>	<b>128</b>
<b>5.5 PONDERACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MÁS APROPIADOS .....</b>	<b>130</b>
<b>5.6 INCERTIDUMBRE DE LOS RESULTADOS .....</b>	<b>136</b>
<b>5.7 PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS.....</b>	<b>138</b>
<b>5.7.1 Selección Final .....</b>	<b>138</b>
<b>5.7.2 Criterios de Selección.....</b>	<b>139</b>
<b>5.7.3 Datos de Entrada .....</b>	<b>140</b>
<b>5.7.4 Calificación del Desempeño por Variable. ....</b>	<b>140</b>
<b>5.7.5 Porcentaje de Influencia por Variable.....</b>	<b>141</b>
<b>5.7.6 Desempeño Individual por Variable.....</b>	<b>141</b>
<b>5.7.8 Desempeño Global .....</b>	<b>142</b>
<b>5.7.9 Incertidumbre por Omisión de Datos .....</b>	<b>142</b>
<b>5.7.10 Condiciones de No Aplicabilidad de los SLA .....</b>	<b>143</b>
<b>5.7.11 Condiciones de Limitación de los SLA .....</b>	<b>143</b>
<b>5.7.12 Criterio de Selección Final .....</b>	<b>144</b>
<b>6. HERRAMIENTA SOFTWARE DE SELECCIÓN “MUTOR”.....</b>	<b>146</b>
<b>6.1 INSTALACIÓN Y EJECUCIÓN DE LA HERRAMIENTA .....</b>	<b>146</b>
<b>6.2 ENTRADA DE DATOS.....</b>	<b>148</b>
<b>6.2.1 Información Requerida .....</b>	<b>149</b>
<b>6.2.2 Ingreso Manual de Datos .....</b>	<b>153</b>

6.2.3 Guardar Datos .....	155
6.2.4 Cargar Datos .....	156
<b>6.3 EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS SLA.....</b>	<b>156</b>
<b>6.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>160</b>
6.4.1 Datos de Entrada .....	161
6.4.2 Calificación del Desempeño por Variable .....	162
6.4.3 Porcentaje de Influencia por Variable.....	163
6.4.4 Desempeño Individual por Variable.....	164
6.4.5 Desempeño Global .....	165
6.4.6 Condiciones de No Aplicabilidad de los SLA .....	166
6.4.7 Condiciones de Limitación de los SLA .....	166
6.4.8 Incertidumbre por Omisión de Datos .....	167
<b>6.5 HERRAMIENTAS DE AYUDA .....</b>	<b>168</b>
6.5.1 Screening de los SLA.....	168
6.5.2 Contenido Html.....	169
6.5.3 Manual de Usuario .....	170
<b>7. APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE MUTOR AL CAMPO COLORADO .....</b>	<b>171</b>
<b>7.1 GENERALIDADES CAMPO COLORADO.....</b>	<b>171</b>
<b>7.2 SELECCIÓN DE POZOS E IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES DE CARGA DEL SISTEMA MUTOR.....</b>	<b>176</b>
<b>7.3 EJECUCIÓN DEL PROGRAMA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>181</b>
7.3.1 Análisis de un solo pozo .....	181
7.3.2 Análisis de un grupo de pozos .....	196
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>198</b>

<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>201</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>203</b>
<b>GLOSARIO.....</b>	<b>226</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>FIGURA 1. Gráfica de la Tasa de producción contra el Drawdown: Índice de productividad constante. ....</b>	<b>5</b>
<b>FIGURA 2. Representación gráfica del IP. ....</b>	<b>6</b>
<b>FIGURA 3. Gráfica de la Tasa de producción contra el Drawdown: Caso General. ....</b>	<b>7</b>
<b>FIGURA 4. Relación del comportamiento del flujo a la entrada (IPR). ....</b>	<b>8</b>
<b>FIGURA 5. IPR que muestra que la formación es incapaz de producir la tasa deseada. ....</b>	<b>9</b>
<b>FIGURA 6. IPR que muestra que la formación es capaz de producir la tasa deseada. ....</b>	<b>9</b>
<b>FIGURA 7. Caso en el que la estimulación a la formación ha sido un fracaso a pesar del aumento en la tasa. ....</b>	<b>11</b>
<b>FIGURA 8. Caso en que la estimulación a la formación tuvo éxito, aún cuando las tasas inicial y final son similares. ....</b>	<b>11</b>
<b>FIGURA 9. IPR compuesto para una formación estratificada. ....</b>	<b>15</b>
<b>FIGURA 10. Curva generalizada del IPR para cualquier formación. ....</b>	<b>16</b>

<b>FIGURA 11. Tendencia en el comportamiento del GOR vs. la Tasa de producción: El mínimo mostrado puede deberse a la estratificación de la formación.....</b>	<b>17</b>
<b>FIGURA 12. Curvas de IPR y Fracción de agua: Agua a alta presión. ...</b>	<b>19</b>
<b>FIGURA 13. IPR y Fracción de Agua: Agua a baja presión. ....</b>	<b>21</b>
<b>FIGURA 14. Valor inicial del IP.....</b>	<b>24</b>
<b>FIGURA 15. Curva de IPR futuro.....</b>	<b>27</b>
<b>FIGURA 16. Curvas típicas de Tasa de producción vs. Presión obtenidas con la ecuación 17. ....</b>	<b>28</b>
<b>FIGURA 17. Tasa de producción vs una Malla de Drawdown. ....</b>	<b>29</b>
<b>FIGURA 18. Extrapolación usando una “Tasa de producción con un Drawdown de referencia” .....</b>	<b>30</b>
<b>FIGURA 19. Curva de IPR usando el método de Fetkovich.....</b>	<b>34</b>
<b>FIGURA 20. Curva del IPR futuro, por el método de Fetkovich. ....</b>	<b>37</b>
<b>FIGURA 21. Curvas de IPR futuro obtenidas al trasladar la curva actual a la izquierda. ....</b>	<b>38</b>
<b>FIGURA 22. Sistemas de Gas Lift Continuo y de Gas Lift Intermitente..</b>	<b>43</b>
<b>FIGURA 23. Sistema típico de Bombeo Mecánico. ....</b>	<b>50</b>
<b>FIGURA 24. Instalación de una bomba de tubing y una de varilla. ....</b>	<b>53</b>

<b>FIGURA 25. Partes componentes de la bomba Electrosumergible. ....</b>	<b>56</b>
<b>FIGURA 26. Sistema convencional de Bombeo Electrosumergible. ....</b>	<b>58</b>
<b>FIGURA 27. Configuración interna de una bomba de Cavidades Progresivas. ....</b>	<b>61</b>
<b>FIGURA 28. Sistema convencional de PCP .....</b>	<b>62</b>
<b>FIGURA 29. Esquema típico de Bombeo Hidráulico tipo Pistón o Jet. ..</b>	<b>65</b>
<b>FIGURA 30. Estructura interna de una bomba Hidráulica tipo Pistón. ..</b>	<b>66</b>
<b>FIGURA 31. Componentes de la bomba Hidráulica tipo Jet.....</b>	<b>69</b>
<b>FIGURA 32. Esquema de un sistema de Plunger -Lift. ....</b>	<b>75</b>
<b>FIGURA 33. Esquema de instalación para Chamber Lift.....</b>	<b>78</b>
<b>FIGURA 34. Esquema del sistema BORS.....</b>	<b>82</b>
<b>FIGURA 35. Diagrama del completamiento típico para un sistema combinado de Bombeo Electrosumergible y Gas Lift.....</b>	<b>88</b>
<b>FIGURA 36. Esquema del equipo de subsuelo utilizado para el sistema de Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas.....</b>	<b>91</b>
<b>FIGURA 37. Matriz de evaluación “<i>Eval</i>”. .....</b>	<b>118</b>
<b>FIGURA 38. Tabla “<i>Parametros</i>” (Fragmento).....</b>	<b>120</b>
<b>FIGURA 39. Matriz “<i>Puntaje</i>”. .....</b>	<b>121</b>

<b>FIGURA 40. Vector “<i>Pondtotal</i>”</b> .....	<b>131</b>
<b>FIGURA 41. Matriz “<i>Ceros</i>”</b> .....	<b>132</b>
<b>FIGURA 42. Matriz “<i>Unos</i>”</b> .....	<b>133</b>
<b>FIGURA 43. Vector “<i>Pondfinal</i>”</b> .....	<b>134</b>
<b>FIGURA 44. Formulario de ingreso de Datos</b> .....	<b>154</b>
<b>FIGURA 45. Ventana “Selección Final”</b> .....	<b>157</b>
<b>FIGURA 46. Ventana “Selección Final - Ayuda”</b> .....	<b>158</b>
<b>FIGURA 47. Ventana “Criterios de Selección”</b> .....	<b>159</b>
<b>FIGURA 48. Ventana “Criterios de Selección - Ayuda”</b> .....	<b>160</b>
<b>FIGURA 49. Ventana “Datos de Entrada”</b> .....	<b>161</b>
<b>FIGURA 50. Ventana “Calificación del Desempeño por Variable”</b> .....	<b>162</b>
<b>FIGURA 51. Ventana “Porcentaje de Influencia por Variable”</b> .....	<b>163</b>
<b>FIGURA 52. Ventana “Desempeño Individual por Variable”</b> .....	<b>164</b>
<b>FIGURA 53. Ventana “Desempeño Global”</b> .....	<b>165</b>
<b>FIGURA 54. Ventana “Condiciones de No Aplicabilidad de los SLA”</b> ..	<b>166</b>
<b>FIGURA 55. Ventana “Condiciones de Limitación de los SLA”</b> .....	<b>167</b>
<b>FIGURA 56. Ventana “Incertidumbre por Omisión de Datos”</b> .....	<b>168</b>

**FIGURA 57. Manual de Usuario de la Herramienta Software MUTOR. . 170**

**FIGURA 59. Columna estratigráfica cuenca del Valle del Magdalena  
Medio. .... 172**

**FIGURA 60. Historia de producción del campo Colorado..... 175**

**FIGURA 61. Facilidades actuales de producción en el campo Colorado  
..... 177**

## LISTA DE TABLAS

TABLA 1. Producción de los pozos A y B antes y después de la estimulación.....	10
TABLA 2. Resultados de una prueba de pozo.....	18
TABLA 3. Datos de prueba de pozo con producción neta de Agua y Aceite.....	20
TABLA 4. Determinación de la producción de Aceite para varios valores supuestos de $P_{wf}$ .....	34
TABLA 5. Tasa de producción de un pozo para diferentes valores de $P_s$ y $P_{wf}$ .....	36
TABLA 6. Características de Yacimiento, Producción y Pozo para Bombeo Mecánico.....	97
TABLA 7. Características de los Fluidos Producidos para Bombeo Mecánico.....	98
TABLA 8. Características de las Facilidades de Superficie para Bombeo Mecánico.....	99
TABLA 9. Características de Yacimiento, Producción y Pozo para Bombeo Electrosumergible.....	99

<b>TABLA 10. Características de los Fluidos Producidos para Bombeo Electrosumergible.....</b>	<b>100</b>
<b>TABLA 11. Características de las Facilidades de Superficie para Bombeo Electrosumergible .....</b>	<b>101</b>
<b>TABLA 12. Características de Yacimiento, Producción y Pozo para Bombeo por Cavidades Progresivas .....</b>	<b>102</b>
<b>TABLA 13. Características de las Propiedades de los Fluidos Producidos para Bombeo por Cavidades Progresivas .....</b>	<b>103</b>
<b>TABLA 14. Características de las Facilidades de Superficie para Bombeo por Cavidades Progresivas .....</b>	<b>104</b>
<b>TABLA 15. Características de Yacimiento, Producción y Pozo para Bombeo Hidráulico tipo Pistón.....</b>	<b>104</b>
<b>TABLA 16. Características de las Propiedades de los Fluidos para Bombeo Hidráulico tipo Pistón.....</b>	<b>105</b>
<b>TABLA 17. Características de las Facilidades de Superficie para Bombeo Hidráulico tipo Pistón.....</b>	<b>106</b>
<b>TABLA 18. Características de Yacimiento, Producción y Pozo para Bombeo Hidráulico tipo Jet .....</b>	<b>107</b>
<b>TABLA 19. Características de las Propiedades de los Fluidos para Bombeo Hidráulico tipo Jet .....</b>	<b>108</b>
<b>TABLA 20. Características de las Facilidades de Superficie para Bombeo Hidráulico tipo Jet .....</b>	<b>109</b>

<b>TABLA 21. Características de Yacimiento, Producción y Pozo para Gas Lift. ....</b>	<b>109</b>
<b>TABLA 22. Características de las Propiedades de los Fluidos para Gas Lift .....</b>	<b>110</b>
<b>TABLA 23. Características de las Facilidades de Superficie para Gas Lift .....</b>	<b>111</b>
<b>TABLA 24. Características de Yacimiento, Producción y Pozo para la Combinación de ESP con Gas Lift. ....</b>	<b>112</b>
<b>TABLA 25. Características de las Propiedades de los Fluidos para ESP con Gas Lift. ....</b>	<b>113</b>
<b>TABLA 26. Características de las Facilidades de Superficie para ESP con Gas Lift. ....</b>	<b>114</b>
<b>TABLA 27. Características de Yacimiento, Producción y Pozo para la combinación de ESP con PCP .....</b>	<b>114</b>
<b>TABLA 28. Características de las Propiedades de los Fluidos para ESP con PCP .....</b>	<b>115</b>
<b>TABLA 29. Características de las Facilidades de Superficie para ESP con PCP .....</b>	<b>116</b>
<b>TABLA 30. Valores numéricos de los rangos del Screening. ....</b>	<b>119</b>
<b>TABLA 31. Información de pozo a utilizar en la Herramienta Software MUTOR.....</b>	<b>180</b>

<b>TABLA 32. “Selección Final” para pozo A.....</b>	<b>182</b>
<b>TABLA 33. “Criterios de Selección para Bombeo Mecánico”- pozo A.</b>	<b>183</b>
<b>TABLA 34. “Criterios de Selección para Bombeo Electrosumergible”, pozo A.....</b>	<b>188</b>
<b>TABLA 35. “Selección Final” para el pozo B.....</b>	<b>191</b>
<b>TABLA 36. “Criterios de Selección para Bombeo Electrosumergible”, pozo B.....</b>	<b>192</b>
<b>TABLA 37. “Selección Final” para el pozo B, con GOR modificado. ...</b>	<b>194</b>
<b>TABLA 38. “Criterios de Selección para Bombeo Mecánico”, pozo B, con GOR modificado. ....</b>	<b>195</b>

## ANEXOS

<b>ANEXO A. Tabla “<i>Parametros</i>” completa. ....</b>	<b>207</b>
<b>ANEXO B. Esquema general de la metodología de selección. ....</b>	<b>215</b>
<b>ANEXO C. Módulo: Presentacion de la interfaz y solicitud de datos. ..</b>	<b>216</b>
<b>ANEXO D. Modulo: Lectura de datos y llenado de la matriz Eval[2,20]. .....</b>	<b>217</b>
<b>ANEXO E. Módulo: Ponderación de los sistemas de levantamiento artificial (SLA).....</b>	<b>218</b>
<b>ANEXO F. Submódulo: Llenar matriz Porcentaje[n,20]. ....</b>	<b>219</b>
<b>ANEXO G. Submódulo: Ponderacion tipo 1. Variables de tipo de dato normal.....</b>	<b>220</b>
<b>ANEXO H. Submódulo: ponderacion tipo 2. Variables de tipo de dato combo. ....</b>	<b>221</b>
<b>ANEXO I. Submódulo: Normalización matriz Porcentaje[n,20].....</b>	<b>222</b>
<b>ANEXO J. Módulo: Cálculo del Criterio de Selección Final .....</b>	<b>223</b>
<b>ANEXO K. Módulo: Presentación de los resultados.....</b>	<b>224</b>
<b>ANEXO L. Módulo: Profundización a cerca de los resultados.....</b>	<b>225</b>

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS ESTRATEGIAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL IMPLEMENTADAS EN CAMPOS MADUROS. DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE DE SELECCIÓN.\*

**AUTORES:** ALVARO FABIAN MUÑOZ RODRIGUEZ  
EDGAR TORRES TORRES \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Levantamiento Artificial, Campo Maduro, Screening, Metodología, Selección, Herramienta Software.

### DESCRIPCIÓN

La explotación de campos maduros requiere de un análisis cuidadoso de los posibles sistemas de levantamiento artificial (SLA) a implementar. Para esto, es necesario estudiar las características de cada uno de ellos y definir su rango de aplicación. La construcción de un screening que relacione los SLA con sus respectivas propiedades, y el desarrollo de una adecuada metodología de selección, constituyen las bases sobre las cuales se diseña e implementa la Herramienta Software MUTOR.

Para la elaboración del screening es de gran utilidad el estudio de los sistemas de levantamiento artificial convencionales, no convencionales y combinados, reconociendo claramente sus principios básicos de operación, sus ventajas y sus desventajas.

La metodología de selección se apoya en los rangos de operación de los SLA, dándole una valoración cuantitativa al desempeño que cada uno de ellos tendría frente a cada variable de un campo en particular. Luego, estos valores son combinados entre sí para crear un único criterio de selección que permite comparar los sistemas de levantamiento, escogiendo aquel que mejor se ajuste a dichas condiciones de operación. Esta metodología es implementada a través de una interfase llamada Herramienta Software MUTOR, que inicialmente recibe los datos suministrados por el usuario, los procesa y finalmente señala cual método de levantamiento es el más factible de implementar, indicando las condiciones bajo las cuales los SLA podrían presentar inconvenientes y de ser posible, la forma de solucionarlos. Esta herramienta cuenta también con un conjunto de contenidos en plataforma HTML que permiten una visualización didáctica del marco teórico dentro del cual se desarrolló la metodología de selección. La ejecución de esta herramienta para el campo Colorado arrojó resultados satisfactorios y coherentes con las expectativas.

---

\* Trabajo de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Directores: Cesar Augusto Pineda Gómez, M.Sc. Fernando Enrique Calvete González.

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL EVALUATION OF ARTIFICIAL LIFT STRATEGIES IMPLEMENTED IN MATURE FIELDS. DESIGN OF SELECTION SOFTWARE TOOL.\*

**AUTHORS:** ALVARO FABIAN MUÑOZ RODRIGUEZ  
EDGAR TORRES TORRES \*\*

**KEY WORDS:** Artificial Lift, Mature Field, Screening, Methodology, Selection, Software Tool.

### DESCRIPTION

Mature Field production demands a careful analysis of the possible artificial lift systems (ALS) to be implemented. Therefore, it is necessary to study the characteristics of every one of them and define its application rank. The construction of a screening that connect the ALS with its respective properties and the development of an adequate selection methodology, are the basis for the design and implementation of the Software Tool MUTOR.

For the screening elaboration it is very useful the study of the conventional, non conventional and combined artificial lift systems, identifying clearly the Basic operative principles, advantages and disadvantages of every system.

The selection methodology is supported on the ALS operative ranking, giving a quantitative valuation to the performance that every system would have in front of a specific operative condition in a particular oil field. Then, these values are combined between themselves in order to create one only new selection criterion, which allows comparing the lifting systems, choosing the one that better fits to the operative conditions. This methodology has been implemented on a interface called Software Tool MUTOR, that initially gather the data supplied by the user, processes them and finally suggest which artificial lift method is the most feasible to implementer, pointing out the conditions under what, the selected ALS would show any problem and if it is possible, the way to solve it. This tool has too, a group of HTML contents, which allow to the user to have a didactic look of the theoretical mark in which was developed the selection methodology. The application of this tool to Colorado field threw satisfactory results which and coherent with the expectations.

---

\* Degree Project.

\*\* Faculty of Chemicals-Physical Engineering. Petroleum Engineering.  
Tutors: Cesar Augusto Pineda Gómez. & Fernando Enrique Calvete González.

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad la industria petrolera ha dejado a un lado muchos campos que por su avanzado estado de depletamiento y consiguientemente bajo índice de productividad y escasa energía, no se consideraban atractivos para su explotación, a estos campos generalmente se les llama campos maduros.

Dada la creciente demanda de hidrocarburos por parte de las naciones industrializadas y en desarrollo y el aumento en el precio del crudo durante los últimos años, muchas empresas se han volcado de nuevo sobre estos campos anteriormente poco llamativos, al identificarlos como una alternativa más para satisfacer dicha demanda. El retomar estos campos representaría un impacto menor que el asociado a la exploración de nuevos proyectos, dado que ya se cuenta con la información del campo, además de una infraestructura base que puede ser aprovechada. Para esto, se requiere de un medio que permita identificar rápidamente el esquema de levantamiento más adecuado para cada campo en particular, teniendo en cuenta que todos tienen características diferentes, las cuales van cambiando a medida que se va depletando el yacimiento.

Los sistemas de levantamiento artificial más empleados a nivel mundial son: Bombeo Mecánico, Bombeo Hidráulico, Bombeo Electro sumergible, PCP, Gas Lift. Sin embargo el hecho de que alguno de estos sistemas haya sido utilizado anteriormente en un campo no implica que este mismo sistema sea el más eficiente para su reactivación. Por esta razón surge la necesidad de plantear un sistema de screening de los métodos mencionados y de otros

sistemas no tan conocidos, que permita realizar una evaluación técnica de los parámetros característicos de dichos sistemas en campos maduros, diseñando una herramienta software de rápida aplicación que permita seleccionar el sistema que más se ajuste a las características de un campo en particular.

Esta herramienta será entonces de gran utilidad para la explotación de pequeños campos petroleros que no cuenten con gran potencial de producción y que por lo tanto no permitan la implementación de un estudio de sistemas de levantamiento artificial más detallado, a gran escala y que sea a la vez económicamente viable.

## 1. INDICE DE PRODUCTIVIDAD

Antes de seleccionar un método de levantamiento para ser implementado en un campo en particular es necesario comprender los factores que afectan el paso de los fluidos desde la formación hacia el pozo así como las relaciones entre los mismos, y de esta forma conocer en primera instancia las posibles tasas de flujo que se pueden obtener de cada pozo.

La tasa de producción de un pozo es una de las variables de mayor importancia en la selección del sistema de levantamiento, la cual, no puede ser asignada arbitrariamente, dado que depende fundamentalmente de la capacidad de flujo de la formación de interés, más que del sistema de levantamiento artificial instalado.

En el presente capítulo se analizan dos características particulares del comportamiento de la formación en relación con la capacidad productiva del pozo, como lo son el IPR de la formación y las curvas de permeabilidad relativa; para este caso específicamente solo se tratarán las curvas de IPR.

Es importante tener en cuenta que hay dos variables en un pozo cuyos efectos deben ser estudiados por separado: la tasa de producción total durante una etapa particular de la historia del pozo y la producción acumulativa obtenida del mismo. Como se mostrará en mayor detalle, el comportamiento y la forma de las curvas de IPR dependen en gran parte de estas variables.

## 1.1 INDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR

La presión de producción en el fondo del pozo,  $P_{wf}$ , se conoce como FBHP (*flowing bottom hole pressure*) y la diferencia entre ésta y la presión estática del pozo  $P_s$  se conoce como drawdown. Este se representa en la ecuación 1.

$$\text{Drawdown} = \Delta P = P_s - P_{wf} \quad \text{Ecuación 1}$$

La relación entre la tasa de producción de un pozo y el drawdown para esta tasa en particular se denomina *índice de productividad*, IP que se simboliza con la letra  $J$ .

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \left[ \frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pulg}^2} \right] \quad \text{Ecuación 2}$$

A menos que se especifique otra cosa, el IP se basa en la producción neta de fluidos (agua, aceite).

El índice de productividad *específico*,  $J_s$ , es el número total de barriles de líquido, a condiciones de almacenamiento producidos por día por cada psi de drawdown y por cada pie de espesor de la formación productora. Es decir:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(P_s - P_{wf})} \left[ \frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pulg}^2} \right] \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde  $h$  es el espesor de la capa productora, medido en pies. Para el flujo radial de un líquido homogéneo de poca compresibilidad dentro de un yacimiento horizontal y uniforme, se tienen las siguientes expresiones:

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} = \frac{0,007082kh}{B_0\mu \ln(r_e/r_w)} \left[ \frac{bl/día}{lb/pulg^2} \right] \quad \text{Ecuación 4}$$

Y

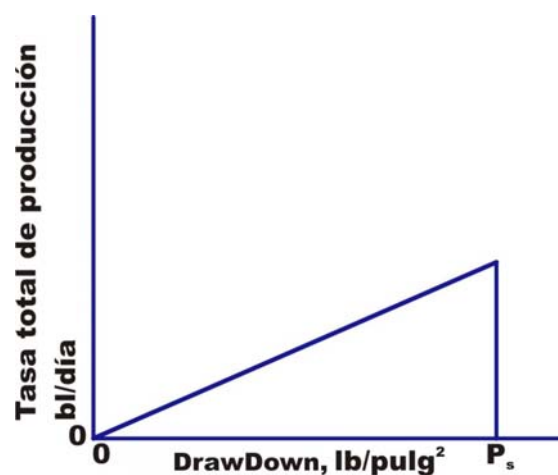
$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{0,007082k}{B_0\mu \ln(r_e/r_w)} \left[ \frac{bl/día}{lb/pulg^2} \right] \quad \text{Ecuación 5}$$

Si el valor del IP se toma como constante, independiente de la producción actual del pozo, entonces la ecuación 1 se expresa como:

$$q = J\Delta P \quad \text{Ecuación 6}$$

En donde  $\Delta P$  es el drawdown. De acuerdo a esta expresión, la relación entre  $q$  y  $\Delta P$  es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente  $J$  (Ver Figura 1).

**Figura 1.** Gráfica de la Tasa de producción contra el Drawdown: Índice de productividad constante.

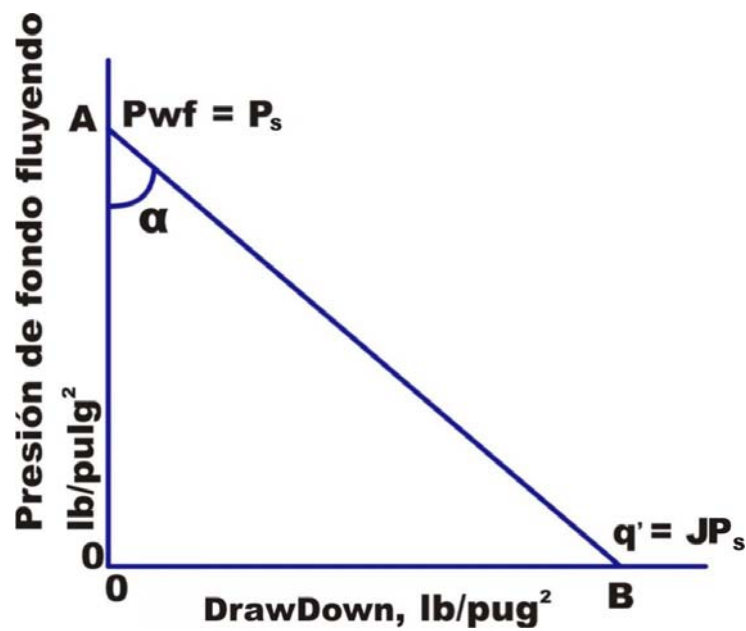


**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

Para un momento de la vida del yacimiento,  $P_s$  tiene un valor específico, por lo que si  $J$  es una constante, al graficar  $P_{wf}$  contra  $q$  se obtiene una línea recta (Figura 2). El ángulo que forma esta línea con el eje de presión es tal que:

$$\tan \alpha = \frac{OB}{OA} = J \quad \text{Ecuación 7}$$

**Figura 2.** Representación gráfica del IP.



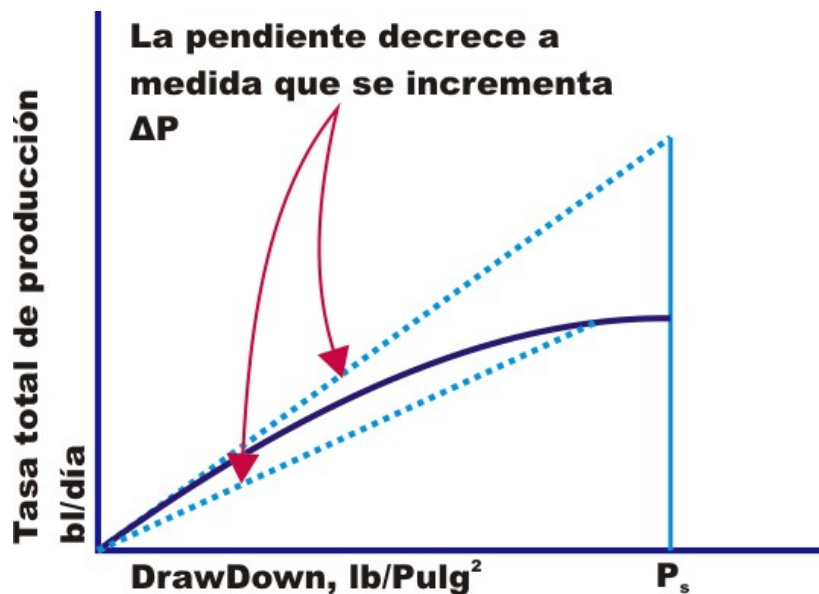
**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

El valor de  $q$  en el punto  $B$ , es decir  $J_{ps}$ , se llama *potencial* del pozo y se representa con el símbolo de  $q'$ . Cabe resaltar el comportamiento en la Figura 2 se refiere al comportamiento de la formación, es decir, a la reacción

de la formación a un drawdown de presión en un pozo, de tal manera que al referirse al potencial del pozo, estamos hablando en realidad de potencial de la formación, lo que se presenta cuando la FBHP es cero.

En las figuras 1 y 2 el IP es independiente de la producción, por tal motivo la producción de la formación se comporta como una línea recta; tal resultado estaría de acuerdo con la ecuación 4 de flujo radial. Sin embargo, casi siempre se puede esperar que la línea sea curva. A partir de la definición de la ecuación 2 para IP, la dirección de la curvatura es tal que el valor de  $J$  decrece al incrementarse los valores de  $\Delta P$ , ó de  $q$  (Ver figuras 3 y 4).

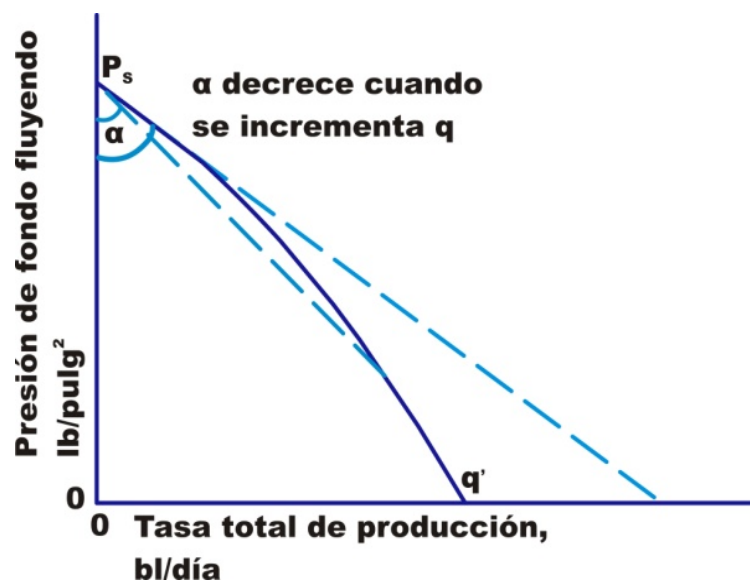
**Figura 3.** Gráfica de la Tasa de producción contra el Drawdown: Caso general.



**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

Para relacionar los casos, Gilbert<sup>1</sup> usa el término *relación del comportamiento del flujo de entrada* (IPR) con el objeto de describir la curva de FBHP graficada contra la producción total (véase la Figura 4) para cualquier pozo en particular.

**Figura 4.** Relación del comportamiento del flujo a la entrada (IPR).



**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

Para ilustrar la importancia del conocimiento del IPR de un pozo, se analizarán dos ejemplos: Para el primer caso suponga una producción de 50 bl/día de aceite (suponer que el pozo produce sin agua). Para producir la tasa deseada, se ha instalado una bomba en el pozo. Durante los primeros años el pozo ha producido sin dificultad los 50 bl/día. Sin embargo, la

<sup>1</sup> GILBERT, W. E. Flowing and Gas lift Well Performance, API Drill. Practicas de Producción. 126 p. 1954.

producción recientemente ha disminuido por cualquiera de estas dos situaciones: que la formación no sea capaz de producir 50 bl/día, ó que existe un defecto mecánico en el equipo de pozo que ocasiona una baja eficiencia de bombeo. Sacar la bomba y reemplazarla es una operación costosa y no es aconsejable a menos que el resultado del trabajo y la inversión puedan hacer producir al pozo de nuevo los 50 bl/día.

De esta manera, el primer paso a seguir es determinar el IPR del pozo. El resultado puede ser cualquiera de los mostrados en las Figuras 5 y 6.

**Figura 5.** IPR que muestra que la formación es incapaz de producir la tasa deseada.



**Fuente:** NIND, T.E.W.

Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

**Figura 6.** IPR que muestra que la formación es capaz de producir la tasa deseada.



**Fuente:** NIND, T.E.W.

Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada)

Si el IPR fuera como el que se ilustra en la Figura 5, el pozo bajo ningún cambio en la bomba daría la producción de 50 bl/día; a menos que se realicen trabajos de estimulación a la formación como fracturamiento ó acidificación. Si, por otra parte, el IPR es como se ilustra en la Figura 6, es seguro que la reparación mecánica en el equipo del pozo hará que la producción alcance la permitida.

Como un segundo caso de la importancia del conocimiento del IPR, se supondrá ahora un programa de estimulación de la formación en alguno de sus pozos y para medir el éxito de este programa, se usan las tasas de producción antes y después del tratamiento. La Tabla 1 considera los resultados de dos pozos.

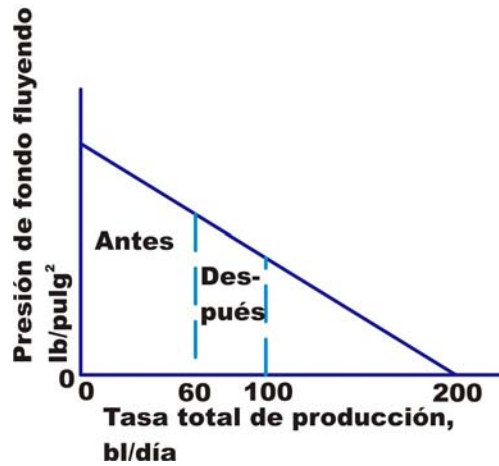
**Tabla 1.** Producción de los pozos A y B antes y después de la estimulación.

Tasa de producción uniforme, bl/día		
Pozo	Antes del tratamiento	Una semana después del tratamiento
A	60, fluyendo	100, fluyendo
B	35, con bombeo	36, con bombeo

**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

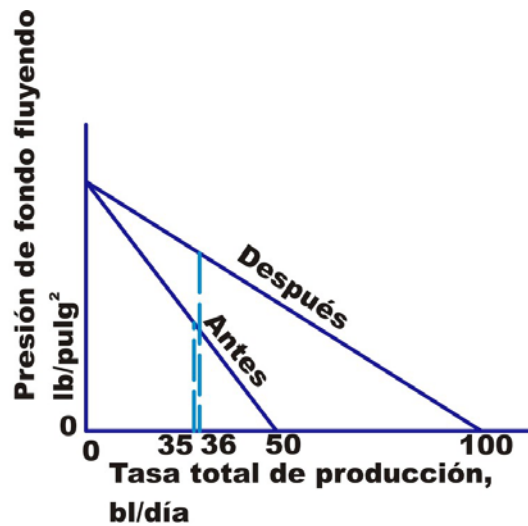
El tratamiento ha tenido éxito en el pozo A, pero no en el pozo B, aunque no se tiene evidencia suficiente para sustentar esta conclusión. Los IPR anteriores y posteriores de los pozos son ilustrados en las Figuras 7 y 8. El tratamiento no ha producido ningún efecto en el pozo A, es decir, el comportamiento del flujo a la entrada de la formación no ha mejorado en forma alguna, el incremento de la producción de 60 a 100 bl/día pudo haberse dado al remover alguna obstrucción que tenía la tubería.

**Figura 7.** Caso en el que la estimulación a la formación ha sido un fracaso a pesar del aumento en la tasa.



**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

**Figura 8.** Caso en que la estimulación a la formación tuvo éxito, aún cuando las tasas inicial y final son similares.



**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

Por otra parte, el tratamiento en el pozo B ha aumentado sustancialmente el potencial de la formación y fue un éxito indudable. Entonces, ¿Por qué las tasas antes y después fueron casi idénticas? Hay varias razones posibles: tal vez no se instaló la bomba en forma apropiada después del tratamiento; la bomba se pudo haber dañado cuando se sacó para hacer el tratamiento, el GOR producido de la formación pudo aumentar como consecuencia del tratamiento, dando como resultado una reducción en la eficiencia de la bomba. Para complicar aún más este punto, cuando se cierra un pozo para aplicarle el tratamiento, se aprovecha el momento para cambiar la bomba u otro equipo en el pozo y, generalmente, para “limpiar y reactivar” el pozo, de manera que cualquier aumento ó disminución en la rata de producción puede ser el resultado directo del mantenimiento y no tener ninguna relación con el tratamiento para estimular la formación.

Como una conclusión adicional de este análisis se puede decir que la tasa de flujo obtenida de un pozo en particular depende además del IPR y del sistema de levantamiento artificial implementado, de otros factores tales como el tipo de casing instalado, los tratamientos aplicados y las propiedades del fluido, entre otras.

## **1.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA FORMA DEL IPR.**

### **1.2.1 ZONA DE PERMEABILIDAD CONSTANTE.**

Es una zona donde las permeabilidades  $K_x$ ,  $K_y$  y  $K_z$  no varían independientemente del punto donde se quieran determinar. Observando la ecuación de flujo radial, es evidente, que la mayor caída de presión (BHP

fluyendo) en una formación productora se encuentra en la vecindad del pozo. Aproximadamente más del 50% de la caída de presión se presenta dentro de un radio de 20 pies cercanos al pozo y el aceite dentro de este radio constituye únicamente el 0.046% del aceite contenido dentro del radio de drenaje del pozo.

Si la FBHP del pozo está abajo del punto de burbuja del aceite, a medida que una masa de aceite se mueve hacia el pozo, la presión de este cae de manera uniforme, permitiendo que se libere el gas.

La saturación del gas libre en la vecindad del cuerpo del aceite se incrementa uniformemente, así la permeabilidad relativa al gas se incrementa de manera uniforme, disminuyendo la permeabilidad relativa del aceite.

Mientras más grande sea el drawdown, es decir, mientras más baja sea la presión en la cara del pozo, más notorio será este efecto, de manera que sería razonable esperar que el IP (el cual depende de la permeabilidad efectiva del aceite) disminuya y el GOR (el cual está en función de la permeabilidad efectiva del gas) se incremente en la medida en que aumente el drawdown. Este argumento lleva a la conclusión de un IPR de forma curvada, como el de la Figura 4, siempre que la FBHP esté por debajo de la presión del punto de burbuja.

El drawdown puede tener un efecto considerable en el GOR producido, no solo por el incremento de la permeabilidad efectiva del gas con una BHP decreciente, sino también porque todo el aceite en la vecindad del pozo contribuye con gas libre, además del que entra a el contorno del pozo

procedente de lugares apartados de la formación, por lo tanto, a mayor drawdown mayor será la contribución de gas libre a partir del aceite de las cercanías del pozo. En ciertas circunstancias, el GOR producido puede disminuir primero y después aumentar cuando se incremente la producción.

Para las presiones cercanas al punto de burbuja (es decir, saturaciones de gas menores de la crítica dentro de la formación) y, también, para formaciones de diferente permeabilidad, el efecto de la producción sobre el índice de productividad y el GOR pueden considerarse inexistentes ó muy pequeño, siempre y cuando se mantenga un flujo tipo Darcy.

Por último, mientras el valor de FBHP se mantenga sobre la presión de saturación, se asume que no hay gas libre en la formación y el IP se mantiene constante, es decir, la tendencia del IPR aplicable a los valores de la FBHP mayor que la presión de saturación será una línea recta.

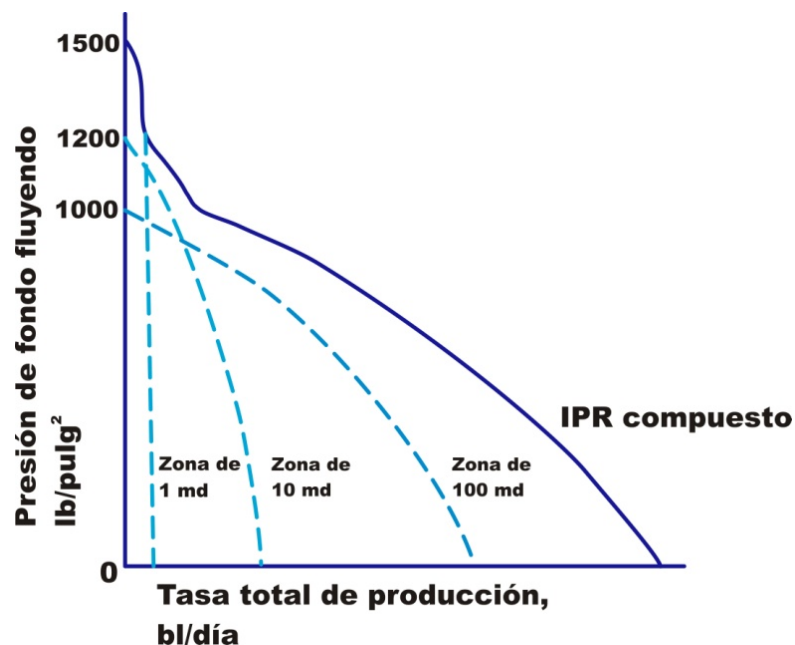
### **1.2.2 FORMACIÓN ESTRATIFICADA.**

Prácticamente, toda formación productora está estratificada en mayor o menor grado, es decir, contiene capas de permeabilidad diferente. Para ilustrar el efecto que esta estratificación puede tener sobre la forma del IPR y la dependencia del GOR en la producción, se puede considerar por ejemplo, un caso en el cual hay tres zonas diferentes que tienen permeabilidades de 10, 100 y 1 md, respectivamente. Se supone que no hay comunicación vertical entre las zonas, excepto a través del mismo pozo.

### 1.2.2.1 EFECTO SOBRE EL IPR

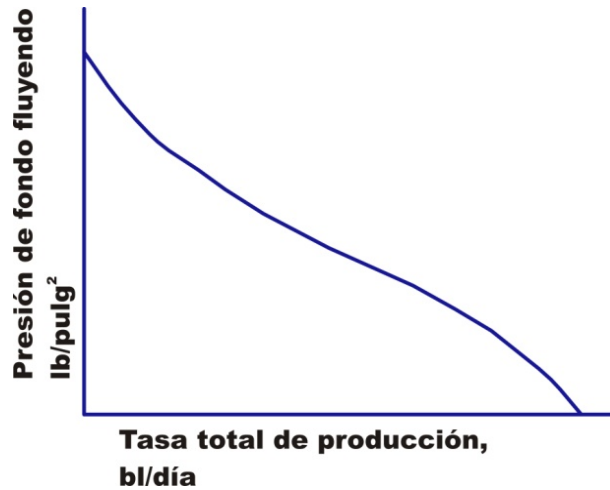
Si se considera que se ha alcanzado una etapa en la cual la presión en la zona de 100 md es de 1000 psi. Y en la de 1 md es de 1500 psi. El pozo se prueba ahora a varias producciones para establecer el IPR. Si los IPRs individuales de las tres zonas son los que se indican en la Figura 9, el IPR compuesto, que es el promedio de estas 3 curvas, tendrá la forma mostrada. Como generalización, se puede concluir que muchos pozos, debido a la estratificación y al agotamiento diferencial subsecuente de las zonas de producción, muestran una curva del IPR compuesto del tipo ilustrado en la Figura 10, es decir, un IP mejorado con la producción en incremento en las tasas bajas, pero un IP que decae con tasas de producción mayores.

**Figura 9.** IPR compuesto para una formación estratificada.



**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

**Figura 10.** Curva Generalizada del IPR para cualquier formación.



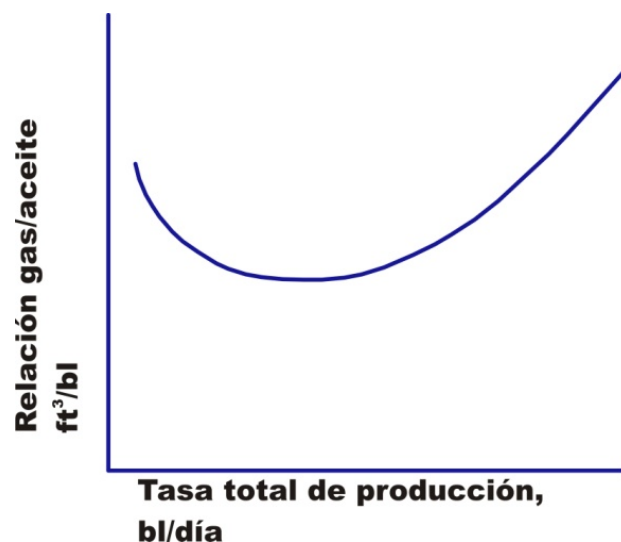
**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

### 1.2.2.2 EFECTOS SOBRE EL GOR

Para cualquier saturación de aceite, es conocido que la relación entre la permeabilidad efectiva al gas y la permeabilidad efectiva al aceite aumenta proporcionalmente con el grado de cementación y consolidación, es decir, para una permeabilidad más baja. Si se ha obtenido suficiente producción de una formación estratificada para asegurar un grado notable de agotamiento diferencial, y si se ha hecho una serie de pruebas de producción en un pozo ya terminado en esta formación, con las tasas variando desde virtualmente cero hasta el potencial máximo, entonces, para tasas bajas la FBHP será alta y únicamente las capas de alta presión contribuirán a la producción. Estas capas serán las de mayor consolidación y cementación. En otras palabras, los estratos que producen tasas bajas son los que producen un GOR alto.

Conforme aumenta gradualmente la producción del pozo, los estratos menos consolidados empezarán a producir uno por uno, con GOR progresivamente menores, entonces, la relación total de la producción disminuirá cuando se incremente la tasa. Sin embargo, si las capas más explotadas producen GOR elevados, debido a las altas saturaciones de gas libre, la relación gas/aceite empezará finalmente a elevarse cuando la tasa de producción se incremente, y este ascenso continuará hasta que la zona más permeable haya entrado en producción, como consecuencia del efecto de “la vecindad del pozo” que se analizó previamente. De acuerdo a esto, se espera que un pozo que produce en una formación estratificada muestre un mínimo en su GOR cuando se incremente la tasa de producción, tal y como se puede observar en la Figura 11.

**Figura 11.** Tendencia en el comportamiento del GOR Vs. la tasa de producción: el mínimo mostrado puede deberse a la estratificación de la formación.



**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

### 1.2.2.3 EFECTO DEL DRAWDOWN SOBRE EL WOR

Si el agua se desplaza hacia el pozo a través de canalizaciones en la formación, es posible determinar si las presiones en las arenas acuíferas son mayores o menores que en las productoras de aceite<sup>2</sup> (es decir, si es agua a baja presión ó a alta presión) a partir de un análisis del IPR bruto y de tres o cuatro valores de fracción de agua tomadas a diferentes producciones totales. Este planteamiento puede ilustrarse mediante el siguiente ejemplo.

Aplicación del efecto del Drawdown sobre el WOR

**Tabla 2.** Resultados de una prueba de pozo.

<i>Producción bruta Bl/día</i>	<i>Fracción de agua Agua/producción bruta %</i>	<i>BHP fluyendo Lb/pulg<sup>2</sup></i>
47	85	1300
90	60	920
125	48	630
162	45	310

**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

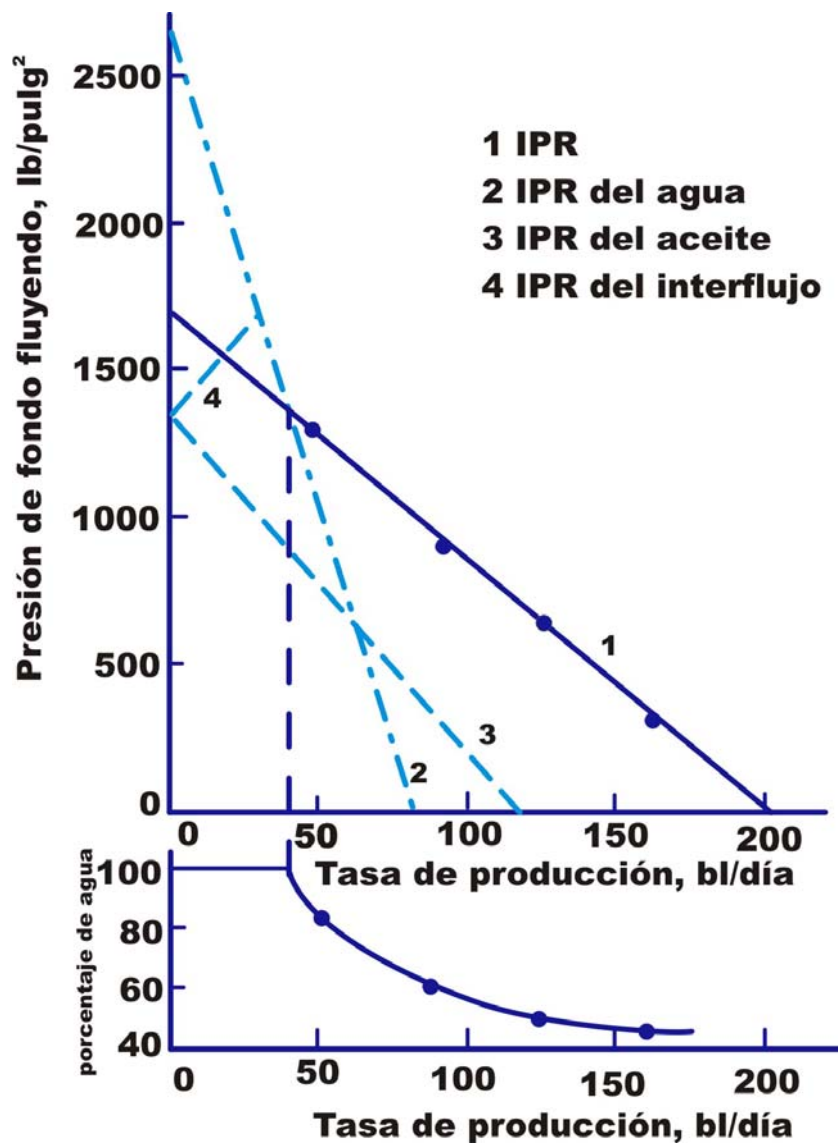
Hallar la presión estática y el índice de productividad de las zonas de aceite y de agua. Basado en los resultados, hallar la tasa de agua que se puede esperar que fluya hacia las arenas productoras si el pozo se cerrara.

---

<sup>2</sup> GILBERT, W. E. Flowing and Gas lift Well Performance, API Drill. Practicas de Producción. 126 p. 1954.

Con referencia a la Figura 12, el primer paso es graficar el IPR bruto o total (línea 1). Los IPR del agua y del aceite se calculan a partir de la producción total y de la fracción medida de agua (líneas 2 y 3 respectivamente).

**Figura 12.** Curvas de IPR y Fracción de agua: agua a alta presión.



**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

<i>Presión estática de la zona productora de aceite</i>	= 1350 psi
<i>IP de la zona productora de aceite</i>	= 120/1350
	= 0.089 bl/día*psi
<i>Presión estática de la zona de aceite</i>	= 2600 psi
<i>IP de la zona con agua</i>	= 82/2600
	= 0.0315bl/día*psi

**Tabla 3.** Datos de prueba de pozo con producción neta de agua y aceite.

<i>Producción bruta Bl/día</i>	<i>Fracción de agua %</i>	<i>Producción de agua bl/día</i>	<i>Producción de aceite bl/día</i>	<i>Pwf Lb/pulg<sup>2</sup></i>
47	85	40	7	1300
90	60	54	36	920
125	48	60	65	630
162	45	73	89	310

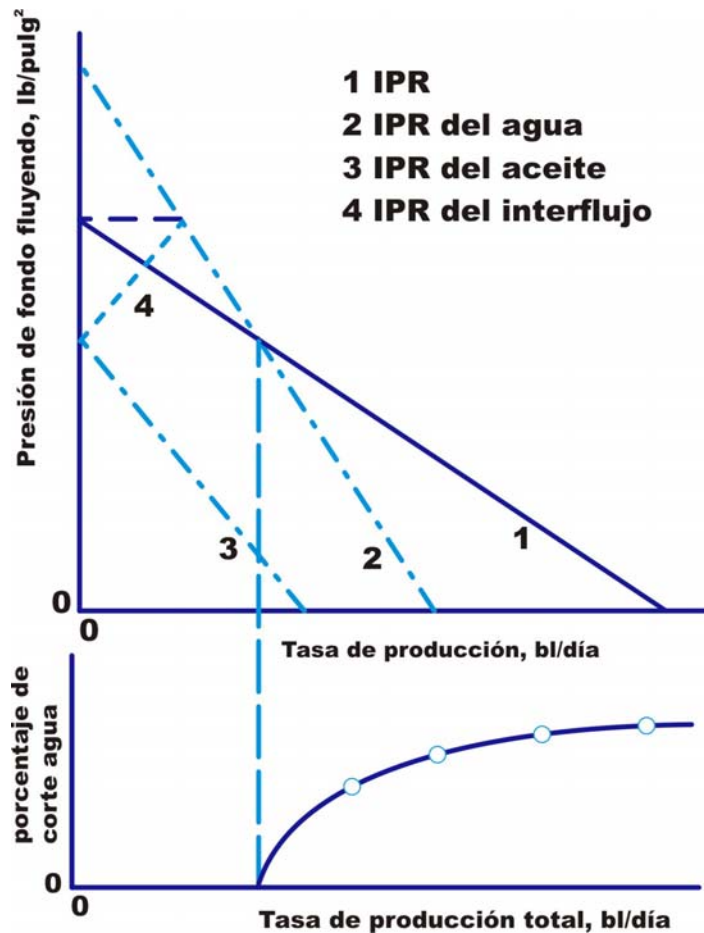
**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

Cuando el pozo se cierra se podría esperar (del IPR total) que la BHP se estabilizara cerca de las 1700 psi y que el agua fluyera hacia la zona productora de oil a 28 bl/día (línea 4 de la Figura 12 es el IPR de interflujo).

Es interesante observar la forma de la curva de la tasa de producción contra la fracción de agua, (que se ilustra también en la Figura 12), la cual, es típica de agua a alta presión, es decir, se obtiene una fracción de agua de 100% a

tasas bajas, el contenido de aceite se incrementa con el ritmo de la extracción.

**Figura 13.** IPR y la fracción de agua: agua a baja presión.



**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

En la Figura 13 se ilustra similarmente el caso de agua a baja presión y se muestra la curva típica de la producción contra fracción de agua; es decir, la fracción empieza cerca de cero o en este y se incrementa con la producción,

en los dos ejemplos ilustrados, se ha supuesto para simplificar que los IPR son líneas rectas. Sin embargo, esta consideración no es esencial para el argumento y, si están disponibles suficientes mediciones de producción total, fracción de agua y BHP se puede trazar sin dificultad las curvas de los IPR.

### **1.3. PREDICCIÓN DEL IPR: CAMPO CON EMPUJE POR GAS EN SOLUCIÓN**

Dado que la mayoría de los campos maduros presentan gas en solución como mecanismo de sostenimiento de presión, en la presente sección se trabajará precisamente sobre este tipo de empuje para explicar los métodos de predicción del IPR para un campo, lo cual, es de gran utilidad para el fin de este trabajo de grado.

Existen dos problemas diferentes por resolver. El primero es la forma de la curva de presión contra tasa en un momento determinado, es decir, en una etapa particular de la extracción. El segundo es la manera en que el IPR decrece a medida que continúa la producción.

#### **1.3.1 MÉTODO DE VOGEL**

Vogel<sup>3</sup> ha desarrollado una ecuación empírica para la forma del IPR de un pozo productor en un yacimiento con empuje por gas disuelto en el cual la

---

<sup>3</sup> **VOGEL, J. V.** Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. J. P. T. 1968.

presión media del yacimiento es menor que la presión en el punto de burbuja. Esta ecuación es:

$$\frac{q}{q'} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde  $\bar{P}$  es la presión media del yacimiento.

Si el IPR fuera una línea recta medido a la producción máxima  $q'$ , usando la ecuación 2, junto con la definición de  $q'$ , se demuestra que  $q / q'$  será igual a  $[1 - (P_{wf} / P)]$ . Por lo tanto, la diferencia entre el valor de  $q$  derivado de la ecuación 8 y el valor tomado de la "línea recta" de  $q$  es:

$$q' \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 - 1 + \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) \right] = 0,8 q' \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) \left( 1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) \quad \text{Ecuación 9}$$

Este valor nunca llega a ser negativo. Desde luego, la diferencia es siempre cero en los extremos definidos por  $P_{wf} = 0$  y  $P_{wf} = P$ , y es positiva para todos los valores intermedios de  $P_{wf}$ , alcanzando el valor máximo cuando  $P_{wf} = P/2$ . Entonces, se concluye que la ecuación de Vogel define realmente un IPR que tiene la forma general de la Figura 4.

En un análisis posterior, Standing<sup>4</sup> reescribió la ecuación 8 como:

<sup>4</sup> **STANDING, M. B.** Concerning the calculation of Inflow Performance of Wells producing from Solution Gas Drive Reservoirs. J. P. T. 1141 p. 1971.

$$\frac{q}{q'} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}}\right) \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{\bar{P}}\right) \quad \text{Ecuación 10}$$

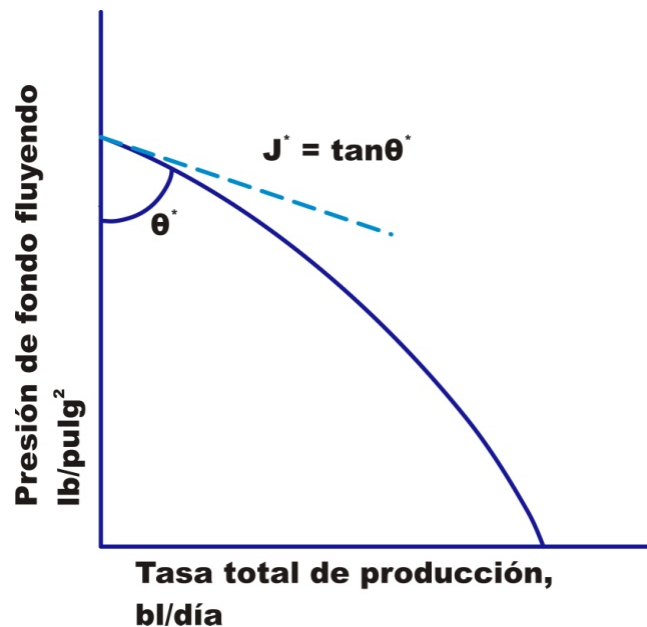
De la ecuación 2 se obtiene:

$$J = \frac{q'}{\bar{P}} \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{\bar{P}}\right) \quad \text{Ecuación 11}$$

Esto se obtiene siempre y cuando cualquier diferencia entre  $\bar{P}$  y  $P_s$  sea despreciada. Siendo  $J^*$  el valor inicial de  $J$ , es decir, el valor de IP para drawdowns bajos (Figura 14), al tender  $P_{wf}$  hacia el valor  $\bar{P}$ , la ecuación 11 se convierte en:

$$J^* = \frac{1.8 q'}{\bar{P}} \quad \text{Ecuación 12}$$

**Figura 14.** Valor inicial del IP.



**Fuente.** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

Las ecuaciones 11 y 12 dan:

$$J^* = 1,8 J \left/ \left( 1 + 0,8 \frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) \right. \quad \text{Ecuación 13}$$

Que permite calcular  $J^*$  a partir de un valor medido de  $J$ .

Alternativamente,  $J^*$  puede calcularse con la ecuación de flujo radial. Si se usa por ejemplo la ecuación 12, se tiene:

$$J^* = \frac{0,007082 k_o h}{B_o \mu_o \left[ \ln(r_e/r_w) - 3/4 \right]} \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde  $k_o$ ,  $\mu_o$  y  $B_o$  son tomados a la presión media (y saturación promedio de fluido) en el volumen drenado.

Un valor futuro de  $J^*$ , notado como  $J_f^*$  se puede calcular a partir del valor presente ( $J_p^*$ ) con la ecuación 12 para  $J_f^*$  y  $J_p^*$ , y dividiendo después. El resultado es:

$$J_f^* = J_p^* \left[ \frac{(k_{ro} / B_o \mu_o)_f}{(k_{ro} / B_o \mu_o)_p} \right] \quad \text{Ecuación 15}$$

Finalmente, si  $q$  se elimina de las ecuaciones 8 y 12, la curva del IPR futuro se puede trazar utilizando la ecuación 16.

$$q_o = \frac{J_f^* \bar{P}_f}{1,8} \left[ 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{\bar{P}_f} - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_f} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 16}$$

### 1.3.2 MÉTODO LOG-LOG

El segundo método para definir la forma de la curva IPR es modificar la ecuación 6 para obtener:

$$q_o = J(\Delta P)^n \quad \text{Ecuación 17}$$

En la cual el exponente  $n$  no es necesariamente igual a la unidad. Bajo esta consideración, el potencial del pozo es  $J P_s^n$ , de tal manera que un IPR en línea recta podría conducir una producción de  $J P_s^n [1 - P_{wf} - P_s]$  a una FBHP de  $P_{wf}$ . Se infiere que la relación entre la producción dada por la ecuación 17 a la producción obtenida con el IPR en línea recta al mismo drawdown es:

$$\text{Relación de Caudales} = \frac{J (P_s - P_{wf})^n}{J P_s^n (P_s - P_{wf}) / P_s} = \left( \frac{P_s - P_{wf}}{P_s} \right)^{n-1} \quad \text{Ecuación 18}$$

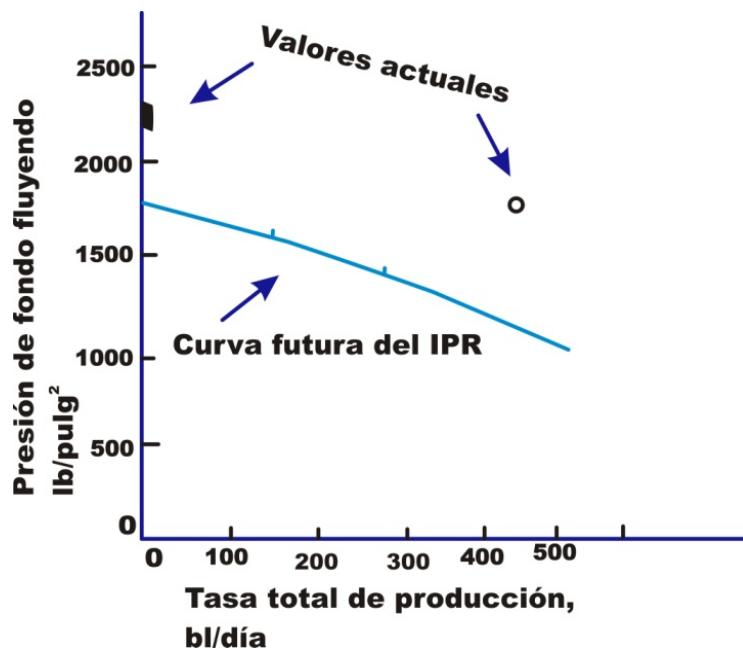
Esta relación es siempre menor o igual a 1 si  $n > 1$ , es la unidad si  $n = 1$  y es mayor o igual a 1 si  $n < 1$ .

Nótese de la ecuación 17 que:

$$\frac{dq}{dP_{wf}} = -J n (P_s - P_{wf})^{n-1} \quad \text{Ecuación 19}$$

Entonces, para  $n < 1$ ,  $dq / dP_{wf}$  tiende a infinito cuando  $P_{wf}$  tiende a  $P_s$ : es decir, la curva  $q = J(\Delta P)^n$  es horizontal (en la grafica  $P - q$ ) a  $P_{wf} = P_s$ ,  $q = 0$ . Además, la diferencia entre la curva  $q = J(\Delta P)^n$  y la línea recta en un valor particular de  $P_{wf}$  es máxima cuando:

**Figura 15.** Curva de IPR futuro.



**Fuente.** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

$$P_{wf} = P_s \left[ 1 - \frac{1}{n^{1/(n-1)}} \right] \quad \text{Ecuación 20}$$

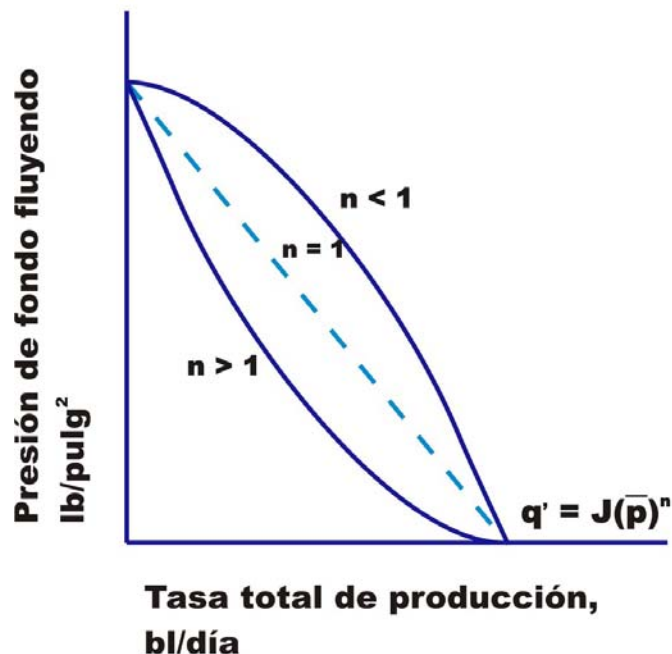
Por ejemplo, si  $n = 1/2$  la diferencia máxima se presenta a  $P_{wf} = 3/4 P_s$ ; cuando  $n = 2/3$  ocurre a  $P_{wf} = 19/27 P_s$  y si  $n = 2$ , a  $P_{wf} = 0,5 P_s$ .

Las curvas típicas para la fórmula  $q = J(\Delta P)^n$  en una gráfica regular  $P - q$  se muestran en la Figura 16 y, en el caso de  $n < 1$ , puede contrastar con la curva más simétrica de Vogel.

Bajo el análisis matemático de la ecuación 17, el símbolo  $J$  ya no conserva significado físico alguno que pudiera relacionarse con la ecuación de mecánica de yacimientos, como en el caso con el método de Vogel.

En vez de esto, se debe recurrir a los datos de campo en un esfuerzo por desarrollar una correlación para  $J$  y  $n$ . De ser así, entonces se puede establecer una malla en una grafica Log-Log de  $q$  contra  $\Delta P$  (Figura 17); obsérvese aquí que los diferentes valores de  $n$  dan las pendientes de las líneas, mientras que los de  $J$  son valores de los  $q$  correspondientes a un  $\Delta P$  igual a 1.

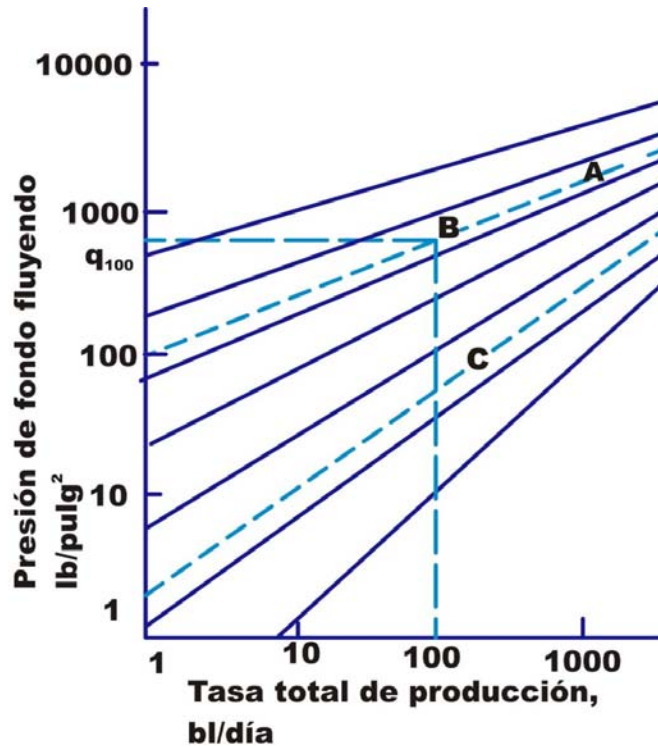
**Figura 16.** Curvas típicas de tasa de producción Vs. presión obtenidas con la ecuación 17.



**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada)..

Con objeto de usar esta malla para tener una extrapolación hacia el futuro, es conveniente usar el procedimiento descrito a continuación.

**Figura 17.** Tasa de producción contra una malla de drawdown.

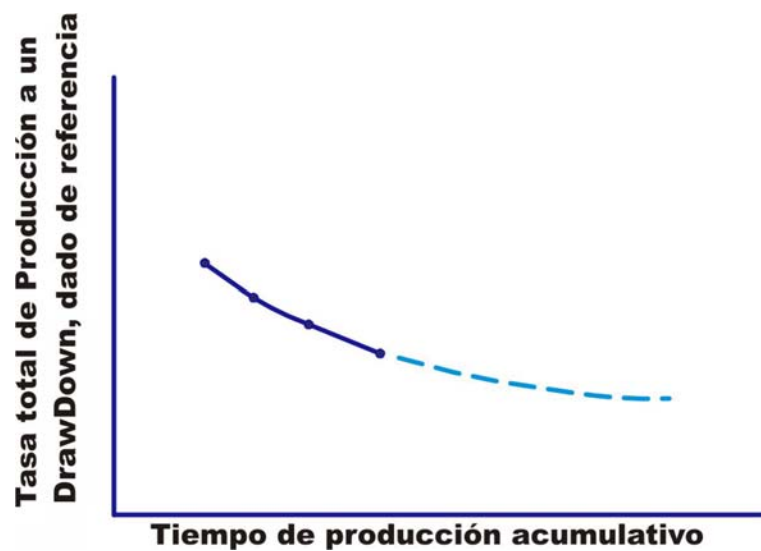


**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada)..

Cada vez que se mide la tasa de flujo y el drawdown de un pozo fluyente, el resultado se grafica en la malla (punto A). Este punto define la línea del IPR para el pozo en ese tiempo (mostrado por una línea discontinúa). Se selecciona algún drawdown como referencia conveniente, quizá 100 lb/pulg<sup>2</sup>, y se grafica la producción  $q_{100}$  que correspondería a ese drawdown (punto B de la Figura 17). Para cada pozo se hace una grafica como esta.

Para obtener el IPR futuro de un pozo, se pueden extrapolar (lo mejor posible) los puntos de la Figura 18 y estimar así la producción para un drawdown de referencia en un tiempo futuro requerido (o acumulativo del pozo).

**Figura 18.** Extrapolación usando una “tasa de producción con un drawdown de referencia”.



**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

Grafíquese este valor en la malla (punto C de la Figura 17.) y trácese entonces la línea por C que ajuste la malla (línea de punto en la figura 17). Esta línea define  $J, n$  y, por lo tanto, el IPR del pozo en un tiempo futuro que se desea.

Grafíquese este valor en la malla (punto C de la Figura 17.) y trácese entonces la línea por C que ajuste la malla (línea de punto en la Figura 17).

Esta línea define  $J$ ,  $n$  y, por lo tanto, el IPR del pozo en un tiempo futuro que se desea.

Es evidente que el método Log-Log es relativamente complejo cuando se le compara con el método desarrollado por Vogel y Standing.

### 1.3.3 MÉTODO DE FETKOVICH.

Fetkovick<sup>5</sup> ha desarrollado un método que, de varias formas combina la aproximación de Vogel con la consideración Log-Log.

El método tiene como punto de partida la ecuación de Evinger y Muskat para un flujo bifásico, con un único pozo de radio  $r_w$  que esta drenando un yacimiento horizontal homogéneo de radio  $r_e$ . Esta ecuación es:

$$q_o = \frac{0,007082 k h}{\ln(r_e/r_w)} \int_{P_{wf}}^{P_e} f(P) dP \quad \text{Ecuación 21}$$

Donde  $f(P)$  es una función de la presión. Se pueden usar diferentes expresiones para  $f(P)$  según sean los casos, por ejemplo, flujo bajo régimen estable en una sola fase a presión constante  $P_e$  en la frontera externa; flujo en una sola fase bajo régimen pseudo-estable sin flujo a través de la frontera

---

<sup>5</sup> **FETKOVICH, M. J.** The Isochronal Testing of Oil Wells. Artículo SPE N°. 04529. 1973.

externa; flujo en dos fases con diferentes consideraciones de frontera externa.

El caso más simple con dos fases es el de la presión constante  $P_e$  en la frontera externa, con  $P_e$  menor que la presión en el punto de burbuja, para que así haya flujo bifásico a lo largo del yacimiento. Bajo estas circunstancias,  $f(P)$  toma el valor de  $k_{ro}/\mu_o B_o$ , donde,  $k_{ro}$  es la permeabilidad relativa del aceite bajo las condiciones de saturación en la formación que corresponde a la presión  $P$ .

Fetkovich hace la consideración clave de que, con un buen grado de aproximación, la expresión  $k_{ro}/\mu_o B_o$  es una función lineal de  $P$ , en la que la línea recta pasa por el origen, en cualquier caso.

Si  $P_i$  es la presión inicial de la formación, en el caso bajo consideración el valor de  $P_i$  es bastante aproximado al de  $P_e$  por lo que ambos valores se pueden ser intercambiados; entonces, la consideración de línea recta conduce a la expresión:

$$\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} = \left[ \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right] \frac{P}{P_i} \quad \text{Ecuación 22}$$

Al sustituirse la ecuación 22 en la ecuación 21 se obtiene:

$$q_o = \frac{0.007082 k h}{\ln(r_e/r_w)} \left[ \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right] \frac{1}{2P_i} (P_i^2 - P_{wf}^2) \quad \text{Ecuación 23}$$

O bien

$$q_o = J'_{oi} (P_i^2 - P_{wf}^2) \quad \text{Ecuación 24}$$

Donde

$$J'_{oi} = \frac{0,007082 k h}{\ln(r_e/r_w)} \left[ \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right] \frac{1}{2P_i} \quad \text{Ecuación 25}$$

Es interesante comparar la ecuación 24 con la ecuación estándar que define el IP, la ecuación 6, y observar que la forma de Fetkovich se aplica al flujo de gas limpio y seco (se requieren las potencias de 2 en este último caso para explicar la compresibilidad del gas).

La ecuación 24 conduce a una grafica del IPR del tiempo “esperado”, que se ilustra en la Figura 4. Se puede apreciar mas claramente la derivar la ecuación 24 con respecto a  $P_{wf}$ , obteniendo:

$$\frac{dq_o}{dP_{wf}} = -2 J'_{oi} P_{wf} \quad \text{Ecuación 26}$$

Lo anterior implica que la razón de cambio de  $q_o$  con respecto a  $P_{wf}$  es negativa y el cambio de  $q_o$  que acompaña un incremento particular en  $P_{wf}$  es menor para los valores bajos de la presión del fluido de entrada.

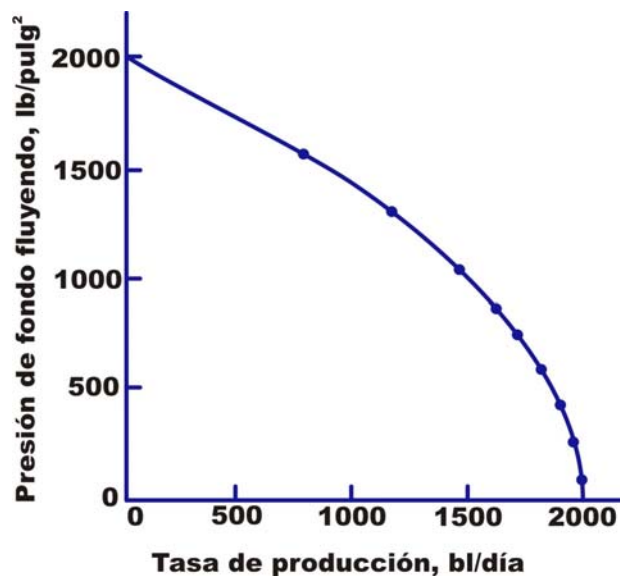
Para dar una aplicación práctica a este método disponemos de la siguiente información.

**Tabla 4.** Determinación de la producción de aceite para varios valores supuestos de  $P_{wf}$

$P_{wf}$ (lb/pulg <sup>2</sup> )	$p_{wf}^2$ MM(lb/pulg <sup>2</sup> ) <sup>2</sup>	$(P_i^2 - P_{wf}^2)$ MM(lb/pulg <sup>2</sup> ) <sup>2</sup>	$q_o$ (bl/día)
1500	2.25	1.75	875
1200	1.44	2.56	1280
1000	1.00	3.00	1500
800	0.64	3.36	1680
600	0.36	3.64	1820
400	0.16	3.84	1920
200	0.04	3.96	1980
0	0	4.00	2000

**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

**Figura 19.** Curva de IPR usando el método de Fetkovich.



**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

Trazar la curva del IPR para un pozo en el que  $P_i$  es de 2000 lb/pulg<sup>2</sup> y la ecuación 24 se cumple, con un  $J'_{oi} = 5 \times 10^{-4}$  (bl / (día)(lb/pulg<sup>2</sup>)<sup>2</sup>).

El cálculo de la producción de aceite para varias FBHP se muestra en la Tabla 4 y los resultados son graficados en la Figura 19.

El siguiente punto es modificar la ecuación 24 para tomar en cuenta el hecho de que, en la práctica,  $P_e$  no es constante, sino que decrece a medida que la producción acumulativa aumenta. La consideración hecha es que  $J'_{oi}$  decrecerá en proporción a la reducción de la presión media del yacimiento (área de drenaje). Entonces, cuando la presión estática es  $P_s$  (menor que  $P$ ), la ecuación del IP es:

$$q_o = J'_{oi} \frac{P_s}{P_i} (P_s^2 - P_{wf}^2) \quad \text{Ecuación 27}$$

O escribiéndolo de otra forma

$$q_o = J'_o (P_s^2 - P_{wf}^2) \quad \text{Ecuación 28}$$

Donde

$$J'_o = J'_{oi} \frac{P_s}{P_i} \quad \text{Ecuación 29}$$

Estas ecuaciones pueden ser usadas para extrapolar los valores de  $J'_o$  a futuro.

Utilizando las ecuaciones 28 y 29 y los datos del ejemplo anterior, predecir las curvas de IPR del pozo para los valores de presión estática de 1500 y 1000 lb/pulg<sup>2</sup>.

Utilizando la ecuación 29, se calculan los valores de  $J'_o$ .

$$J'_o \Big|_{1500 \text{ lb/pulg}^2} = 5 * 10^{-4} * 1500 / 2000 = 3,75 * 10^{-4} \text{ bl/(día)(lb/pulg}^2)^2$$

$$J'_o \Big|_{1000 \text{ lb/pulg}^2} = 5 * 10^{-4} * 1000 / 2000 = 2,5 * 10^{-4} \text{ bl/(día)(lb/pulg}^2)^2$$

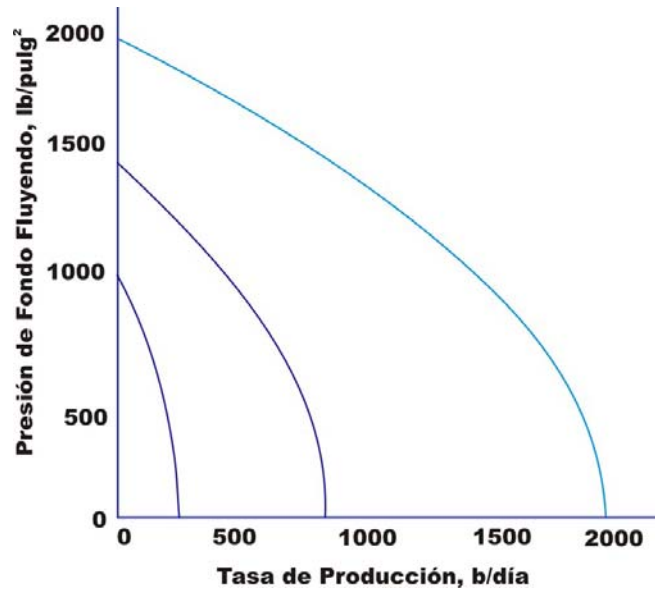
Ahora, mediante la ecuación 28 se calculan los valores de  $q_o$ , utilizando varios valores de  $P_{wf}$ , para una  $P_s$  de 1500 lb/pulg<sup>2</sup> y de 1000 lb/pulg<sup>2</sup>, respectivamente. Los resultados se muestran en la Tabla 5 y se grafican en la Figura 20.

**Tabla 5.** Tasa de producción de un pozo para diferentes valores de  $P_s$  y  $P_{wf}$

$P_{wf}$ (lb/pulg <sup>2</sup> )	$P_s = 1500 \text{ lb/pulg}^2$ $(\text{bl/día})$	$P_s = 1000 \text{ lb/pulg}^2$ $(\text{bl/día})$
1500	0	-
1200	303,75	-
1000	468,75	0
800	603,75	90
600	708,75	160
400	783,75	210
200	828,75	240
0	843,75	250

**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

**Figura 20.** Curva del IPR futuro, por el método de Fetkovich.



**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

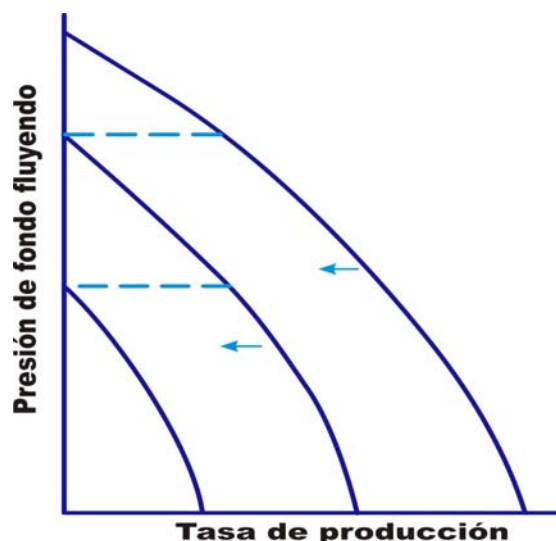
La forma de las ecuaciones 24 y 28, así como la cercana analogía en la ecuación comparable para yacimientos de gas, lleva en forma natural a considerar las técnicas usadas por mucho tiempo en las pruebas de pozos de gas y el análisis de los resultados de dichas pruebas. Fetkovich ha analizado la aplicabilidad de las pruebas del flujo después del flujo inicial y de las isócronas para pozos de aceite, estudiando en particular la posibilidad de que el flujo que no sea del tipo Darcy sea un factor importante en muchas situaciones de campo, al quedar este flujo comprendido analíticamente al modificar la ecuación 28.

$$q_o = J'_i (P_s^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ecuación 30}$$

Donde del valor del exponente  $n$  puede ser diferente de la unidad (casi siempre es menor de la unidad si no es igual a ella).

Para concluir esta sección en forma relativa a la forma del IPR y al problema de cómo éste podría declinar a medida de que declina la presión de la formación (es decir, a medida de que cambia la saturación del fluido), se debe subrayar que la predicción en esta área sigue siendo un arte incierto). Puede ser que un método sencillo no sea menos confiable que los procedimientos, más bien complejos sugeridos por el método Log-Log y por Vogel, Standing o Fetkovich. Por otra parte, un método sencillo no proporciona la posibilidad de refinamiento lógico y el trabajo delineado anteriormente es muy importante para el desarrollo futuro de predicciones más sensibles y de gran exactitud.

**Figura 21.** Curvas de IPR futuro obtenidas al trasladar la curva actual a la izquierda.



**Fuente:** NIND, T.E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros (Adaptada).

Una vez que se conoce el IPR actual, con uno de los métodos más sencillos, pero que no es muy sofisticado y se puede utilizar, es mover progresivamente la curva actual a la izquierda, eliminando la parte de la curva aplicable a presiones que exceden la presión media futura del yacimiento (Ver Figura 21).

## **2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES**

Un Sistema de Levantamiento Artificial (SLA), es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar crudo desde la formación a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

Los sistemas de levantamiento artificial son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos muertos o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos.

### **2.1 CLASIFICACION DE LOS METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

De forma general, los métodos de levantamiento artificial pueden ser clasificados en las siguientes dos categorías:

- Métodos que modifican propiedades físicas de los fluidos del pozo (por ejemplo. Reducción de densidad).
- Métodos que aplican la acción de una bomba para suministrar energía externa al sistema.

Los sistemas de levantamiento que utilizan el principio de modificación de las propiedades físicas de los fluidos incluyen:

- Gas lift.
- Plunger lift (Sistema no Convencional).
- Chamber lift (Sistema no Convencional).

Entre los métodos que se basan en la acción de una bomba para incrementar la energía del sistema, se incluyen:

#### Bombas de desplazamiento positivo.

- Bombas de pistón (Bombeo Mecánico).
- Bombas de cavidades progresivas.

#### Bombas de desplazamiento dinámico.

- Bombas centrífugas (Bombeo electro sumergible).
- Bomba tipo jet (Bombeo Hidráulico).

La energía para estas unidades de bombeo puede ser transmitida hacia el equipo de subsuelo bien sea mediante cables eléctricos, varillas de transmisión rotativas o reciprocantes, o fluido hidráulico de alta presión. La máxima potencia que puede ser entregada a un pozo es diferente para cada clase de sistemas de levantamiento artificial.

## 2.2 GENERALIDADES ACERCA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Cada sistema de levantamiento tiene un principio de funcionamiento diferente, y por lo tanto una serie de características y rangos de operación propios, los cuales, deben ser debidamente identificados como una base previa para la correcta selección del sistema de levantamiento más adecuado para determinado proyecto.

A continuación se expone en forma general los diferentes sistemas de levantamiento artificial convencionales más aplicados en el mundo, haciendo énfasis en su mecanismo de funcionamiento y en las ventajas y desventajas que poseen.

### 2.2.1 GAS LIFT

El sistema Gas lift<sup>6</sup> 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, recomprimido y regresado al pozo. La Figura 22 ilustra un sistema típico de gas lift.

El equipo requerido para la implementación de gas lift en un pozo es el siguiente:

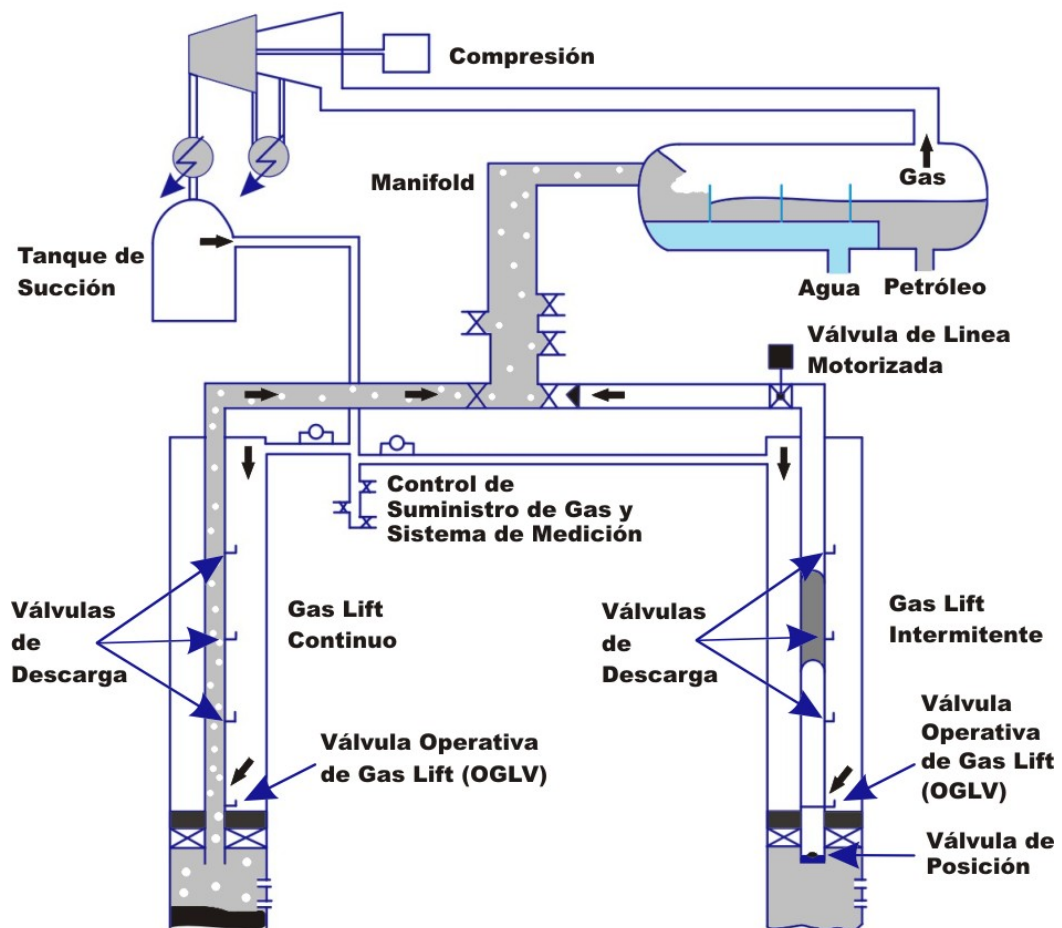
#### 1. Equipo de superficie:

---

<sup>6</sup> ADAIR, Paul. Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003.

- Ensamblaje de la cabeza del pozo.
- Choke (para flujo continuo).
- Choke con control en el ciclo de tiempo (para flujo intermitente).
- Compresores.
- Separador.

Figura 22. Sistemas de gas lift continuo y de gas lift intermitente.



Fuente: Los Autores.

## 2. Equipo de subsuelo:

- Mandriles de gas lift.
- Válvulas de gas lift.
- Empaque de subsuelo.

El gas de levantamiento es bombeado generalmente por el anular del pozo e inyectado al tubing a través de una válvula de gas lift (*Gas Lift Valve, GLV*). Estas válvulas normalmente contienen una válvula cheque para prevenir la entrada en contracorriente del fluido producido o de tratamiento hacia el anular, para propósitos de seguridad y eficiencia del sistema. En algunos diseños de pozo, el gas es suministrado a través del tubing, recuperando la producción a través del anular o bien de un segundo tubing el cual puede ser concéntrico o paralelo al tubing de suministro.

Con el fin de alcanzar la máxima reducción de cabeza hidrostática, el punto de inyección de gas debe estar ubicado a la mayor profundidad posible. Una excepción para esta regla está en los casos en los que la presión de tubería de producción excede la presión de saturación del gas bajo condiciones de circulación. En estos casos el gas inyectado se disolvería en el líquido producido, y de esta forma, perdería su habilidad para reducir la densidad de la columna de fluido.

En pozos con bajo índice de productividad, el gas lift continuo no puede ser implementado ya que la afluencia del pozo se dificulta debido a la presión de operación del sistema. En estos casos el levantamiento intermitente puede ser más eficiente. El levantamiento intermitente opera cerrando el suministro de gas para permitirle al pozo fluir hacia el cabezal de producción. Solamente

cuando ha entrado suficiente líquido en la tubería, se abre el suministro de gas y se produce un bache de líquido. Esto puede ser mucho más eficiente bajo estas condiciones de pozo que el gas lift continuo.

Cuando se incorpora un pozo a un sistema de producción después de su terminación, con el pozo lleno con fluidos de completamiento o después de un largo cierre donde los fluidos se hayan segregado, la presión normal de gas lift no es suficiente para alcanzar la profundidad máxima de las válvulas. En este caso, generalmente es necesario vaciar por etapas tanto el tubing como el casing llenos con líquido. Esto se consigue aplicando presión de gas a una serie de GLVs (válvulas de descarga periódica) instaladas progresivamente de arriba hacia abajo. Éstas válvulas de descarga están diseñadas para abrirse a una presión predeterminada y luego cerrarse de nuevo a una presión ligeramente más baja, con el propósito de que manipulando la presión de inyección, se haga circular el gas a través de estas de arriba hacia abajo.

Las válvulas de operación se diseñan específicamente para la circulación continua, mientras que las válvulas de descarga están diseñadas únicamente para permitir descargas periódicas.

La profundidad máxima de la GLV de operación (OGLV) esta limitada por:

- Máxima presión de suministro de gas y tasa de entrega.
- Presión de cabeza de tubería fluyendo a la tasa de flujo prevista.
- Profundidad del empaque (profundidad máxima del mandril más profundo para las válvulas de gas lift).

- Diferencial de presión requerido para mantener las válvulas superiores (de descarga) cerradas, y por lo tanto mantener estable la presión en la OGLV.
- Peligro de colapso en el tubing y la clasificación por resistencia al estallido que posea el casing.

Un sistema de Gas lift requiere adicionalmente de los siguientes componentes:

- Tratamiento del gas, compresión, facilidades de medición y control de flujo, y suministro de gas de arrancada.
- Tubería de producción (tubing) equipada con mandriles de gas lift.
- Acceso para Wireline o Coiled Tubing para la instalación y mantenimiento de las GLVs (el cual puede ser instalado durante el completamiento inicial del pozo).
- Protección contra los reventones en el anular.

En la mayoría de los pozos con este sistema de levantamiento, parte del sistema de prevención contra reventones proviene de las válvulas cheque de las GLVs. Sin embargo, en aquellos pozos donde esta medida no se considera suficiente, se requiere de alguna protección adicional. Esta puede incluir cheques dobles en las GLVs o válvulas cheque adicionales en superficie.

Es importante que la elección de las GLVs se haga en la etapa del diseño.

Las GLVs están clasificadas así:

- Válvula controlada por presión del casing, también llamada “válvula de presión” o válvula operada a "presión de inyección". Las presiones de apertura y de cierre dependen principalmente de la presión en el casing, lo cual, suministra el mejor control de presión para los completamientos con un solo tubing.
- Válvula controlada por la presión en el tubing, también llamada “válvula de fluido” o válvula operada a “presión de producción”. Las presiones de apertura y de cierre dependen principalmente de la sarta de producción. Esto es particularmente útil para completamientos de gas lift dobles.
- Válvula de respuesta proporcional. Estas válvulas se adaptan automáticamente a los cambios en la presión de producción.
- Válvula de nova (venturi). Se alcanza una rata de inyección constante en la OGLV.

Los mandriles de bolsillo lateral (Side Pocket Mandrels, SPM) son los receptáculos utilizados con mayor frecuencia para las GLVs recuperables. Éstos mandriles tienen diámetros externos (ODs) grandes que puede causar los problemas de limitación por espacio en casings y liners pequeños. Se dispone de alternativas para diámetros más pequeños, pero se debe tener cuidado en la etapa de diseño para asegurarse de que sea posible la recuperación de las GLVs con wireline a través del completamiento. De no ser posible, se requeriría de un equipo de workover para recuperar y reinstalar las válvulas que lleguen a fallar.

Como herramienta fundamental de selección es necesario conocer tanto las ventajas y desventajas que determinado método posee, como sus rangos más apropiados de operación. En el caso particular de este sistema, las principales ventajas y desventajas de su implementación se detallan a

continuación:

### **Ventajas**

- Es un sistema seguro de operar.
- Presenta alta tolerancia a los sólidos (aunque las velocidades de erosión en el tubing y el árbol de navidad pueden ser críticas).
- Habilidad para manejar altas ratas de producción.
- Requiere de poco espacio en superficie.
- Generalmente puede ser reacondicionada con wireline.
- Acceso completo a través del tubing a las GLVs inferiores.
- No es restringido por la desviación de los pozos.
- Relativamente insensible a la corrosión.
- Muy flexible, se puede convertir de flujo continuo a intermitente, chamber lift o plunger lift a medida que declina el yacimiento.
- La fuente de potencia puede ser ubicada en locaciones remotas.
- Fácil de obtener presiones y gradientes en profundidad.
- No es problema en pozos con empuje de gas.

### **Desventajas**

- Ineficiente en sistemas de bajo volumen, debido a los costos capitales de compresión y tratamiento del gas.
- Requiere de un volumen de gas para su arranque, el cual no siempre esta disponible.

- Presenta dificultad para manejar crudos muy pesados y viscosos o emulsionados.
- Potencial para la formación de hidratos en superficie o en las GLVs.
- Requiere de monitoreo continuo, optimización y reparación técnica, así como de supervisión ingenieril.
- Usualmente se ve limitado por una profundidad de levantamiento máxima.
- Posible necesidad de casing y tubing muy fuertes debido a las altas presiones de gas en el anular.
- Problemas con líneas sucias en superficie.
- Puede presentar problemas de seguridad si se manejan presiones de gas muy altas.

### **2.2.2 BOMBEO MECÁNICO**

El bombeo mecánico<sup>7</sup>, es el método de levantamiento artificial más usado a nivel mundial en la actualidad debido a su practicidad, facilidad de operación, optimización y workover.

Básicamente, el equipo de levantamiento artificial para bombeo mecánico consta de los siguientes componentes:

#### **1. Equipo de superficie.**

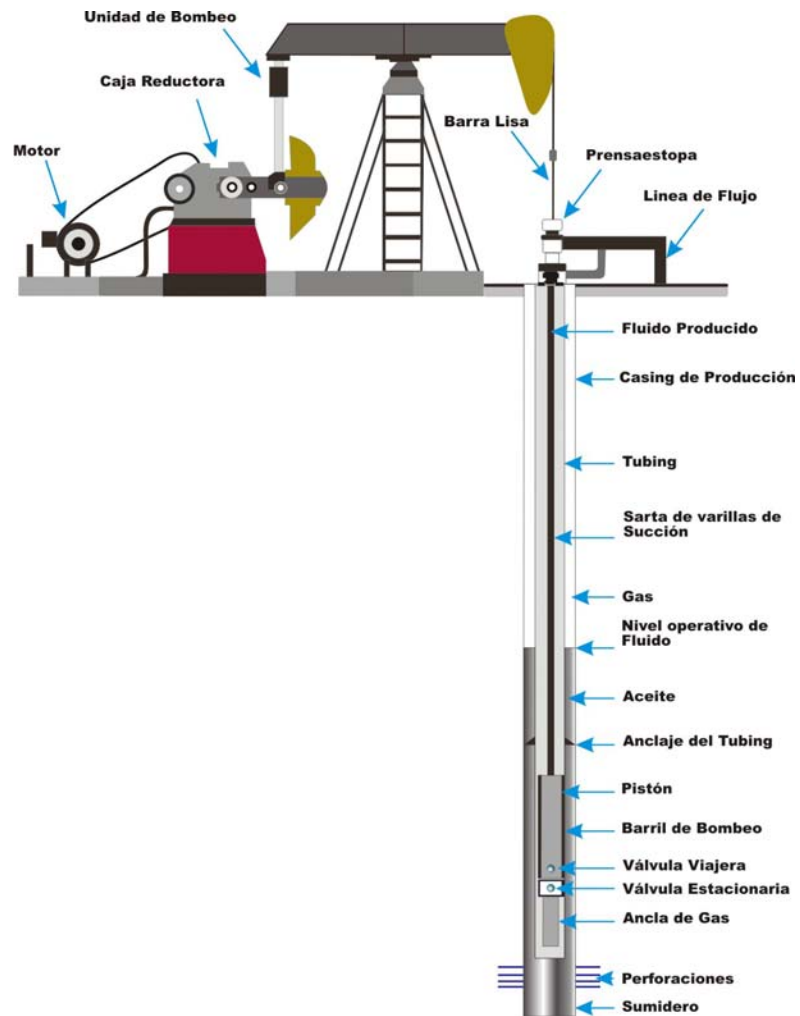
- Base de la unidad.
- Generador de potencia.

---

<sup>7</sup> ADAIR, Paul. Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003.

- Convertidor de potencia.
- Balancín.
- Unidad de contrabalance.
- Barra lisa.
- Instalación de la barra lisa.
- Equipo de cabeza de pozo.

**Figura 23.** Sistema típico de bombeo mecánico.



**Fuente:** Los Autores.

## 2. Equipo de subsuelo.

- Varillas de Bombeo.
- Bomba de Subsuelo (que a su vez consta de barril o cuerpo de la bomba, pistón, válvula fija y válvula viajera).
- Ancla de gas (opcional).

Las unidades de bombeo mecánico se clasifican según su geometría en tres tipos principales: unidades convencionales, las cuales tienen el apoyo en el punto medio del balancín; unidades neumáticas, cuyo punto de apoyo se ubica en el extremo delantero del balancín; y las unidades Mark II, que tienen el apoyo en el extremo trasero del balancín.

El levantamiento del crudo se realiza 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. Las bombas de acción simple son usadas generalmente en combinación con sistemas de empuje mecánico, mientras que las de acción doble se emplean con mayor frecuencia con sistemas de empuje hidráulico.

Las bombas de pistón son eficientes y técnicamente simples. Las tasas de producción se pueden adaptar fácilmente ajustando la velocidad del motor y las presiones mínimas alcanzables en fondo son muy bajas. Los fluidos viscosos generalmente no son un problema. Sin embargo, las partes móviles y las superficies deslizantes hacen que este método tenga una tolerancia limitada a la producción de sólidos y las limitadas tasas hacen que este método solo sea aplicable para pozos de baja a media tasa.

Hay dos tipos principales de diseños para estas bombas: bombas de tubing y bombas de inserto o varilla. La bomba de tubing tiene una mayor capacidad, pero su mantenimiento requiere sacar el tubing. La bomba de inserto es usada con mayor frecuencia, ya que puede ser recuperada sacando las varillas. Esta también proporciona una mayor razón de compresión y por lo tanto tiene menos dificultad para el manejo de gas. La diferencia entre estas dos configuraciones, se presenta en la Figura 24.

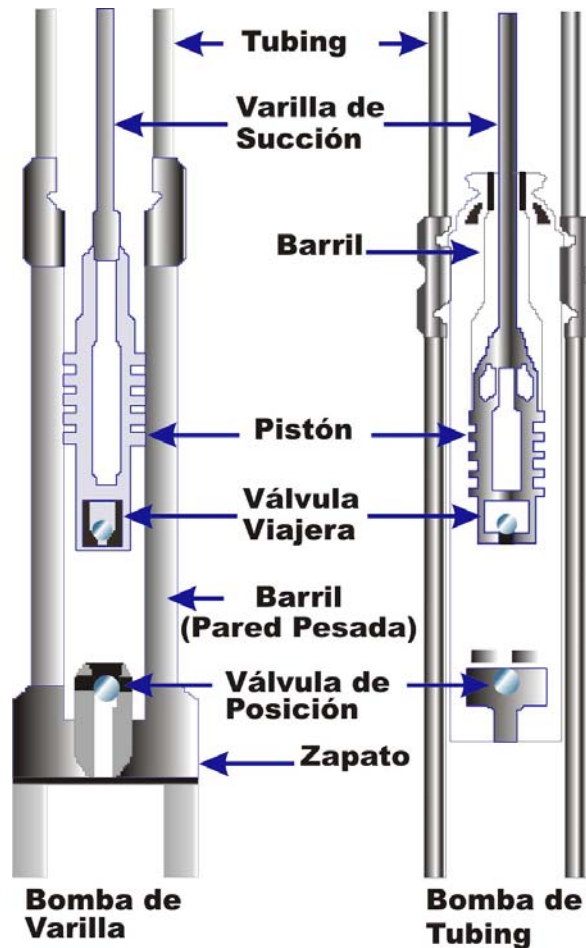
El tubing es utilizado como línea de producción, siendo a menudo anclado al casing e instalado bajo tensión, con el fin de minimizar el movimiento de la tubería, el desgaste y doblaje de las varillas.

Generalmente no se instalan empaques en este tipo de completamiento, para permitir que cualquier cantidad de gas libre pueda ser separado y venteado a través del anular. Se puede además instalar un ancla de gas para aumentar la eficiencia del sistema y prevenir el cierre por gas.

La máxima profundidad de instalación está restringida usualmente por el peso y resistencia de las varillas, la fricción y la dinámica del bombeo. La elongación de las varillas puede llegar a ser significativa y limitar la eficiencia del sistema.

Comúnmente se usan varillas delgadas para superar este problema. La interdependencia entre la unidad de superficie, la sarta de varillas, la unidad de subsuelo y la tasa alcanzable, hacen que el proceso de diseño sea iterativo.

**Figura 24.** Instalación de una bomba de tubing y una de varilla.



Fuente: Los Autores.

### Ventajas

- Confiabilidad y bajo mantenimiento.
- Alto valor residual del equipo de superficie.
- Facilidad para ajustar la tasa en superficie.
- Permite alcanzar un alto grado de depleción.
- Varias alternativas para la fuente de poder (motor diesel o eléctrico).

- Operación, análisis sencillos y fácil reparación técnica.
- Tolerancia a las altas temperaturas.
- Facilidad para el intercambio de unidades entre pozos.
- Aplicable a huecos estrechos y completamientos múltiples.
- Permite el levantamiento de crudos con viscosidades relativamente altas.
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y la formación de scales.
- Disponibilidad de diferentes tamaños de unidades.
- Permite una operación más eficiente mediante el uso de unidades con doble sistema de válvulas, lo que permite bombear tanto en la carrera ascendente, como en la descendente.

### **Desventajas**

- Los caudales que permite bombear son relativamente bajos.
- Requiere de gran espacio en superficie, siendo poco recomendable en plataformas costa afuera y en locaciones urbanas.
- Presenta mayor desgaste de las varillas en pozos desviados.
- Problemas de fricción en pozos tortuosos.
- Baja tolerancia a la producción de sólidos.
- Limitado por profundidad (debido a la resistencia de las varillas de succión).
- Baja eficiencia volumétrica en pozos con alta producción de gas.
- Susceptible a la formación de parafinas.
- El tubing no puede ser recubierto internamente para protegerlo contra la

corrosión.

- Poca resistencia al contenido de H<sub>2</sub>S.
- En pozos de diámetro pequeño, se limita el caudal a producir, por el tamaño del equipo de subsuelo.

Con respecto a las limitaciones enunciadas, se han implementado a lo largo del tiempo una serie de prácticas que permiten superar dichas dificultades. En cuanto a las limitaciones por caudal, se utilizan bombas de carrera larga y de diámetro mayor y bombas multietapa o multibarril para manejar crudos pesados y con arena. Se pueden utilizar también plásticos reforzados como material de construcción de las varillas para reducir el peso, simplificar el mantenimiento, limitar la corrosión o reducir la elongación de las mismas. Igualmente se recomienda en la mayoría de los casos la instalación de separadores de gas en fondo, para mejorar la eficiencia volumétrica del sistema.

### **2.2.3 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE.**

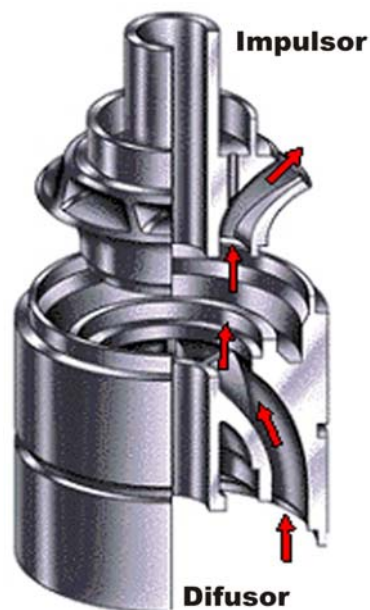
Las bombas electro sumergibles<sup>8</sup> (*Electrical Submersible Pumps, ESP*) están diseñadas como bombas centrífugas compuestas de varias etapas apiladas una tras de otra, las cuales constan de un Impulsor giratorio y un difusor estacionario cada una (Ver Figura 25). El impulsor consiste en una serie 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. La energía eléctrica requerida es transportada desde superficie hacia el

---

<sup>8</sup> ADAIR, Paul. Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003.

motor de subsuelo mediante un cable eléctrico fijado a la parte externa de la tubería de producción. El empuje hacia el fluido de producción es realizado por el impulsor, el cual, imparte un movimiento tangencial y radial al fluido, incrementando así su energía cinética. El difusor recibe el fluido de alta velocidad y reduce ligeramente dicha velocidad antes de enviarlo hacia el impulsor de la próxima etapa de bombeo. Este aumento en la energía cinética es convertido en presión. El proceso de conversión tiene usualmente una eficiencia de entre 50 y 80 %, para las bombas centrífugas de subsuelo. Estas son bombas de desplazamiento dinámico, en las que la cabeza dinámica total desarrollada (*Total Dynamic Head, TDH*) es una función de la tasa de flujo y el número de etapas de la bomba.

**Figura 25.** Partes componentes de la bomba electro sumergible.



**Fuente:** Los Autores.

En general, un equipo completo para la implementación del ESP esta conformado por:

1. Equipo de superficie.

- Ensamblaje de cabeza de pozo.
- Caja de empalme.
- Panel de controles.
- Transformador.
- Variador de frecuencia (*Variable Frequency Drive*, VFD).
- Cable eléctrico.

2. Equipo de subsuelo.

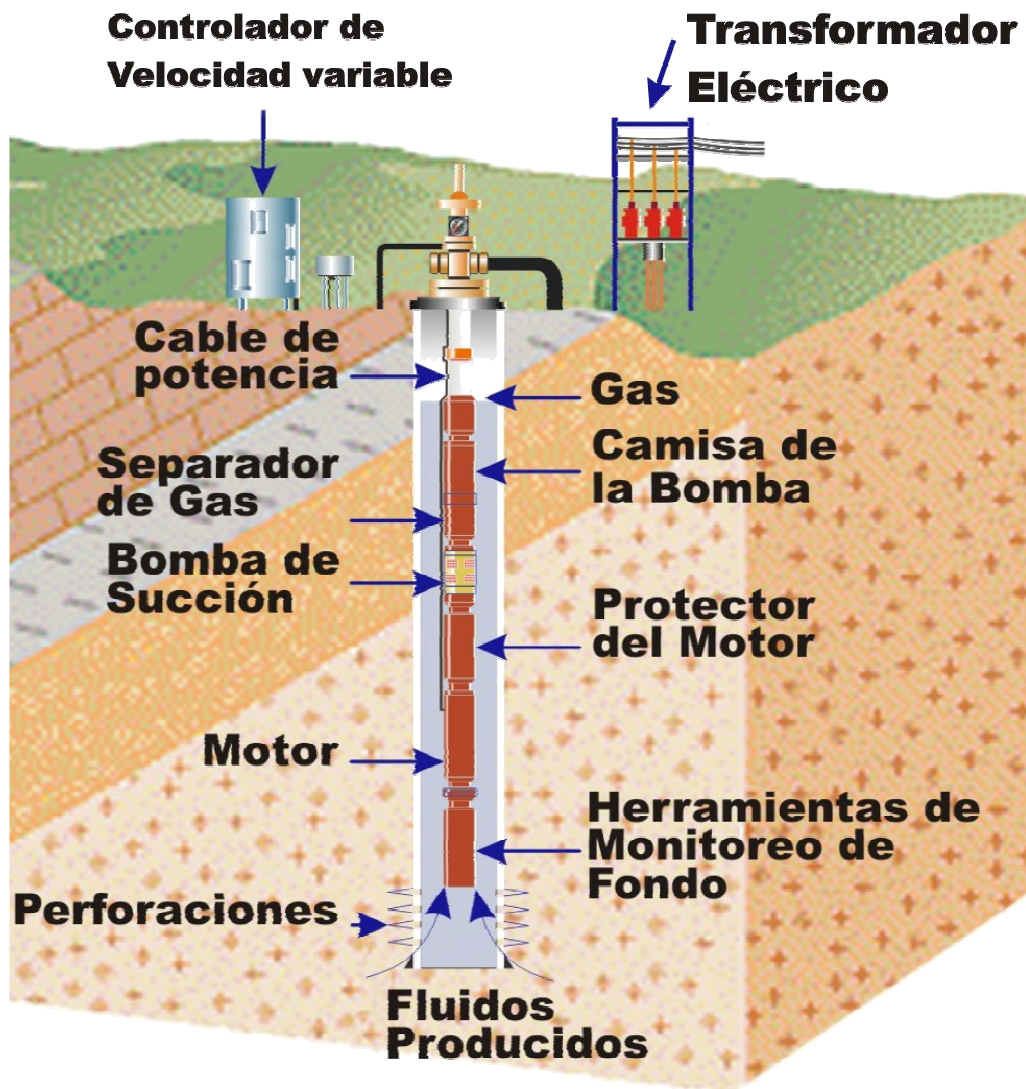
- Unidad de bombeo centrífugo.
- Camisa de la bomba.
- Separador de gas (Opcional).
- Unidad sellante protectora del motor.
- Motor eléctrico.
- Herramienta de monitoreo de fondo (Opcional).

La tasa de producción puede ser controlada por dos métodos; mediante un cambio en la velocidad de la bomba que es efectuado a través del variador de frecuencias; o mediante el uso de un choque de producción.

Las bombas centrífugas pueden permitir un grado limitado de circulación a través de una unidad descompuesta, como admitir el flujo natural o la inyección de un fluido de tratamiento.

Las unidades para ESP son sensibles a la producción de sólidos y en ambientes arenosos pueden ocurrir casos graves de erosión de bombas en buenas condiciones. Existen bombas ESP especialmente diseñadas para caso de producción de arena, con partes resistentes a la abrasión y piezas internas con metalurgias especiales para darles mayor resistencia, sin embargo, aún tienen limitaciones.

Figura 26. Sistema convencional de bombeo electro sumergible.



Fuente: Los Autores.

### **Ventajas**

- Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos (alrededor de 20,000 bbl/día) sin dificultad, y a bajo costo.
- Elevado aporte de energía al fluido.
- Alta eficiencia (70 %).
- El sistema no se ve afectado por la desviación.
- Buena recolección de datos e información relacionada.
- Tasas de producción elevadas.
- Sistema fácil de controlar.
- No ocupa grandes espacios en superficie. Igualmente es aplicable en plataformas costa afuera.
- Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de scales.
- Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.

### **Desventajas**

- Tolerancia limitada a la arena.
- Baja tolerancia a las altas relaciones Gas – Líquido (Sin separador).
- Se requiere de taladro o estructura en caso de falla.
- Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable.
- El cable eléctrico puede ocasionar problemas con las tuberías.
- Vida útil corta si existe un diseño, instalación y operación deficientes.

- Tolerancia limitada a las altas temperaturas.
- No aplicable a completamientos múltiples.
- Poco práctico en pozos someros.
- Solo es aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes.
- Las unidades son costosas, para ser reemplazadas a medida que el yacimiento declina.
- Presenta cierto grado de limitación por profundidad, debido costos de cable y capacidad de la bomba.

El tiempo de espera entre fallas (*MTBF, Mean Time Between Failure*) es un factor a tener en cuenta en la operación de los sistemas de bombeo electro sumergible y depende de la tasa de producción, el proveedor del equipo, condiciones ambientales y los requisitos de operación. Tiene valores típicos entre 6 meses y 5 años en los ambientes más amigables. Algunos factores que influyen sobre este valor son:

- El uso de procedimientos de campo adecuados.
- Monitoreo continuo de las presiones y tasas de producción.
- Arranque y parada controlada de los equipos.

#### **2.2.4 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS**

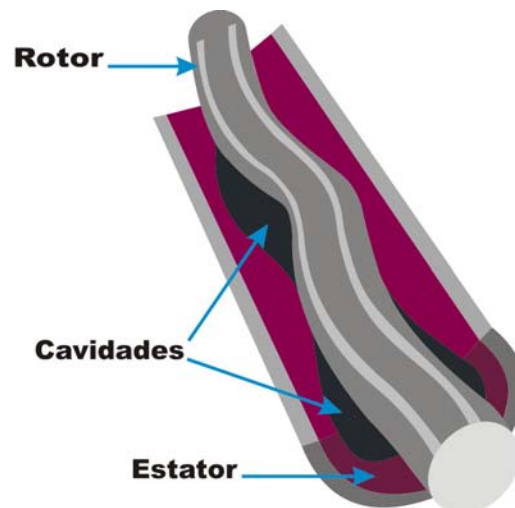
Las bombas de cavidades progresivas<sup>9</sup> (Progressive Cavity Pumping, PCP) están conformadas por un rotor, que es una varilla gruesa de metal de forma

---

<sup>9</sup> **ADAIR, Paul.** Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003.

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. (Ver Figura 27). Cuando el rotor 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. El estator esta anclado a la tubería de producción, mientras que el rotor gira por el efecto del motor.

**Figura 27.** Configuración interna de una bomba de cavidades progresivas.



**Fuente:** Los Autores.

La conformación normal del equipo PCP convencional consta de:

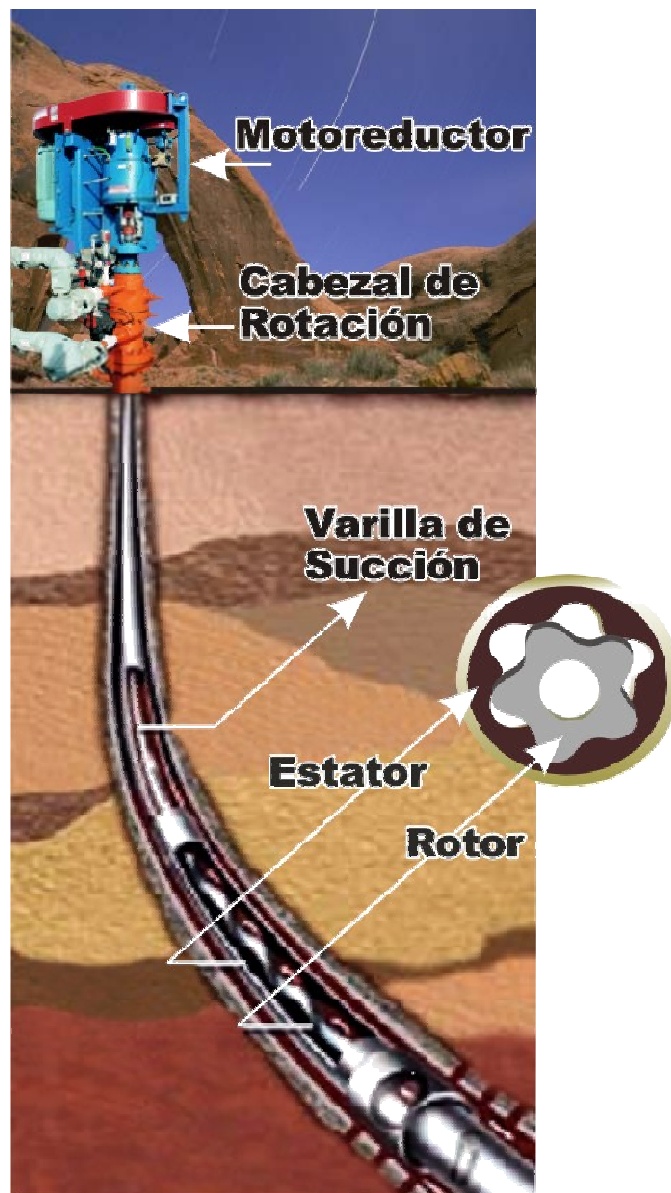
1. Equipo de superficie.

- Motor eléctrico.
- Caja reductora de velocidades.
- Caja de empaques.
- Cabezal de pozo.

2. Equipo de subsuelo.

- Bomba (Rotor y Estator).
- Varillas de succión.

Figura 28. Sistema convencional de bombeo PCP



Fuente: Los Autores.

### **Ventajas**

- Alta tolerancia a la producción de sólidos (hasta un 90 %).
- Buena eficiencia energética.
- Bajos costos capitales y de operación.
- Buen manejo de fluidos viscosos y de crudos con elevadas relaciones gas-liquido.
- Bajo perfil en superficie.
- Fácil instalación a corto plazo (por ejemplo, para campañas de exploración).
- No posee válvulas internas ni trampas de gas.
- Instalación sencilla y operación silenciosa del equipo.

### **Desventajas**

- Tasa de producción limitada.
- Baja tolerancia a las altas temperaturas.
- Se requiere de una unidad de workover para el mantenimiento del equipo de subsuelo.
- No es compatible con CO<sub>2</sub>, ni demás fluidos de tipo ácido.
- Difícil detección de fallas en subsuelo.
- No es recomendable usar disolventes para lavar el elastómero, ya que éstos lo pueden deteriorar.

Se han realizado mejoras en la sarta de varillas para prevenir desgaste entre éstas y la tubería, como el uso de sartas poliméricas de menor peso por unidad de longitud que el acero, así como sartas poliméricas sin uniones. También se han desarrollado materiales especiales para PCP, que mejoran el manejo de crudos livianos, la operación a altas temperaturas y con altas tasas de producción.

### **2.2.5 BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTÓN**

El bombeo hidráulico tipo pistón<sup>10</sup> (*Hydraulic Pistón Pumping*, HPP) es una variante del bombeo mecánico, con la diferencia de que en este caso se utiliza un medio hidráulico como mecanismo de operación de la bomba de subsuelo.

En un sistema típico de levantamiento hidráulico (bien sea, tipo pistón o tipo jet) el fluido utilizado para la operación de la bomba es llamado fluido de potencia o fluido motriz, y generalmente es petróleo crudo o agua. Este fluido es entregado a alta presión a la bomba de superficie (ver Figura 29); puede entrar en contacto con el fluido producido si el sistema de circulación es abierto, o nunca tocarlo, si el sistema es cerrado. En el diseño de HPP, el fluido motriz es el que activa el motor que le da movimiento a la bomba.

La bomba hidráulica tipo pistón es un sistema reciprocante, es decir, que succiona y expulsa fluido alternadamente, el cual es forzado a entrar y salir de un par cilindros por la acción de cada uno de los pistones. Como se muestra en Figura 30, el pistón del motor esta unido a una varilla que lo

---

<sup>10</sup> **ADAIR, Paul.** Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003.

conecta con el pistón de la bomba. Un juego interno de válvulas cheque y válvulas de puente controla los movimientos hacia delante en reversa de los pistones, y permiten la entrada y salida del fluido bombeado. Existen diseños de bomba de acción simple y doble, aunque generalmente son más usados los de acción doble, ya que proporcionan mayor eficiencia. Esto se debe a que el pistón motor y el pistón bomba intercambian papeles al pasar de una carrera a otra, permitiendo de esta forma bombear el fluido de producción tanto en la carrera ascendente como en la descendente, dándole así, un mayor aprovechamiento a la energía suministrada.

**Figura 29.** Esquema típico bombeo hidráulico tipo Pistón o Jet.

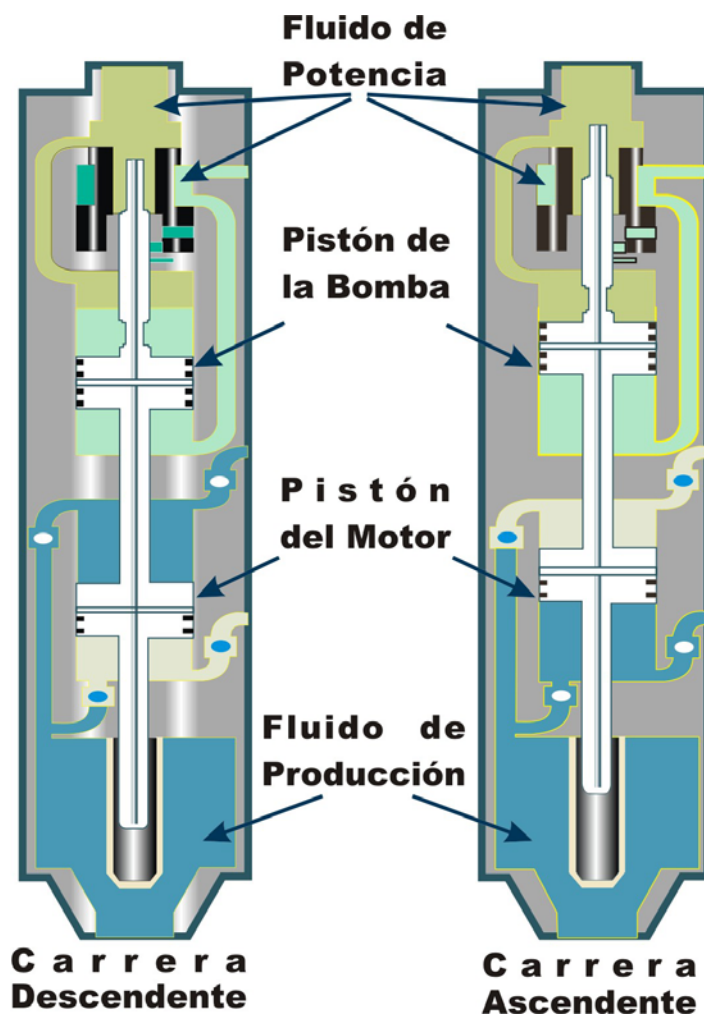


**Fuente:** Los Autores.

Los componentes principales del sistema de HPP son:

- Facilidades para tratamiento y bombeo de fluido motriz en superficie.
- Bomba hidráulica tipo pistón.
- Conductos separados para el transporte del fluido motriz y del fluido producido.

**Figura 30.** Estructura interna de una bomba hidráulica tipo pistón.



Fuente: Los Autores.

Existen opciones de instalación de bombas recuperables con wireline o bombas libres que se recuperan al circular el fluido motriz en contracorriente, los cuales son más comunes. De cualquier forma, la selección depende de factores como el tipo de acceso desde superficie, el costo de operación y la frecuencia programada de las intervenciones a realizar.

### **Ventajas**

- Buena eficiencia volumétrica.
- No requiere de ningún tipo de conexión eléctrica.
- Opciones de recuperabilidad por cable o por circulación de fluido.
- Tasa de producción fácil de ajustar, lo cual, es especialmente útil ante la declinación del pozo.
- Aplicable en pozos profundos y desviados.
- No ocupa grandes espacios en superficie (excepto por el requerido para las facilidades de tratamiento de fluido).
- La fuente de poder para la compresión del fluido motriz puede ser eléctrica o con motor a gas.
- Permite alcanzar muy bajas presiones de fondo.
- Aplicable a completamientos múltiples y a plataformas costa afuera.
- Permite controlar la corrosión en sistemas cerrados y reducción de viscosidad con fluidos calientes en sistemas abiertos.
- Se puede aplicar a altas temperaturas.
- Su diseño permite ser aplicado a grandes profundidades

### **Desventajas**

- Funciona con movimiento mecánico, por lo tanto presenta desgaste y rompimiento de las partes móviles.
- Baja tolerancia a la presencia de sólidos, tanto en el fluido de potencia como en el fluido de producción
- Solo permite manejar tasas de producción de medias a bajas.
- Riesgo de incendio al usar aceite como fluido de potencia y de explosión por las elevadas presiones que se manejan en superficie.
- Requiere de grandes cantidades de aceite para ser utilizado como fluido de potencia, lo que lo hace poco rentable.
- Los costos de operación pueden ser elevados.
- Dificultad para el manejo de gas libre, ya que no puede ser venteado en un completamiento convencional. Para tal fin requiere de un tubing adicional, lo que incrementa los costos.
- Dificultad para el tratamiento de scales por debajo del empaque.
- Dificultad para descubrir fallas en la bomba y para obtener resultados confiables en pruebas de pozo a baja tasa.
- Requiere de dos líneas de tubería, una para el manejo del fluido motriz y otra para el fluido producido.
- Requiere de facilidades para el tratamiento del agua, cuando esta es utilizada como fluido motriz.

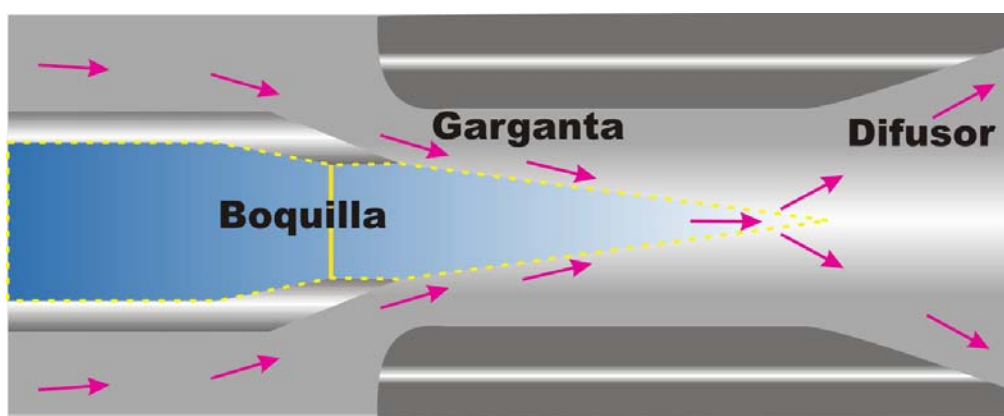
Las bombas hidráulicas tipo pistón permiten alcanzar drawdowns más bajos que los alcanzados por las tipo jet, por lo tanto, en las etapas finales de la producción de un yacimiento, cuando este alcanza presiones de fondo muy

bajas, se pueden reemplazar las bombas tipo jet instaladas por bombas tipo pistón, para aprovechar el completamiento y las facilidades instaladas, y continuar con la explotación del yacimiento bajo las nuevas condiciones, alcanzando un mayor grado de depleción y el tiempo de abandono.

## 2.2.6 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

La bomba hidráulica tipo jet<sup>11</sup> es el método técnicamente más sencillo de todos los sistemas de levantamiento artificial. El sistema 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. (Ver figura 31).

**Figura 31.** Componentes de la bomba hidráulica tipo jet.



**Fuente:** Los Autores.

<sup>11</sup> ADAIR, Paul. Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003.

Los componentes principales de un sistema de bombeo hidráulico tipo jet (*Hydraulic Jet Pumping*, HJP) son básicamente los mismos que para el HPP, con la única diferencia de que en lugar de la bomba de desplazamiento positivo, lleva la bomba tipo jet.

El fluido motriz es bombeado hacia la sección de la boquilla de la bomba. La corriente de fluido de potencia a alta presión es entonces convertida en un chorro de alta velocidad. Este chorro sale de la boquilla y entra en contacto con el fluido producido dentro de la sección de la garganta de la bomba. A medida que los fluidos se mezclan en la sección de la garganta, ocurre una transferencia de impulso (*momentum*) entre el fluido de potencia y el de producción, lo que causa que este último sea transportado hasta la superficie. En la sección del difusor de la bomba, se reduce la velocidad de la mezcla de fluidos, mientras su presión aumenta.

Teniendo en cuenta que la clave en el éxito de este SLA radica en un correcto balance entre la conversión de presión a energía cinética en la boquilla y de energía cinética a presión en la garganta y el difusor, se debe realizar un adecuado diseño y selección del tamaño de estas partes; especialmente en sus diámetros internos, para asegurar una alta eficiencia de funcionamiento del sistema.

Debido, a que las bombas tipo jet no tienen ninguna pieza móvil, son muy seguras de operar. El único factor restrictivo sobre la vida operativa de la bomba es a menudo el equipo auxiliar y el modo de operación en el pozo. El fluido motriz puede ser obtenido, bien sea, de una fuente conveniente de alta presión, tal como un sistema de inyección de agua o de una unidad de bombeo en superficie destinada exclusivamente a este fin.

Generalmente, se utiliza agua (agua de mar o agua producida) o crudo muerto como fluidos de potencia. El fluido motriz puede ser enviado hacia la bomba a través del tubing y regresar con la producción por el anular (a esto se le conoce como circulación normal) o bien se puede hacer en sentido opuesto (circulación inversa).

Usualmente, la bomba es ubicada en profundidad enviándola junto con el fluido de potencia en circulación normal y es recuperada mediante una circulación inversa, aunque existen bombas recuperables mediante wireline.

### **Ventajas**

- No tiene partes sólidas.
- Tolera cierto contenido de sólidos en la sarta de producción y en la de potencia.
- Permite múltiples formas de sentar y recuperar la bomba.
- No tiene problemas con pozos tortuosos o desviados.
- No ocupa grandes espacios en superficie, lo que lo hace aplicable en locaciones semi urbanas y costa afuera.
- Permite aplicar fácilmente tratamientos de inhibición de corrosión y contaminantes, ya que estos pueden ser bombeados junto con el fluido de potencia.
- Buena tolerancia a relaciones gas-liquido relativamente altas (aproximadamente 3000 scf/bbl).
- Costos de reemplazo de las bombas relativamente bajos.
- El fluido de potencia no debe estar tan limpio como en el HPP.

### **Desventajas**

- Baja eficiencia volumétrica (30 a 35 %).
- Requiere de un cierto grado de sumergencia en el fluido de producción.
- El diseño de las facilidades de superficie es más complejo, debido a las líneas de inyección y recolección.
- Transferencia de energía limitada.
- Sensibilidad a la contrapresión del pozo.
- Requiere de sistemas de contingencia para las facilidades de superficie.
- Peligro de incendio al manejar aceite como fluido de potencia y riesgo de explosión por los fluidos a alta presión en superficie.
- La bomba puede presentar cavitación bajo ciertas condiciones.

### **3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES Y COMBINADOS**

Los sistemas de levantamiento artificial convencionales presentados en el capítulo anterior son los más empleados alrededor del mundo, debido principalmente al conocimiento que se tiene de su funcionamiento, la experiencia con que se cuenta para su diseño y operación, y la relativa facilidad con que se consiguen en el mercado las unidades y repuestos utilizados. Sin embargo, con el fin de obtener mejores resultados y poder emplear el levantamiento artificial en un rango de condiciones más amplio se han diseñado una serie de nuevos sistemas como resultado de la modificación o combinación de los sistemas ya conocidos, y que mejoran algunas de las propiedades de los mismos para casos muy particulares.

A continuación se presentan algunos de estos métodos, iniciando por los no convencionales y continuando con los sistemas combinados.

#### **3.1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES.**

Estos sistemas consisten en su mayoría en un sistema convencional modificado, con el fin de adaptarlo a determinadas condiciones de operación o de darle un mayor aprovechamiento a algunas de sus características, aunque también existen algunos que son totalmente diferentes a estos sistemas convencionales.

### 3.1.1. PLUNGER LIFT

El Plunger Lift<sup>12</sup> fue diseñado e implementado inicialmente en los Estados Unidos para la explotación de aproximadamente 120,000 pozos de gas condensado. Es por lo tanto, un sistema de levantamiento para pozos que producen líquidos a bajas tasas (menores a 250 BOPD) con relaciones gas-líquido (GLR) elevadas.

El sistema consiste de un muelle amortiguador en el fondo, un lubricador con conexión en T (Flow Tee), un muelle amortiguador y un receptor en superficie, un controlador para abrir y cerrar el pozo, y por supuesto, un plunger o pistón libre (Ver Figura 32). También requiere de una superficie interna de tubing lisa y un diámetro uniforme.

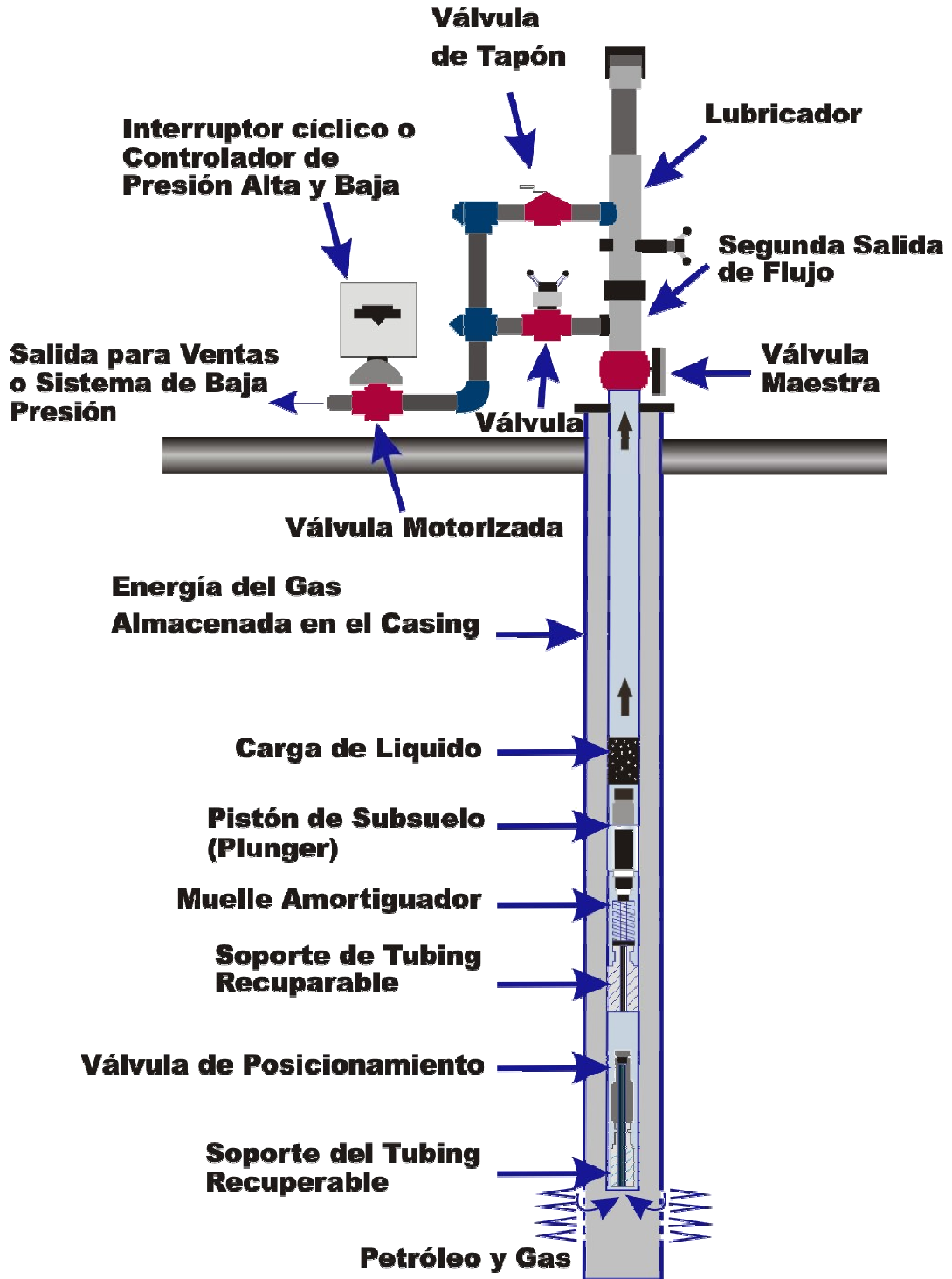
Este método no requiere de energía adicional a la del yacimiento, pero si necesita espacio donde la energía de gas se pueda almacenar para luego ser suministrada al tubing a una tasa alta. Usualmente se utiliza el anular entre el tubing y el casing para este propósito, pero, si el pozo ha sido fracturado, el espacio de la fractura es también una buena opción.

La energía del gas es usada para empujar el pistón, transportando un pequeño bache de líquido hasta la superficie. Después de producir el gas de cola, el pozo se cierra y el pistón cae de nuevo al fondo. El aumento en la presión de gas se inicia de nuevo y el proceso se repite tan pronto como la energía del gas por debajo del pistón sea superior a la carga del fluido por encima de este, tras lo cual, se abre de nuevo el pozo y se repite el ciclo.

---

<sup>12</sup> NIND, T. E. W. Principles of Oil Well Production. New York: McGraw Hill. 1964. 71 a 96 p.

Figura 32. Esquema de un sistema de Plunger -lift.



Fuente: Los Autores.

### **Ventajas**

- Específicamente diseñado para el uso en pozos de baja tasa con problemas de carga de líquido, por ejemplo para remover el líquido de pozos de gas.
- Buena confiabilidad, combinada con un fácil mantenimiento y bajos costos de instalación y operación.
- Fácil de recuperar, sin estructura ni taladro.
- Ayuda a mantener el tubing libre de parafinas y scales.
- Aplicable para pozos con alto GOR.
- Se puede utilizar en conjunto con gas lift intermitente.
- Se puede utilizar incluso sin suministro de energía externa, excepto para la apertura remota de las válvulas.

### **Desventajas**

- Bajas tasas de producción.
- Anular vivo, lo cual representa riesgo en superficie.
- No permite alcanzar la depleción del yacimiento, para lo cual se requeriría de otro sistema.
- Requiere supervisión de ingeniería para una adecuada instalación.
- Peligro para las instalaciones en superficie, asociado a las altas velocidades que puede alcanzar el pistón durante la carrera.
- Se requiere comunicación entre el casing y el tubing para una buena operación, a menos que se use con gas lift.

La habilidad para manejar sólidos es razonablemente buena. Se puede utilizar un pistón tipo cepillo para manejar los sólidos, pero éstos reducen la eficiencia. El pistón también tiende a controlar el crecimiento de escamas y parafinas en la tubería.

Una alternativa común para proveer energía adicional al sistema es instalar el muelle amortiguador inferior encima de un mandril de gas lift.

### **Rango recomendado de operación**

Se requiere de un GOR mínimo de 300 – 400 SCF/BB por cada 1,000 ft de profundidad que se desee levantar, si se espera implementar este sistema sin ningún empuje o gasto de energía adicional.

La desviación máxima del pozo es importante ya que el pistón debe regresar al fondo por la gravedad solamente. La desviación máxima permisible varía entonces con los parámetros de fluido del pozo (especialmente la viscosidad) pero a manera de guía se recomienda una desviación máxima de 35° a 40°.

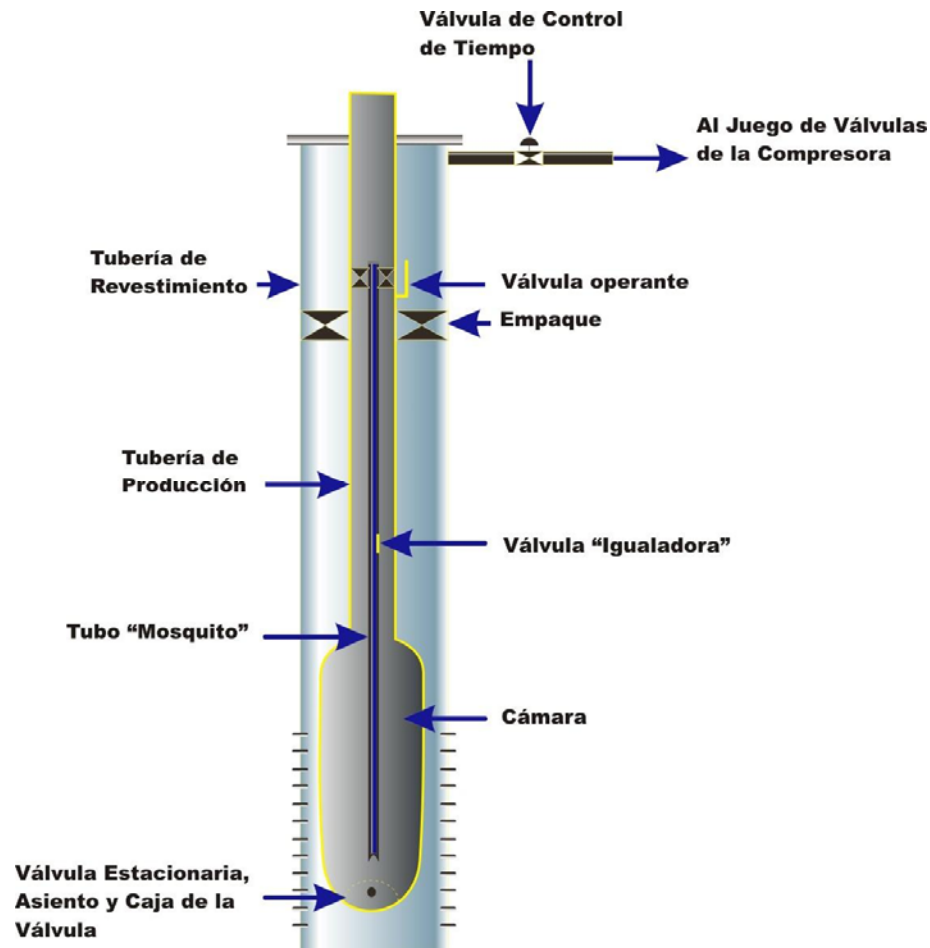
### **3.1.2 CHAMBER LIFT**

El Chamber Lift<sup>13</sup> o Levantamiento con cámara de acumulación es una modificación del Gas Lift, que opera cíclicamente, permitiendo alternadamente el ingreso de crudo a la cámara y la inyección de gas desde superficie para desplazar el crudo acumulado.

---

<sup>13</sup> NIND, T. E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. México: Limusa. 1987. 71 a 95 p.

**Figura 33.** Esquema de instalación para Chamber Lift.



**Fuente:** Los Autores

Las partes esenciales que se requieren en este método de producción artificial son mostradas esquemáticamente en la Figura 33 y la función que cada una desempeña puede ilustrarse por la descripción del ciclo de producción con cámara.

1. Cuando la válvula de control en superficie está cerrada, el pozo produce en la cámara a través del orificio de la válvula estacionaria. La válvula igualadora permite que los niveles del fluido en el interior y exterior del tubo "mosquito" permanezcan iguales. Conforme la producción se

acumula en el interior de la cámara, la contrapresión de la formación aumenta, de manera que la tasa de producción de la formación disminuye constantemente.

2. A un tiempo preseleccionado, el cual, es ajustado mediante un temporizador en superficie en ciclos regulares, se abre la válvula de control y se inyecta gas dentro del espacio anular entre el casing y el tubing arriba del empacador. La presión en el casing se eleva y alcanza finalmente un nivel con el cual la válvula de operación se abre. Así se permite que el gas baje por el espacio anular entre el tubo mosquito (stinger) y el tubing. La válvula igualadora y la válvula estacionaria se cierran bruscamente debido al alto diferencial de presión. El gas impulsa el líquido que está en la cámara hacia el tubo mosquito, el cual a su vez lo introduce dentro del tubing.
3. Para un segundo intervalo de tiempo preseleccionado, la válvula de control se cierra y el bache de líquidos es forzado hacia la superficie por la expansión del gas en el espacio anular entre el casing y el tubing. La presión en el tubing cae, y la válvula de operación se ajusta de tal forma que se cierre en cuanto el bache de líquido alcance la superficie, o inmediatamente después. De esta forma se completa el ciclo.

### **Ventajas**

- Sistema apropiado para pozos con índices de productividad bajos y muy bajos.
- Requiere de bajos costos de instalación y operación.
- Permite la producción de tasas bajas.
- Maneja contenidos de gas y agua relativamente altos, siempre y cuando

los ciclos de apertura y cierre, se manejen cuidadosamente.

### **Desventajas**

- Presenta problemas por la caída o retroceso del fluido que permanece en contacto con las paredes de la tubería tras la salida del bache de crudo (Fallback).
- Requiere de espacio suficiente dentro del revestimiento para la instalación de la cámara de acumulación.
- Su eficiencia disminuye al disminuir la presión estática.

Es importante tener en cuenta que existe una frecuencia óptima de los ciclos de apertura y cierre de las válvulas para una serie de condiciones dadas, la cual, produce la mayor eficiencia del sistema. Para periodos cortos de inyección de gas (aproximadamente de 10 minutos), la frecuencia óptima esta entre los 20 y 40 ciclos por día. Para ciclos más largos (superiores a 25 minutos), la frecuencia óptima se reduce a alrededor de 10 a 20 ciclos por día. En ambos casos, el valor esta directamente relacionado con el IP.

### **3.1.3 BORS (BALANCED OIL RECOVERY SYSTEM).**

En yacimientos con pozos de baja productividad, los sistemas convencionales no resultan económicos para extraer producciones menores de 3 a 4 BOPD, razón por la cual, los operadores se ven en la necesidad de contar con sistemas extractivos de menores costos operativos que puedan reducir los índices económicos de extracción con la finalidad de seguir extrayendo el petróleo rentablemente (menor límite económico).

En la búsqueda de un sistema de extracción alternativo de menor costo operativo, se ha desarrollado el Equipo BORS<sup>14</sup>.

Es considerado una buena alternativa de extracción para utilizar en pozos someros y de muy bajos caudales a un costo operativo menor que los sistemas de extracción convencionales.

### **Funcionamiento**

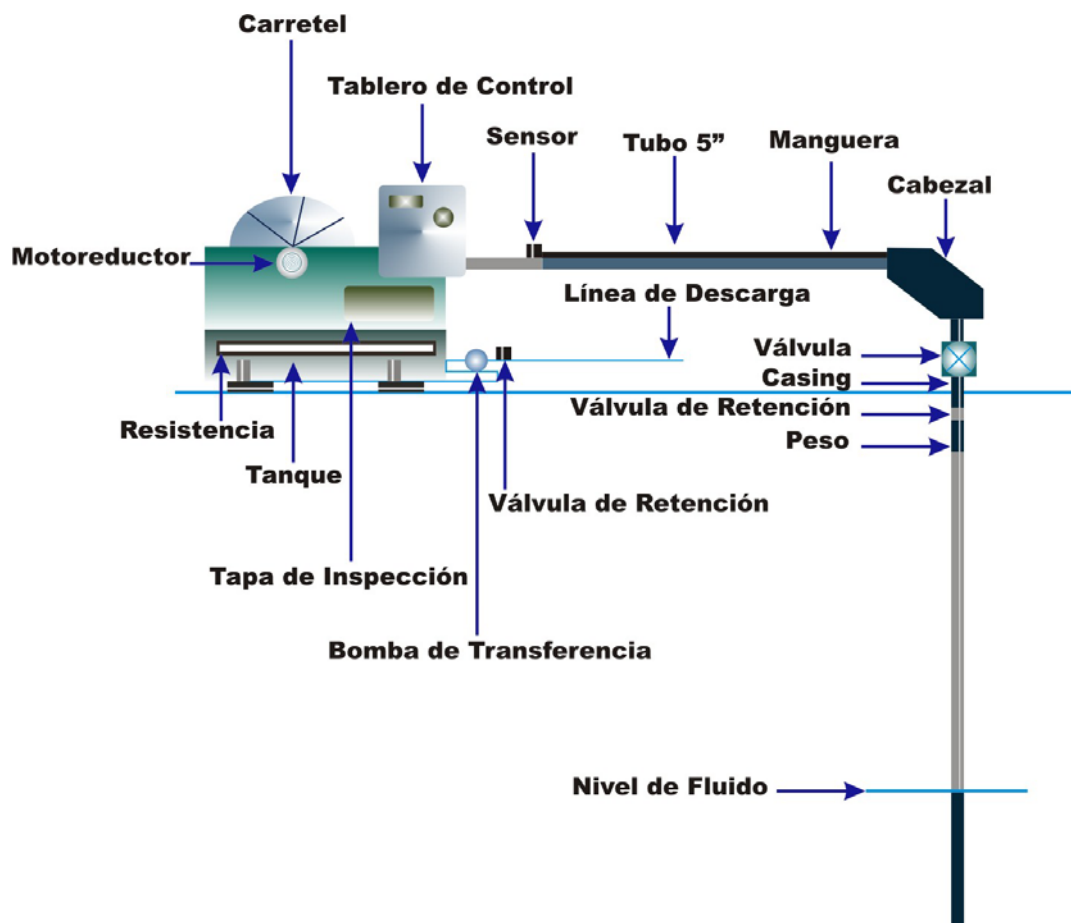
El Equipo BORS es un sistema de extracción de petróleo que no utiliza accesorios convencionales, ya que su instalación se realiza sobre la superficie, directamente conectado al casing.

La extracción se realiza por medio de una manguera que es transportada dentro del casing por medio de una cinta hasta la columna de fluido del pozo. Luego de un cierto tiempo de espera, la manguera es levantada para descargar el fluido dentro del tanque de almacenamiento y enviado a las baterías por medio de una bomba de transferencia.

---

<sup>14</sup> TRUJILLO, G. y GUTIERREZ, Mario. A. Nueva Tecnología de Extracción de Petróleo. Equipo BORS (Balanced Oil Recovery System). V - INGEPET 2005 (EXPL-3-GT-226).

**Figura 34.** Esquema del sistema BORS.



**Fuente:** Los Autores.

### **Componentes del Equipo BORS**

Los principales componentes del Equipo BORS, son los siguientes (Ver Figura 34):

- Tanque de almacenamiento de aproximadamente 2,5 bbls (250 l) de acero inoxidable.

- Carretel enrollador de cinta y cinta de 3200 ft de longitud, de 2 pulg de ancho y 1.2 mm de espesor.
- Manguera de 36 ft con diámetro de 2.5" y 2.25" más pesa de 27 lbs (12 Kg) aproximadamente.
- Sensores de nivel en el tanque.
- Motor reductor de 4 Hp.
- Resistencia de frenado.
- Bomba de transferencia de tornillo con motor de 1 Hp.
- Unidad de Control Computarizada (PLC)
- Unidad de Control Computarizada de mano (MAGELIS).
- Tubo de descarga con sensor de proximidad.
- Tubo de conexión PVC de 30 ft (9 m).
- Cabezal de acero inoxidable.

Las dimensiones del equipo anteriormente descrito están dadas para la implementación en un pozo de 3000 ft de profundidad.

### **Características de Selección del Pozo**

Las características mínimas que debe tener un pozo para que el equipo BORS descrito funcione correctamente son los siguientes:

- Capacidad de extracción máxima de 10 bpd.
- Profundidad de trabajo máxima de 3000 ft.
- Diámetro del Casing mínimo de 4 1/2" el cual no debe tener problemas mecánicos.

- Ideal para pozo con problemas de intervenciones repetitivas de varilleo, con la finalidad de reducir los costos operativos que tienen con el sistema de bombeo mecánico, más aún si son de muy bajas producciones.
- Evitar que el pozo esté ubicado cerca de centros poblados o muy alejados del centro operativo como prevención a los robos.
- Mínima o nula producción de gas, ya que el equipo no capta el gas.

### **Ventajas**

- Bajo riesgo de accidentes e incidentes ambientales, ya que no usa ni altas presiones, ni equipos con partes móviles.
- Fácil para modificar las condiciones de operación según la profundidad y producción del pozo (velocidades de bajada y subida de la manguera y número de ciclos por día).
- Buena alternativa de extracción para pozos someros de bajo aporte productivo.
- Menor inversión inicial por equipamiento con respecto a los otros sistemas de levantamiento.
- Buena alternativa para reducción de costos en pozos con alto índice de pulling, dado que en cada pulling de los pozos someros se gasta un promedio equivalente a la cuarta parte del costo de un equipo BORS nuevo.
- Factible de ser controlado y supervisado a distancia, en vista que cuenta con un PLC como parte del panel de control.
- No requiere intervenciones de varilleo ni fluidos a presión para el levantamiento.
- No usa tubing, ni varillas, que requieran limpieza o reemplazo debido a problemas de parafina, corrosión, etc.
- No usa bombas, ni válvulas.

### **Desventajas**

- Profundidad de trabajo limitada, menor que los otros sistemas de extracción.
- Capacidad extractiva máxima que disminuye con el aumento de la profundidad, debido al mayor tiempo que demandan cada ciclo.
- No es recomendable como equipo portátil por su baja capacidad extractiva.
- Equipos electrónicos del Panel de Control requieren adecuadas protecciones sobre los transitorios.
- Equipamiento es susceptible de ser robado en forma sistemática, debido, a sus pequeñas dimensiones y a que pueden tener aplicación doméstica (válvulas, motores, bombas de transferencia, PLC, mangueras, cintas, etc.).
- No ha sido probado en pozos con casing de diámetro variable con la profundidad (completamiento telescópico), que deban tener mínimo 4.1/2" en el fondo.
- Poco tiempo de aplicación. No se tiene historia sobre el tiempo de vida del equipamiento.

Se tiene conocimiento de equipos BORS que operan a 3000 ft y 5000 ft, y otros que trabajan a menores profundidades. Dado que este es un sistema relativamente nuevo, el costo operativo por profundidad se encuentra aún en evaluación.

### **3.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO COMBINADOS**

Debido a las múltiples limitaciones que presentan los sistemas de levantamiento convencionales y con la finalidad de aprovechar de forma

eficiente las características más favorables de cada uno de ellos, se han diseñado un nuevo tipo de sistemas de levantamiento artificial, conocidos como sistemas combinados, los cuales, como su nombre lo indica, combinan 2 o más sistemas convencionales en una sola instalación. El principio de diseño de estos sistemas se basa en la idea de que al combinar dos sistemas de levantamiento artificial diferentes uno cubrirá las debilidades del otro y viceversa, obteniendo como resultado un conjunto más sólido y con menores limitaciones. Con la combinación de estos sistemas se busca entonces minimizar la energía requerida y maximizar la producción.

Como es bien sabido, la presión del yacimiento declina con el tiempo debido a la extracción de los fluidos. En la medida en que esto sucede, los mecanismos de levantamiento artificial convencional eventualmente fallan en su objetivo de levantar los fluidos desde la cara del pozo hasta superficie y consecuentemente, los pozos mueren. Como las condiciones del yacimiento cambian con el tiempo, los sistemas de levantamiento deben también intentar adaptarse a estos cambios para sostener la tasa de producción adecuada. Una depleción continua del yacimiento causaría en algún momento de la vida productiva del pozo, un nivel suficientemente bajo de  $P_{wf}$  como para hacer ineficiente y antieconómico un levantamiento convencional. Esas situaciones son idealmente apropiadas para practicar diferentes combinaciones de levantamientos.

### **3.2.1 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE CON GAS LIFT**

Los mayores beneficios de combinar estos sistemas de levantamiento artificial son: la reducción de capital inicial y los costos de operación,

optimizando la compresión del gas y los requerimientos eléctricos para reducir la presión de abandono y aumentar el recobro.

Las principales áreas de aplicación incluyen campos maduros y desarrollados, campos con bajo suministro de gas, bajo índice de productividad y pozos profundos.

La combinación de sistemas como Gas Lift y ESP<sup>15</sup> permite mejorar la utilización de las metodologías de levantamiento conocidas.

El completamiento requerido para su instalación se realiza instalando una bomba centrífuga cerca de los intervalos de perforaciones, mientras que los mandriles de Gas Lift son instalados encima de la bomba, a unos 1000 a 3000 ft.

El ESP esta diseñado para levantar los fluidos de baja presión hasta la presión mínima necesitada para un Gas Lift óptimo. Durante la vida del proyecto, se pueden variar las tasas de entregabilidad, las cuales, pueden ser optimizadas continuamente, reduciendo el gasto de energía. Tenemos dos caminos para variar las cantidades de levantamiento artificial. Estas son:

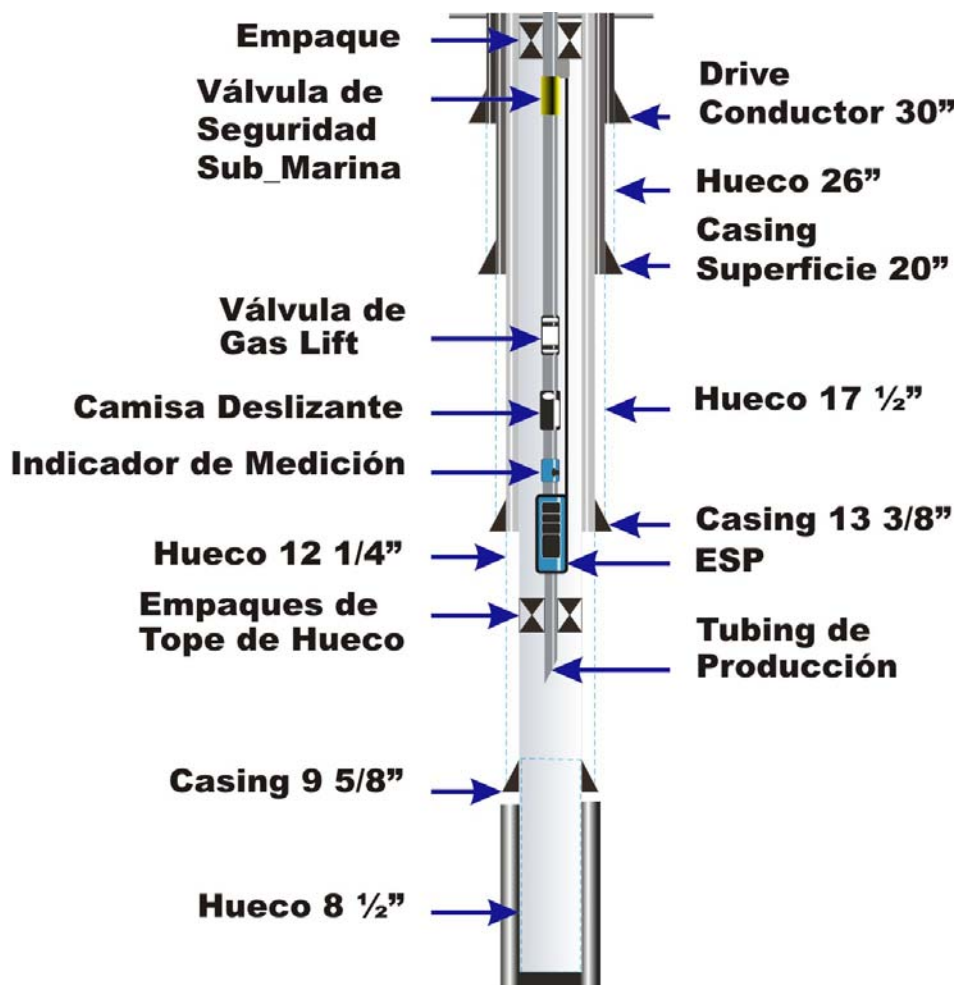
(a) por variación de la velocidad del motor de la bomba centrífuga

---

<sup>15</sup> **HERRERA, D. Cristóbal. y ORTIZ, S. Juliana.** Estudio para la implementación de un Sistema de Levantamiento Artificial Combinado de Bombeo Electrosumergible y Levantamiento Neumatico: Electrogas. Aceip.2002.

(b) cambiando la cantidad de inyección de Gas Lift.

**Figura 35.** Diagrama del completamiento típico para un sistema combinado de bombeo electro sumergible y gas lift.



**Fuente:** Los Autores.

La combinación de estas prácticas puede aumentar el ciclo de vida del equipo, que de por sí es bastante costoso.

El principal beneficio de la combinación de estos sistemas es la reducción en tamaño y volumen del ESP y en requerimientos del Gas Lift<sup>16</sup>. Los tamaños del equipo ahora son reducidos (cable y motores), así que la inversión en las facilidades de superficie y los costos de mantenimiento son menores.

Los beneficios de implementar esta tecnología incluyen:

- Operación: optimización de la compresión del gas y los requerimientos de electricidad.
- Económicamente: reducción en la presión de abandono
- Ingeniería de yacimientos: reducción en la presión de abandono y posibilita recobros más altos.

Las principales áreas de aplicación de este sistema son los campos con baja presión de entrada y pozos profundos.

### **Ventajas**

- Bajo requerimiento de gas para levantamiento y menor tamaño de unidad de bombeo electro sumergible.
- Largos ciclos de vida, bajos costos de operación.
- Bajas presiones de abandono.

---

<sup>16</sup> SAPUTELLI, L. Combined Lift Artificial System – An Innovative Approach. SPE. 39041. 1997

### **Desventajas**

- Se requiere compresión del gas en la facilidad y suministro de energía eléctrica.

El ESP es efectivo para levantar fluidos cuando la presión los yacimientos es muy baja pero la productividad es buena. El Gas Lift por su parte, es un método efectivo para pozos con buen mantenimiento de presión, bajos cortes de agua, y tiene bajos costos de mantenimiento a través de la vida del pozo. El levantamiento artificial combinado puede ayudar a minimizar la energía total requerida en un orden de 15 a 20%. Este sistema combinado puede ayudar a optimizar los requerimientos de facilidades en superficie, reducir los gastos de capital y costos de operación.

### **3.2.2 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE POR CAVIDADES PROGRESIVAS - ESPCP**

Este sistema de bombeo (ESP) <sup>17</sup>, es similar al método de bombeo electro sumergible descrito en el capítulo anterior, con la diferencia de que en lugar de la bomba centrífuga, se utiliza una bomba de cavidades progresivas. Opera de manera muy similar al bombeo electro sumergible, pero con algunas diferencias, tales como:

- La bomba es de cavidades progresivas y no centrífuga.
- Se requiere una caja de velocidades con reductor para acomodar la velocidad del motor a los requerimientos de menor velocidad de la bomba

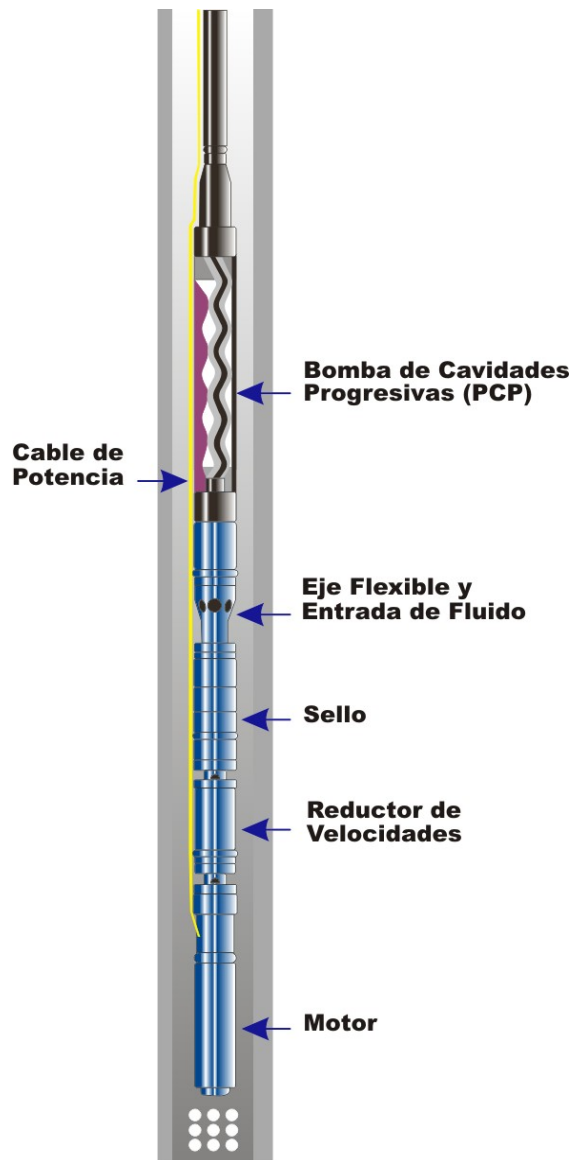
---

<sup>17</sup> ADAIR, Paul. Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003.

de cavidades progresivas.

- Una junta o eje flexible es requerida debido a la excentricidad de la bomba de cavidades progresivas.

**Figura 36.** Esquema del equipo de subsuelo utilizado para el sistema Bombeo electro sumergible con cavidades progresivas.



**Fuente:** Los Autores.

La configuración de la herramienta de subsuelo es la mostrada en la Figura 36, mientras que el equipo de superficie es, en efecto, el mismo que el utilizado para el bombeo electro sumergible.

Debido a que la aplicación principal para el ESPCP es la producción de crudos pesados, en general, el manejo de gas no será un problema, debido a las bajas cantidades de gas asociadas a estos tipos de crudos; de cualquier forma, el ESPCP pueden manejar cantidades limitadas de gas libre sin dificultad, aunque se pueden instalar separadores de gas en fondo, si lo que se desea es maximizar la eficiencia del sistema.

Preferiblemente, se debe utilizar una bomba de cavidades progresivas multi-lóbulo, es decir, con más de dos cavidades por sección transversal, con el fin de reducir la vibración y, de esta forma, aumentar vida útil de la caja de velocidades y el motor, al mismo tiempo que se consiguen tasas de producción más altas.

### **Ventajas**

- Buena tolerancia a la arena.
- Alta eficiencia (mayor al 70 %).
- No esta afectado por la desviación.
- Buena recolección de datos relacionados con el sistema.
- Buen manejo de crudos pesados.
- Es un sistema fácil de operar.

### **Desventajas**

- Tiene un menor tiempo de espera entre fallas (MTBF) que el bombeo electro sumergible.
- Riesgo de fallas en el cable eléctrico.
- Se requiere de taladro o estructura en caso de falla del sistema.
- Rata limitada (hasta 2500 en casing de 4 ½ pulgadas).

Con el fin de eliminar algunas de estas dificultades, la industria ha trabajado en nuevas opciones, tales como la utilización de bombas recuperables con coiled tubing o wireline, lo que eventualmente eliminaría la utilización de un taladro o una estructura para reemplazar las bombas en caso de falla.

#### **4. SCREENING DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO**

Un screening es una recopilación de datos, donde se muestra de forma explícita el rango para el cual se deberá aplicar una propiedad o se cumplirá una determinada condición. Para el presente caso, representa la jerarquización de las variables bajo las cuales se analizarán los Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA) y los rangos de aplicación para cada uno de ellos.

Este screening se basa esencialmente en los SLA empleados con mayor frecuencia en la industria; entre ellos tenemos a los SLA convencionales (Bombeo Mecánico, Bombeo Electro Sumergible, Bombeo por Cavidades Progresivas, Bombeo Hidráulico Tipo Pistón y Tipo Jet Y Gas Lift) y a los SLA combinados (Bombeo Electro Sumergible con Gas Lift y Bombeo Electro Sumergible con Bombeo por Cavidades Progresivas).

Los SLA no convencionales como BORS, Plunger Lift y Chamber Lift no serán considerados en este screening y por ende en el desarrollo de la metodología, debido a la escasa cantidad de datos que se pueden encontrar en la literatura, al poco conocimiento que se tiene acerca de ellos y considerando que han sido diseñados e implementados precisamente para casos muy particulares, por lo que se dificulta encontrar patrones típicos de comparación respecto a los demás métodos. En todo caso, la metodología planteada ofrece un amplio rango de alternativas de solución para todo tipo de requerimientos de campo, por lo que la omisión de estos tres SLA no

infiere en la calidad y pertinencia de los resultados a los que se pueda llegar en la selección de un sistema específico.

A continuación, se presenta el screening realizado durante esta investigación para cada uno de los sistemas de levantamiento artificial, el cual será empleado más adelante en el desarrollo de la metodología de selección.

Para realizar este proceso se seleccionaron una serie de variables y características técnicas propias de cada sistema de levantamiento, las cuales fueron sometidas a un proceso de refinamiento a partir de información consultada en textos de referencia, artículos técnicos y trabajos de grado dedicados al área del levantamiento artificial, y validadas finalmente a través de la comparación y semejanza entre todos los datos recopilados.

El screening realizado para cada método partió del agrupamiento de variables en tres grandes conjuntos. Estos grupos son:

- Características de yacimiento, producción y pozo.
- Características de los fluidos producidos.
- Características de las facilidades de superficie.

Para cuantificar el grado de aplicación de cada método de levantamiento bajo determinadas condiciones, se estipuló una catalogación cualitativa a partir de los rangos en que mejor se desempeñan cada uno de estos métodos. Esta denominación se describe a continuación:

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.

Para dar a conocer los rangos de aplicación de las diferentes variables que se tuvieron en cuenta en el análisis y posterior evaluación de los SLA mencionados con anterioridad, a continuación se presentan una serie de tablas que contienen un resumen completo de la investigación llevada a cabo por este trabajo de grado.

#### 4.1. LEVANTAMIENTO MECÁNICO

Unas de sus principales ventajas se deben al manejo de fluidos de alta viscosidad y su resistencia a altas temperaturas de operación, aún cuando es el SLA más sensible a la corrosión. El factor de mayor importancia que generalmente motiva a los ingenieros de producción a seleccionar el Bombeo Mecánico como alternativa de levantamiento, es la vasta experiencia de campo con que se cuenta para su instalación, operación y mantenimiento.

**Tabla 6.** Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Mecánico.

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	1 a 2500
Tamaño de Casing (In ID)	>9 5/8	2 3/8 y 9 5/8	7		5 1/2	4 1/2
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: Los Autores.

**Tabla 7.** Características de los fluidos producidos para Bombeo Mecánico.

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: Los Autores

**Tabla 8.** Características de las facilidades de superficie para Bombeo Mecánico.

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: Los Autores.

#### 4.2 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

La principal ventaja del ESP es sin duda alguna la facilidad que tiene para levantar elevadas tasas de producción, lo que hace que este SLA sea muy atractivo incluso cuando otras condiciones existentes sean desfavorables, como por ejemplo, BS&W muy altos.

**Tabla 9.** Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Electro Sumergible.

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 50001 a 60000	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: Los Autores.

**Tabla 10.** Características de los fluidos producidos para Bombeo Electro Sumergible

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
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: Los Autores.

**Tabla 11.** Características de las facilidades de superficie para Bombeo Electro Sumergible

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

Fuente: Los Autores.

### 4.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

Este sistema se ha caracterizado por presentar un muy buen manejo tanto de crudos pesados y viscosos, como por una alta tolerancia al contenido de sólidos. Este sistema se ha caracterizado por presentar un muy buen manejo tanto de crudos pesados y viscosos, como por una alta tolerancia al contenido de sólidos.

**Tabla 12.** Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Cavidades Progresivas

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: Los Autores.

**Tabla 13.** Características de las propiedades de los fluidos producidos para Bombeo Cavidades Progresivas

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: Los Autores.

**Tabla 14.** Características de las facilidades de superficie para Bombeo Cavidades Progresivas

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

Fuente: Los Autores.

#### 4.4 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN

Es el segundo SLA que puede ser implementado a grandes profundidades, ya que resiste elevadas temperaturas gracias a las características de los materiales con los que esta diseñado. Su principal limitación se debe al contenido de arena abrasiva presente en el fluido de producción.

**Tabla 15.** Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos			1		2	>2
Tasa de Producción (BPD)	>15000	10001 a 15000	3001 a 10000	1 a 50 y 1501 a 3000	51 a 100 y 601 a 1500	101 a 600

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Profundidad del pozo (ft)	1 a 2000 y >20000	2001 a 5000	5001 a 7500	7501 a 10000	10001 a 12000 y 15001 a 20000	12001 a 15000
Tamaño de casing (In ID)	>9 5/8	9 5/8	7	5 1/2	4 1/2	2 3/8
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)			21 a 90		11 a 20	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/100ft)	>60	31 a 60	16 a 30	11 a 15	4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600	251 a 550		1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)			14 a 50	51 a 100	101 a 300 y > 800	301 a 800
Tipo de completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de Recobro			Secundario y Terciario		Primario	

Fuente: Los Autores.

**Tabla 16.** Características de las propiedades de los fluidos para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW		61 a 100	36 a 60	21 a 35	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (cp)	>2000	1001 a 2000	501 a 1000	301 a 500	0,1 a 1 y 51 a 300	1 a 50

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Presencia de fluidos corrosivos		Si				No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>150		71 a 150	11 a 70	3 a 10	0 a 2
GOR (scf/stb)	>500	351 a 500	221 a 350	121 a 220	31 a 120	0 a 30
Presencia de Contaminantes		Severa	Media	Leve		Nula
Tratamiento Aplicado			Ácidos	Sin tratamiento	Solventes	Inhibidores

Fuente: Los Autores.

**Tabla 17.** Características de las facilidades de superficie para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

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

Fuente: Los Autores.

#### 4.5 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

Es el sistema que se aplica a mayor profundidad, posee una gran capacidad en el manejo altas tasas de fluido y se puede aplicar a pozos con alto grado de desviación. Se ve seriamente afectado por la presencia de arena.

**Tabla 18.** Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Hidráulico Tipo Jet

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos			1		2	>2
Tasa de Producción (BPD)	>15000	10001 a 15000	1 a 50 y 2001 A 10000	51 a 100 y 1001 a 2000	101 a 150 y 501 a 1000	151 a 500
Profundidad del pozo (ft)	1 a 2000 y >20000	2001 a 5000	5001 a 7500	7501 a 10000	10001 a 12000 y 15001 a 20000	12001 a 15000
Tamaño de casing (In ID)	>9 5/8	9 5/8	7	5 1/2	4 1/2	2 3/8
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)			21 a 90		11 a 20	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/100ft)	>60	31 a 60	16 a 30	11 a 15	4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600		251 a 550	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	501 a 1000
Tipo de completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de Recobro			Secundario y Terciario		Primario	

Fuente: Los Autores.

**Tabla 19.** Características de las propiedades de los fluidos para Bombeo Hidráulico Tipo Jet

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW		61 a 100	36 a 60	21 a 35	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (cp)	>1000	801 a 1000	501 a 800	201 a 500	0,1 a 1 y 11 a 200	1 a 10
Presencia de fluidos corrosivos			Si			No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>200		101 a 200	11 a 100	3 a 10	0 a 2
GOR (scf/stb)	>500	401 a 500	301 a 400	201 a 300	101 a 200	0 a 100
Presencia de Contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamiento Aplicado			Ácidos	Sin tratamiento	Inhibidores	Solventes

Fuente: Los Autores.

**Tabla 20.** Características de las facilidades de superficie para Bombeo Hidráulico Tipo Jet

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

Fuente: Los Autores.

#### 4.6 GAS LIFT

La alta relación gas/aceite es uno de sus principales requerimientos para su buen funcionamiento, maneja altas tasas de fluido y se ve seriamente afectado por diámetros de casing pequeños que impiden una buena instalación de la tubería y las válvulas.

**Tabla 21.** Características de yacimiento, producción y pozo para Gas Lift.

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: Los Autores.

**Tabla 22.** Características de las propiedades de los fluidos para Gas Lift

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: Los Autores.

**Tabla 23.** Características de las facilidades de superficie para Gas Lift

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

Fuente: Los Autores.

#### 4.7 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE CON GAS LIFT.

No se aconseja aplicarlo para caudales bajos por los altos costos en la compresión del gas, presenta una gran flexibilidad para su implementación en pozos desviados, no soporta temperaturas muy elevadas debido a las características propias del cable y necesita de una caja de venteo si el GOR es alto.

**Tabla 24.** Características de yacimiento, producción y pozo para la combinación de ESP con Gas Lift.

VARIABLE	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos	1		2 a 10		11 a 20	>20
Tasa de Producción (BPD)	1 a 100 y >70000	101 a 200	201 a 300 Y 60001 a 70000	301 a 800 Y 35001 a 60000	801 a 8000 y 25001 a 35000	8001 a 25000
Profundidad del pozo (ft)	>15000	12501 a 15000	10001 a 12500	7501 a 10000	5001 a 7500	1 a 5000
Tamaño de casing (In ID)	2 3/8		4 1/2	5 ½	7	>7
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)	>80		71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/100ft)		>70	51 a 70	31 a 50	11 a 30	0 a 10
Temperatura (°F)	>450	351 a 450	326 a 350	251 a 325	1 a 70 Y 151 a 250	71 a 150

VARIABLE	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)				14 a 200	201 a 400	>400
Tipo de completamiento	Múltiple					Simple
Tipo de Recobro		Secundario	Terciario			Primario

Fuente: Los Autores.

**Tabla 25.** Características de las propiedades de los fluidos para ESP con Gas Lift.

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)	>800	201 a 800	101 a 200	51 a 100	11 a 50	0,1 a 10
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 y Media	Leve		Nula
Tratamiento Aplicado		Ácidos	Solventes Inhibidores			Sin tratamiento

Fuente: Los Autores.

**Tabla 26.** Características de las facilidades de superficie para ESP con Gas Lift.

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

Fuente: Los Autores.

#### 4.8 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE CON BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS.

No es aplicable a tasas inferiores de 5 BPD por dos razones: la primera debida a su diseño y segundo por los altos costos de operación y mantenimiento. Las altas temperaturas impiden su implementación debido a la rápida degradación del elastómero.

**Tabla 27.** Características de yacimiento, producción y pozo para la combinación de ESP con PCP

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 2801 a 3500	101 a 1500 y 2501 a 2800	1501 a 2500

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Profundidad del pozo (ft)	>14000	11001 a 14000	9001 a 11000	7001 a 9000	4001 a 7000	1 a 4000
Tamaño de casing (In ID)	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	>7
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)	>80		71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/100ft)			>10	9 a 10	4 a 8	0 a 3
Temperatura (°F)	>350	281 a 350		251 a 280	1 a 70 Y 151 a 250	71 a 150
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: Los Autores.

**Tabla 28.** Características de las propiedades de los fluidos para ESP con PCP

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)	>10000	0 a 100 Y 8001 a 10000	101 a 500 Y 6501 a 8000	501 a 1000 Y 5001 a 6500	1001 a 4000	4001 a 5000
Presencia de fluidos corrosivos		Si				No
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>8000	5001 a 8000	451 a 5000	151 a 450	41 a 150	0 a 40

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
GOR (scf/stb)	>600	351 a 600		201 a 350	51 a 200	0 a 50
Presencia de Contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamiento Aplicado		Solventes	Ácidos	Inhibidores		Sin tratamiento

**Fuente:** Los Autores.

**Tabla 29.** Características de las facilidades de superficie para ESP con PCP

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

**Fuente:** Los Autores.

## 5. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN

Partiendo del screening expuesto en el capítulo anterior, se procede a continuación a presentar paso a paso la metodología desarrollada para la evaluación y selección del método de levantamiento más adecuado para determinadas necesidades y condiciones de operación de un pozo o campo petrolero. Esta metodología se sustenta como una secuencia ordenada y sistemática para cumplir con el objetivo principal trazado al inicio del estudio.

En primera instancia se comparan los datos del caso a evaluar con los rangos del screening expuesto en el capítulo previo; de acuerdo al grado de concordancia entre cada dato ingresado y cada método, se le asigna un puntaje clasificatorio a cada variable de referencia. Seguidamente se realiza una ponderación a partir de la relación entre el puntaje obtenido, con el porcentaje o grado de influencia asignado a cada variable (no se le asigna el mismo grado de importancia por ejemplo a la tasa de producción que al tipo de locación). Una vez concluida esta etapa, se consolida la ponderación, las limitaciones y las no viabilidades y se ordenan los sistemas de levantamiento de acuerdo a esta consolidación. Finalmente, se presentan los sistemas ordenados de mayor a menor grado de aplicación y los valores de ponderación, limitación y no viabilidad que condujeron a tal decisión. Teniendo en cuenta que la cantidad de datos que se manejan durante la aplicación de esta metodología es alta, y que por ende se ha de producir también un elevado número de cálculos y comparaciones, se hace necesaria la utilización del ordenador para el manejo de esta información. Por esta razón, se incluyen dentro de cada etapa de la metodología las aclaraciones respectivas en cuanto al manejo informático y analítico de dicha información, tales como los vectores y matrices para el almacenamiento de datos,

procedimientos iterativos y de selección, cálculos realizados e información presentada.

## 5.1 INFORMACIÓN REQUERIDA

Para la aplicación de la metodología desarrollada se requiere del conocimiento de las variables expuestas en la figura 37. Los datos ingresados se almacenan en una matriz llamada “*Eval*”, la cual, posee en su primera columna, los nombres internos de las variables, y en la segunda, el espacio en blanco para los datos ingresados. Por su estructura, permite el fácil acceso a la información de entrada, a través de un sistema de referencias a sus posiciones.

**Figura 37.** Matriz de evaluación “*Eval*”.

	Eval	(Variable Asociada)
Q	0	Tasa de producción (BPD)
Nw	1	Numero de pozos
Dep	2	Profundidad pozo (ft)
Csg	3	Tamaño de Casing (in ID)
Inc	4	Grado de Inclinación pozo (° con respecto a la vertical)
Dog	5	Severidad del Dogleg (ft/100ft)
Pwf	6	Presión de fondo fluyendo (psi)
T	7	Temperatura (°F)
Comp	8	Tipo de completamiento
Recov	9	Tipo de recobro (1rio - 2rio - 3rio)
BSW	10	BS&W (%)
Visc	11	Viscosidad del fluido producido (cp)
Fcor	12	Presencia de fluidos corrosivos
Sand	13	Contenido de arena abrasiva (ppm)
GOR	14	GOR (scf/stb)
Cont	15	Presencia de Contaminantes
Treat	16	Tratamientos Aplicados (Inhib. - Solv. - Acidos)
Loc	17	Tipo de Locacion
Ener	18	Energia Electrica
Space	19	Espacio

**Fuente:** Los Autores.

Como se puede observar en la Figura 37, para cada variable incluida en el screening se ha asignado una posición fija dentro de la matriz “Eval”, y también se ha asignado una abreviatura, la cual permitirá referenciar dicha variable de forma más rápida dentro de la metodología.

El número total de variables requeridas es 20 y se recomienda utilizarlas todas para alcanzar un mayor grado de certeza en el resultado obtenido, ya que si bien se ha desarrollado un sistema flexible que permite la omisión de algunos datos de entrada, es aconsejable incluir la mayor cantidad posible de variables para así lograr un menor grado de incertidumbre.

## 5.2 EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

Para cada uno de los rangos definidos en el screening del capítulo anterior se asignó por convención un valor numérico entre 0 y 5 que lo identifica y que a la vez permite comparar el desempeño de un sistema con respecto a los demás mediante la cuantificación del desempeño frente a cada variable en particular. Tales Estos rangos se presentan en la Tabla 30.

**Tabla 30.** Valores numéricos de los rangos del screening.

Rango	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Valor Numérico	0	1	2	3	4	5

**Fuente:** Los Autores

De esta forma, se le asigna un valor numérico a los diferentes rangos establecidos, lo cual, será de gran utilidad en la etapa de ponderación.

Utilizando la información del screening y los valores numéricos de la tabla anterior, se ha elaborado una tabla llamada **“Parametros”**, que contiene los rangos de clasificación de las propiedades para cada sistema de levantamiento artificial y los valores numéricos correspondientes a cada rango, con el objeto de facilitar la comparación de estos datos con los del caso de interés, especialmente a nivel de programación. Contiene también la asignación del nivel de influencia para cada tipo de variable a través de porcentajes, y el número de identificación de la clase a la cual pertenece cada una de estas. La importancia de estos dos valores se describe más adelante. La estructura de la tabla **“Parametros”** es tan extensa que se dificultaría enormemente mostrarla completa en este punto. Se muestra parcialmente en la Figura 38, para permitir familiarizarse con ella, y se presenta en toda su extensión en el Anexo A.

**Figura 38.** Tabla “Parametros” (Fragmento).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Clase	Propiedad	% Base	No Viable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
2		Ponderacion		0	1	2	3	4	5
3	1	Q	10,5	100	500	1000	5000	10000	15000
4	2	Nw	4,5	1		15		25	10000
5	1	Dep	10,5			2500	7500	10000	15000
6	2	Csg	4,5	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	> 7
7	3	Inc	2,5						30
8	3	Dog	2,5						50
9	2	Pwf	4,5	500	650	850	1000	2000	10000
10	2	T	4,5					100	150
11	3	Comp	2,5				Múltiple		Simple
12	2	Recov	4,5	Secundario		Terciario			Primario
13	1	BSW	10,5						10
14	2	Visc	4,5		10	20	30	40	70
15	3	Fcor	2,5					Si	No
16	2	Sand	4,5						200
17	1	GOR	10,5	50	150	500	1000	5000	100000
18	2	Cont	4,5				Asfaltenos	Scales	Sin Contaminante
19	3	Treat	2,5		Ácidos	Inhibidores			Sin Tratamiento
20	2	Loc	4,5		Remotos			Costa Adentro	Costa Afuera
21	3	Ener	2,5				Comprada		
22	3	Space	2,5			Si			No
23									

**Fuente:** Los Autores.

Para determinar el desempeño que tendría un sistema de levantamiento a determinadas condiciones de operación, se toman las variables del caso a evaluar como: Tasa de producción, profundidad del pozo, etc. que se encuentran almacenadas en la matriz “*Eval*”, se comparan con los rangos establecidos previamente en el screening, y según el rango al cual pertenezcan se le asigna el valor numérico correspondiente. Dicho valor es almacenado en una matriz llamada “*Puntaje*”, en la cual, las filas representan las variables a evaluar y las columnas los sistemas de levantamiento. Como se puede observar en la Figura 39, las variables de evaluación conservan el mismo orden y posicionamiento tanto en la matriz “*Eval*” como en la matriz “*Puntaje*”, lo cual facilita la comparación de datos, puesto que una variable cualquiera ocupará siempre la misma posición sin importar cual sea el arreglo sobre el que se esté trabajando.

**Figura 39.** Matriz “*Puntaje*”.

		Metodos de levantamiento							
		MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPCP	ESPGL
		0	1	2	3	4	5	6	7
Variables	Q	0							
	Nw	1							
	Dep	2							
	Csg	3							
	Inc	4							
	Dog	5							
	Pwf	6							
	T	7							
	Comp	8							
	Recov	9							
	BSW	10							
	Visc	11							
	Fcor	12							
	Sand	13							
	GOR	14							
	Cont	15							
	Treat	16							
	Loc	17							
	Ener	18							
	Space	19							

**Fuente:** Los Autores.

Para la implementación de esta etapa comparativa a nivel de programación se utilizó un esquema de decisiones sucesivas (“IF” anidados), tanto para rangos continuos como para valores discretos. Para una mayor información acerca de este esquema, refiérase a los Anexos B a L, donde se expone la metodología completa mediante diagramas de flujo.

### **5.3 ASIGNACIÓN DE PORCENTAJES A LAS VARIABLES DE EVALUACIÓN.**

Para la asignación de los porcentajes a cada variable se tuvieron en cuenta los siguientes análisis:

En primera instancia, se determinó que todas las variables serian clasificadas entre tres grupos, dependiendo de la importancia y disponibilidad que se tiene de cada una de estas al momento de implementar un sistema de levantamiento artificial. Dicha clasificación es descrita a continuación:

- Clase 1: “Variables Determinantes”; son aquellas que tienen una mayor influencia sobre las demás variables y sobre la selección del sistema de levantamiento como tal, dado que no es viable adaptarlas o cambiarlas a una condición en particular por razones físicas y económicas. En la tabla **“Parametros”** (Ver Figura 38) se identifican con el número “1”. Esta clase esta conformada por 4 variables: Tasa de flujo, Profundidad, BSW y GOR.
- Clase 2: “Variables Limitantes”; son aquellas que delimitan la eficiencia y el funcionamiento de un sistema de levantamiento y resaltan las

fortalezas y debilidades de un sistema con respecto a otro. A esta clase se han asignado 9 variables y se identifican dentro de la tabla “Parámetros” con el número “2”. Estas nueve variables varían de un sistema de levantamiento a otro.

- Clase 3: “Variables Complementarias”; son aquellas que si bien no son críticas en el proceso de selección, si ayudan a tener un mayor grado de confiabilidad con respecto a la decisión final. Dentro de esta clase se incluyen las 7 variables que completan el total de 20 establecidas inicialmente, y su número de identificación en la tabla “**Parametros**” es el “3”. Al igual que las variables de la Clase 2, varían de un sistema a otro.

Para poder estimar el valor numérico en términos porcentuales para cada categoría de variables, es necesario hacer un estudio exhaustivo de una cantidad considerable de casos de campo. Para este fin, se tomaron como referencia los ejemplos propuestos por autores como Brown<sup>18</sup>, Bucaram<sup>19</sup> y Kahali<sup>20</sup>, entre muchos otros. El procedimiento utilizado en esta etapa para definir con mayor certeza los porcentajes mas apropiados, se fundamentó en el método de prueba y error, y en el análisis de resultados. Es decir, se seleccionaban e introduce en el sistema una serie de datos de un caso citado en alguno de estos estudios, se hace una evaluación preliminar para ver cual es el SLA que mejor se ajusta a dichas condiciones. Dependiendo de la coherencia entre los resultados del sistema y el ejemplo de campo, se modificaba la asignación del valor dado a una o más variables y de esta forma, se observa la forma en que se ve afectada la selección, a raíz de

---

<sup>18</sup> **BROWN**, Kermit E. Overview of Artificial Lift. Society of Petroleum Engineers. N° 09979.

<sup>19</sup> **BUARAM**, S. M. Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial Lift Methods. Society of Petroleum Engineers. N° 24843.

<sup>20</sup> **KAHALI**, K. Artificial Lift Methods for Marginal Fields. Society of Petroleum Engineers. N° 21696.

dichos cambios. El mismo procedimiento se utilizó para múltiples casos. Posteriormente se hizo un análisis de la frecuencia con que cada variable era tomada como referencia para la selección de cada SLA, lo que permitió cuantificar la importancia relativa que tiene cada variable con respecto a las demás. A partir de esta cuantificación, se hizo distribución de porcentajes por clases, de acuerdo a la importancia y relevancia de las variables pertenecientes a cada grupo, de la siguiente forma:

- Clase 1: 42 %, sobre una base del 100 %, la cual representa la totalidad de los casos en los cuales, por lo menos una de las variables contempladas en la presente metodología fue utilizada como criterio de selección.
- Clase 2: 40,5 %, sobre la base del 100 %.
- Clase 3: 17,5 %, sobre la misma base, con lo cual se verifica que los tres porcentajes asignados sumen entre sí, el 100 % esperado.

Finalmente se estableció que todas las variables pertenecientes a una misma clase, tendrán la misma importancia relativa, razón por la cual, la distribución interna del porcentaje dentro de cada clase debe ser equitativa, obteniéndose como resultado los siguientes porcentajes iniciales por variables:

- Variable Clase 1: 10,5 % (4 variables = 42 %).
- Variable Clase 2: 4,5 % (9 variables = 40,5 %).
- Variable Clase 3: 2,5 % (7 variables = 17,5 %).

En la medida en que los sistemas de levantamiento artificial presentan principios de operación diferentes, es de esperarse que las diversas variables tengan también grados de influencia diferentes para la selección entre un sistema y otro, razón por la cual las variables asignadas a las clases 2 y 3 podrán cambiar de una clase a otra dependiendo del método de levantamiento a evaluar. Por otra parte, dada la importancia generalizada de las variables de la clase 1, estas serán siempre las mismas para todos los sistemas de levantamiento. En el Anexo A, se detalla para cada sistema de levantamiento, el grupo al que pertenece cada variable y los porcentajes asignados a cada una de ellas.

De esta forma los valores de porcentaje asignados para cada variable dentro de cada sistema, se almacenan en una matriz llamada "*Porcentaje*", con la misma estructura de la matriz "*Puntaje*" y cuyos valores iniciales son tomados de la tabla "*Parametros*".

#### **5.4 FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA**

Teniendo en cuenta que en muchos casos el usuario puede no conocer todas las variables requeridas por el sistema o simplemente desea ignorar una o más de ellas para la evaluación por no poseer estudios o pruebas de campo suficientemente claros y confiables, se consideró dar un cierto grado de flexibilidad a la metodología, al permitir que se realice una selección omitiendo algunas de las variables.

Esta omisión puede ser de una o más variables, aunque supondría una inconsistencia respecto a la asignación de los porcentajes de las variables,

puesto que un determinado porcentaje no estaría siendo considerado en la toma de la decisión final.

Pasa superar este inconveniente, el presente trabajo se ha apoyado en una estrategia de estadística aplicada, muy usada en el área de análisis y toma de decisiones bajo riesgo, conocida como “Regla de decisión de Bayes<sup>21</sup>”. Dicha regla, afirma que dentro de un panorama de decisión con estados múltiples de la naturaleza cuyos valores de probabilidad son diferentes y ante la ausencia de datos que representen uno o varios de estos estados, se deben tomar los estados disponibles como la totalidad de la información a utilizar para la toma de decisiones y distribuir el valor de la probabilidad de ocurrencia de los estados faltantes entre los estados conocidos. Dicha distribución debe hacerse de manera tal que no se alteren las proporcionalidades entre las probabilidades de los estados.

Para el caso de la decisión de un sistema de levantamiento en función de una serie de variables, se tendría que cada estado de la naturaleza esta representado por una de las variables a utilizar y la probabilidad de ocurrencia se vería representada por el porcentaje de influencia sobre la decisión final. Por tanto, en la ausencia de una o más variables se debe realizar una redistribución del porcentaje total dentro de las variables con las que si se cuente, y que cumpla con las siguientes condiciones:

---

<sup>21</sup>HILLIER, Frederick S., y LIEBERMAN, J. Gerald. Investigación de operaciones. 754 - 758 pp.

- La distribución de los porcentajes no puede hacerse de forma lineal, ya que cada variable debe recibir una fracción del porcentaje perdido de acuerdo a su importancia o peso sobre la decisión final, la cual, esta dada por el porcentaje inicial de cada variable.
- La suma de los incrementos o fracciones ganados por todas las variables con que se cuenta debe ser igual al porcentaje total correspondiente a las variables omitidas.
- Para asegurar que la proporcionalidad ente los valores de porcentaje de las variables de las tres clases se mantenga, se definen 3 parámetros que representan la relación existente entre las variables de las tres categorías de importancia y los cuales deben ser constantes tanto antes como después de la redistribución.

$$R_{12} = \frac{\text{Porcentaje}[i, j]_{Clase1}}{\text{Porcentaje}[i, j]_{Clase2}}; \quad R_{23} = \frac{\text{Porcentaje}[i, j]_{Clase2}}{\text{Porcentaje}[i, j]_{Clase3}}; \quad R_{13} = \frac{\text{Porcentaje}[i, j]_{Clase1}}{\text{Porcentaje}[i, j]_{Clase3}}$$

Ecuación 31.

- La suma de los todos los porcentajes finales después de la redistribución debe ser igual a la totalidad, es decir al 100 %.

Teniendo en cuenta las anteriores condiciones, se puede concluir que no sería correcto dividir el porcentaje total de las variables omitidas entre el número de variables con las que se cuenta y sumar este resultado al porcentaje inicial de cada variable. Por lo tanto, se desarrolló el siguiente

procedimiento que cumple con todas las condiciones expuestas y se aplica para todos los sistemas de levantamiento artificial.

#### 5.4.1 PROCEDIMIENTO DE REDISTRIBUCIÓN DE PORCENTAJES

1. Al momento de comparar los valores del vector “*Eval*” con los rangos para cada variable contenidos en la tabla “*Parametros*” se verifica si el valor existe o ha sido omitido. Si existe, se asigna un valor a la matriz “*Puntaje*” dependiendo del rango al cual pertenezca dicho valor (Ver Anexos G y H) y asigna un valor a la matriz “*Porcentaje*”, el cual es tomado de la tabla “*Parametros*”. Si no existe el valor en el vector “*Eval*”, se deja en blanco la posición correspondiente a dicha variable en la matriz “*Puntaje*” y se asigna un valor de cero (0) a la misma posición en la matriz “*Porcentaje*”.
2. Se calcula el porcentaje correspondiente a las variables con las que se cuenta, sumando los porcentajes asignados a todas las variables. A este valor se le llama *porcentaje de trabajo*.

$$Porcentaje\ de\ trabajo = \sum_0^{19} Porcentaje[i, j] \quad \text{Ecuación 32.}$$

3. Se calcula el porcentaje correspondiente a las variables omitidas, como la diferencia entre el 100 % y el porcentaje de trabajo. A este valor se le llama porcentaje perdido y es la cantidad que debe ser “distribuida” entre las variables no omitidas. Este valor se almacena en un vector llamado “*Incertidumbre*”, el cual será empleado más adelante para hallar la

desviación de los resultados respecto a la inclusión de todos los datos solicitados por el sistema.

$$\text{Incertidumbre } [j] = \text{Porcentaje perdido} = 100 - \text{Porcentaje de trabajo}$$

Ecuación 33.

4. Para cada variable no omitida se calcula un factor de consumo, como la relación entre el porcentaje base de dicha variable y el porcentaje de trabajo. Este factor representa la importancia relativa que tiene la variable en cuestión dentro del grupo de las variables no omitidas y por lo tanto la fracción del porcentaje perdido que recibirá durante la redistribución.

$$\text{Factor de consumo} = \frac{\text{Porcentaje } [i, j]}{\text{Porcentaje de trabajo}}$$

Ecuación 34.

5. Se calcula el valor neto del incremento de porcentaje que debe recibir cada variable, multiplicando el factor de consumo por el porcentaje perdido.

$$\text{Incremento} = \text{Factor de consumo} * \text{Porcentaje perdido}$$

Ecuación 35.

6. Se calcula el nuevo porcentaje de influencia que tendrá cada variable adicionando el incremento anteriormente calculado al porcentaje de trabajo o porcentaje inicial.

$$\text{Porcentaje } [i, j]_{\text{nuevo}} = \text{Porcentaje } [i, j] + \text{Incremento}$$

Ecuación 36.

Los nuevos porcentajes van reemplazando progresivamente los valores almacenados en la matriz “*Porcentaje*” para todas las variables en todos los sistemas de levantamiento, de forma tal, que al final de la redistribución la sumatoria de los porcentajes de todas las variables para cada método de levantamiento es 100 %.

Es de notar, que aunque este procedimiento a simple vista parece sencillo, cumple rigurosamente con todas las condiciones estipuladas para la redistribución de los porcentajes de las variables omitidas, y por tal razón es totalmente válida su aplicación.

## **5.5 PONDERACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MÁS APROPIADOS**

Una vez que se cuenta con los puntajes obtenidos por los diversos sistemas de levantamiento para todas sus variables, y con los porcentajes ajustados para proporcionar un análisis confiable, el siguiente paso a seguir es la ponderación y unificación de esta información en un criterio más sólido, que permita una catalogación de los métodos más apropiados para las condiciones de operación que sean incluidas como datos de entrada para cada caso.

El primer criterio a tomar es el *desempeño general* de cada sistema de levantamiento, el cual está dado por la ponderación de cada variable para

cada sistema con el objeto de relacionar su desempeño individual y la influencia que tiene cada una de estas sobre la decisión final.

Esta ponderación individual es almacenada en una matriz llamada “*Ponderado*”, la cual tiene la misma estructura de las matrices “*Puntaje*” y “*Porcentaje*”; para hallar estos valores, se multiplica cada elemento de la matriz “*Puntaje*” con su correspondiente elemento en la matriz “*Porcentaje*” y se divide sobre la base de calificación, que para la metodología es de cinco (5).

$$Ponderado [i, j] = \frac{Puntaje [i, j] * Porcentaje [i, j]}{5} \quad \text{Ecuación 37.}$$

Posteriormente cada ponderado individual es sumado con los otros ponderados del mismo método de levantamiento para obtener un ponderado total que se almacenará en un vector llamado “*PondTotal*”.

$$PondTotal [j] = \sum_0^{19} Ponderado [i, j] \quad \text{Ecuación 38.}$$

**Figura 40.** Vector “*PondTotal*”.

		Metodos de levantamiento							
		MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPCP	ESPGL
		0	1	2	3	4	5	6	7
PondTotal	0								

**Fuente:** Los Autores.

Otro criterio que se debe considerar para la consolidación de esta información es la viabilidad del sistema, la cual se ve representada en este caso por las variables cuyos valores en la matriz “Puntaje” son diferentes de cero. Para este fin se recorre la matriz “Puntaje” en busca de los valores ceros y se almacena la suma de los porcentajes correspondientes a tales valores dentro de una matriz llamada “Ceros”.

$$Ceros[1, j] = \sum_0^{19} Porcentaje [i, j] \quad \forall \quad Puntaje[i, j] = 0 \quad \text{Ecuación 39.}$$

**Figura 41.** Matriz “Ceros”

		Metodos de levantamiento							
		MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPCP	ESPGL
		0	1	2	3	4	5	6	7
Cont.	0								
% Acum.	1								

**Fuente:** Los Autores.

Como se puede observar, la matriz “Ceros” consta de una columna para cada sistema de levantamiento y de dos filas, la primera almacena la cantidad de variables cuyo valor es cero (0) y la segunda almacena el porcentaje asociado a estas variables.

Para determinar el porcentaje de viabilidad para cada método de levantamiento, se calcula la diferencia entre el 100% y el valor almacenado en la segunda fila de la matriz “Ceros”.

El tercer y último criterio que se utiliza, es el porcentaje de **no limitación** del sistema de levantamiento, es decir, la cantidad de casos viables en los cuales dichos sistemas funcionan sin restricciones de ningún tipo, y que dentro de la metodología están representados por las variables cuyo valor en la matriz “*Puntaje*” es igual a “1”. Para este fin se recorre la matriz “*Puntaje*” en busca de estos valores y se almacena su porcentaje correspondiente en una matriz llamada “*Unos*”, la cual tiene una estructura similar a la matriz “*Ceros*”.

$$Unos[i, j] = \sum_0^{19} Porcentaje [i, j] \quad \forall \quad Puntaje[i, j] = 1 \quad \text{Ecuación 40.}$$

**Figura 42.** Matriz “*Unos*”.

		Metodos de levantamiento							
		MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPCP	ESPGL
		0	1	2	3	4	5	6	7
Cont.	0								
% Acum.	1								

**Fuente:** Los Autores.

Para determinar el porcentaje de funcionamiento sin limitaciones para cada sistema de levantamiento, al 100% se le sustrae el porcentaje total por **no viabilidad** y el porcentaje total por **limitaciones**.

El uso de estos tres criterios para la obtención del resultado final surge como consecuencia de que ninguno de ellos constituye un argumento suficientemente sólido para ser considerado por si solo a la hora de seleccionar un sistema de levantamiento.

El ponderado total si bien da una visión global del comportamiento que tendrá el sistema de levantamiento al implementarse en las condiciones propuestas, no da información detallada de los problemas más severos que se pueden presentar o de las condiciones que sencillamente imposibilitarían la instalación de los equipos.

El factor de viabilidad supera este inconveniente, al señalar claramente bajo que condiciones no es factible la implementación de un sistema de levantamiento en particular, sin embargo, no da información alguna sobre las ventajas que la implementación de cada sistema puede brindar. Por su parte, el factor de no limitación señala en forma de *alerta* las condiciones bajo las cuales los equipos tendrán un funcionamiento *forzado* que pueden conducir a fallas tempranas del equipo.

Considerando todos los aspectos mencionados, se llega finalmente a la definición de un único valor que será el criterio mediante el que se identifique el mejor sistema de levantamiento artificial para cada caso evaluado. Este criterio se define como Ponderado Final y se almacena en un vector llamado "PondFinal", cuya estructura se puede observar en la ecuación 41 y su ilustración dentro del sistema en la Figura 43.

**Figura 43.** Vector "*PondFinal*".

		Metodos de levantamiento							
		MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPCP	ESPGL
		0	1	2	3	4	5	6	7
PondFinal									

**Fuente:** Los Autores.

$$PondFinal [j] = PondTotal [j] * X_1 + (100 - Ceros [1, j]) * X_2 + (100 - Ceros [1, j] - Unos [1, j]) * X_3$$

Ecuación 41.

Como se puede observar en la Ecuación 41, a cada uno de los tres criterios mencionados anteriormente se le multiplica por un factor  $X_n$  que representa la importancia o valor relativo de cada criterio dentro de la decisión final. Este factor esta definido como una fracción entre cero y uno, de tal forma que la suma de las 3 fracciones sea igual a la unidad.

$$X_1 + X_2 + X_3 = 1$$

Ecuación 42.

Los valores de estos tres factores se han definido de la siguiente forma:

$$X_1 = 0,50 \quad ; \quad X_2 = 0,35 \quad ; \quad X_3 = 0,15$$

Ecuación 43.

Estos valores fueron obtenidos de la comparación estadística y cuantitativa de los tres criterios, al determinar el grado de interrelación entre los mismos. El valor para  $X_1$  es mayor que el de los otros dos factores, dado que relaciona una mayor cantidad de información y de cierta forma contiene a los otros dos. Por otra parte  $X_2$  recibe un valor mayor que el de  $X_3$  ya que estadísticamente los valores de viabilidad ejercen una mayor influencia sobre la decisión final que la ejercida por los de limitación. Para la refinación y cuantificación de esta diferencia, se utilizó el método de prueba y error, hasta encontrar los

valores dados, para la cual la gran mayoría de los casos evaluados arrojaron resultados coherentes.

De esta forma, una vez hallados los ponderados finales para todos los sistemas de levantamiento y se halla completado el vector "PondFinal", se ordenan dichos sistemas de mayor a menor valor a partir del ponderado final, entendiéndose que el método de levantamiento con mayor ponderado final será el más recomendado y el de menor ponderado será el menos recomendado.

## **5.6 INCERTIDUMBRE DE LOS RESULTADOS**

Dado que la metodología de selección propone una solución con base en 20 variables cuidadosamente definidas, es de esperarse que la omisión de cualquiera de ellas conduzca a una desviación de la metodología con respecto a la realidad, como sucede cuando se emplea la flexibilidad del sistema. Esta suposición no es descabellada si se tiene en cuenta que la omisión de una variable dentro de la metodología no descarta la presencia de dicha variable en la realidad. Por esta razón, surge la necesidad de cuantificar esta desviación al omitir una o más variables.

Un primer acercamiento en la determinación de esta incertidumbre se da al suponer que la inexactitud en la respuesta obtenida con omisión de variables es directamente proporcional a los aportes que las variables omitidas harían a la decisión final si fuesen consideradas. Estos aportes estarían dados por el porcentaje de influencia asignado a las variables omitidas antes de realizar

la redistribución de porcentajes. Este porcentaje se puede calcular de la siguiente forma:

$$Porcentaje\ de\ Influencia\ omitido = \sum_0^{19} Porcentaje[i, j]_{Base} \quad \forall \quad Puntaje[i, j] = (vacío)$$

Ecuación 44.

Retomando una de las variables utilizadas en la etapa del desarrollo de la flexibilidad para la metodología, el *Porcentaje de trabajo* (Ver Ecuación 32), se tiene que:

$$Porcentaje\ de\ trabajo + Porcentaje\ de\ Influencia\ omitido = 100 \% \quad \text{Ecuación 45.}$$

Por lo tanto, se tiene que

$$Porcentaje\ de\ Influencia\ omitido = 100 \% - Porcentaje\ de\ trabajo$$

$$Porcentaje\ de\ Influencia\ omitido = Porcentaje\ perdido$$

Ecuaciones 46 y 47.

De todo lo anterior, se concluye que al almacenar el porcentaje perdido por la omisión de variables para cada uno de los sistemas de levantamiento a evaluar, se está almacenando la incertidumbre asociada a cada sistema.

Un último aspecto a tener en cuenta, es que el sistema cuenta con un grado de incertidumbre adicional asociado a cualquier otra variable que pueda influir en la selección de los métodos de levantamiento, y que no esté contemplada dentro de las 20 variables de la metodología. Sin embargo, la cuantificación de esta incertidumbre adicional esta fuera del alcance del presente trabajo, ya que el número mismo de posibles variables adicionales es incierto como tal, razón por la cual no se tendrá en cuenta el efecto de estas sobre el cálculo de la incertidumbre asociada a la presente metodología.

## **5.7 PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS**

Los resultados obtenidos mediante el uso de esta herramienta comprenden dos módulos básicos. El primero, permite ver los sistemas de levantamiento ordenados mediante su ponderado final y un resumen general de los principales criterios que condujeron a este ordenamiento, mientras que el segundo presenta una información completa, detalla y ordenada acerca de todos los puntos que debieron ser considerados para la evaluación de cada sistema de levantamiento artificial. A continuación se describe el contenido de los componentes de estos módulos.

### **5.7.1 SELECCIÓN FINAL**

Es el componente principal del primer modulo, en el cual se presentan todos los sistemas de levantamiento artificial organizados de forma descendente según su valor de ponderado final, el cual es llamado "*Criterio de Selección Final*" (CSF), entendiéndose que el sistema más apropiado para unas

condiciones de operación en particular es el que obtenga el mayor valor en esta variable.

Se presentan también los valores de *“Desempeño Global”* (DG), *“Condiciones de No Aplicabilidad”* (CNA), *“Condiciones de Limitación”* (CL) con sus respectivos porcentajes y el *“Porcentaje de Incertidumbre”* (%) asociado a la selección de cada sistema de levantamiento. Más adelante se describen en detalle todos los factores mencionados. Finalmente se da una calificación cualitativa para cada sistema de levantamiento artificial, llamada *“Nivel”*, la cual, está basada en el *“Criterio de Selección Final”* del sistema.

### **5.7.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN**

También forman parte del primer modulo, y constituyen un complemento para los resultados presentados en la *“Selección Final”*. Se describe una serie de *“Criterios de Selección”* para cada uno de los sistemas de levantamiento artificial considerados, y que contiene los siguientes datos:

- *“Nombre”* de las variables utilizadas.
- *“Clase”* a la cual pertenece cada una de ellas.
- *“Calificación del desempeño”* del sistema, el cual, se obtiene de la matriz *“Puntaje”*.
- *“Porcentaje de Influencia”* de cada variable sobre la selección del sistema en cuestión, el cual, se obtiene de la matriz *“Porcentaje”*.
- *“Desempeño Individual”* del sistema de levantamiento frente a cada una de las variables, el cual, se obtiene de la matriz *“Ponderado”*.

- “Comentario” enfatiza en las Condiciones de No Aplicabilidad y de Limitación presentes en el sistema de levantamiento artificial.

### **5.7.3 DATOS DE ENTRADA**

Hacen parte del modulo 2 y son las variables con las que se evalúa cada uno de los sistema de levantamiento artificial. En esta plantilla se visualiza cada una de variables con su respectivo valor, producto del caso particular a evaluar.

### **5.7.4 CALIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO POR VARIABLE.**

Esta serie de datos forma parte también del módulo 2 y permite confrontar entre sí los diferentes SLA, con respecto a su desempeño en cada una de las variables evaluadas. El significado de esta calificación está especificado en la Tabla 30, al principio de este capítulo y es almacenado dentro de la matriz “Puntaje”. De la misma forma, permite visualizar dentro de un mismo SLA, en que variables presenta un mejor desempeño y en cuales puede tener debilidades o incompatibilidades.

Para recordar el significado de estas convenciones, se tiene que: 0 = No Aplicable; 1 = Limitado; 2 = Aceptable; 3 = Bueno; 4 = Excelente; 5 = Óptimo.

### 5.7.5 PORCENTAJE DE INFLUENCIA POR VARIABLE

De la misma forma en que la sección de “*Calificación del Desempeño por Variable*” permite confrontar entre si el desempeño de los SLA en cada una de las variables evaluadas, en esta sección del módulo 2, se puede observar la importancia relativa que tiene cada variable para la selección de un determinado SLA, así como cuales variables son de mayor importancia para cada uno de ellos. El valor asignado a cada variable, depende directamente del grupo al cual pertenezca dentro de un SLA en particular, así como de la cantidad de variables con se cuente para la evaluación, obteniéndose que la suma de los porcentajes de influencia de todas las variables para un SLA cualquiera serán siempre iguales al 100 %. En otras palabras, la consideración de cada una de estas variables, contribuirá con mayor o menor grado de influencia a la toma de una decisión final, independientemente de la cantidad de variables ingresadas en los datos de entrada. Estos valores son almacenados de esta forma en la matriz “Porcentaje”.

### 5.7.6 DESEMPEÑO INDIVIDUAL POR VARIABLE

Estos datos también hacen parte del módulo 2 y contienen la consolidación de la “*Calificación del Desempeño*” de cada variable con su correspondiente “*Porcentaje de Influencia*” para cada SLA, cuantificando el comportamiento de los SLA frente a posibles escenarios de operación, representados por los datos de entrada. Cada uno de estos datos representa el aporte que realiza cada variable individualmente al desempeño global de un SLA dado, lo que significa, que la suma de sus “*Desempeños Individuales*” frente a cada una de dichas variables es igual su “*Desempeño Global*”. Estos datos se almacenan en la matriz “*Ponderado*”.

### 5.7.8 DESEMPEÑO GLOBAL

Como se mencionó anteriormente, el “*Desempeño Global*” (DG), reúne la totalidad de los valores de “*Desempeño Individual*”. Este único valor representa el comportamiento de un determinado SLA frente a una serie de condiciones planteadas, permitiendo de esta forma, comparar entre sí todos los SLA y ver, a grandes rasgos, cual o cuales podrían ser las mejores opciones a implementar en un determinado caso. Los datos correspondientes a este valor, se miden en “% de eficiencia”, oscilan entre 0 y 100 %, se almacenan en un vector llamado “*PondTotal*” y también forma parte del segundo módulo.

### 5.7.9 INCERTIDUMBRE POR OMISIÓN DE DATOS

Este valor cobra importancia a medida que se empieza a desconocer la información del caso a evaluar, y por lo tanto, empiecen a faltar datos de entrada. Por esta razón, aún cuando esta metodología permite obtener resultados sin considerar la carga de todos los datos, es conveniente tener en cuenta la incertidumbre que esta ausencia induce a dichos resultados. Teniendo en cuenta el grupo al cual pertenece cada una de las variables omitidas, y el “*Porcentaje de Influencia*” asignado inicialmente a las variables de cada grupo, se determina el porcentaje de influencia que tendría cada una de estas variables de ser consideradas, el cual, se convierte finalmente en el “*porcentaje de incertidumbre*”. La visualización de estos valores permite comparar entre si los SLA y ver para cual o cuales de ellos se ve más afectada la confiabilidad del “*Criterio de Selección Final*”, como resultado de la ausencia de datos. Estos porcentajes son almacenados en un vector llamado “*Incertidumbre*” y su rango se encuentra entre 0 y 60 %, debido a

que la metodología por definición exige como mínimo el conocimiento de cuatro variables (Tasa de Flujo, Profundidad, GOR y BSW), cuyos porcentajes de influencia aseguran como mínimo un 42% de certidumbre.

#### **5.7.10 CONDICIONES DE NO APLICABILIDAD DE LOS SLA**

Esta es una de las secciones más importantes, no solo del módulo 2, sino de la metodología en general, ya que permite la visualización del efecto que ejercen aquellas condiciones físicas bajo las cuales no sería aplicable un SLA, sobre la selección del mismo. Se presentan dos tipos de datos para cada uno de los SLA evaluados, las “*Condiciones de No Aplicabilidad*” (CNA) y el “*Porcentaje de No Aplicabilidad*” (%NA); las CNA indican el número de variables cuyo valor cae dentro del rango en el cual el SLA no es aplicable, mientras que el %NA muestra el “*Porcentaje de Influencia*” asociado a dichas variables. Estos valores se almacenan en una matriz llamada “*Ceros*” donde los CNA corresponden a los valores de la primera fila y los %NA a los de la segunda; cada columna de esta matriz representa un SLA.

#### **5.7.11 CONDICIONES DE LIMITACIÓN DE LOS SLA**

De la misma forma que en la sección anterior, los datos mostrados en esta fase tienen una gran relevancia a nivel de la metodología en general, permitiendo visualizar los efectos ejercidos sobre la selección de un SLA en particular, por todas aquellas condiciones físicas bajo las cuales si bien es posible la implementación del mismo, éste funcionará con ciertas limitaciones o requerirá de condiciones especiales de diseño e instalación para un correcto funcionamiento. Se muestran dos filas de datos relacionados con

este tema para cada uno de los SLA; la primera contiene las “*Condiciones de Limitación*” (CL), que representan la cantidad de variables cuyo valor esta dentro del rango en el cual el SLA tendrá un funcionamiento limitado; la segunda fila, por su parte, contiene el “*Porcentaje de Limitación*” (%L), que indica el “*Porcentaje de Influencia*” asociado a estas variables. Estos valores son almacenados en una matriz llamada “*Unos*”, cuya estructura y distribución de datos es la misma de la matriz “*Ceros*”. Los nombre de estas dos matrices hacen referencia al numero de calificación asignado a cada una de estas condiciones (0 = No Aplicable; 1 = Limitado).

#### **5.7.12 CRITERIO DE SELECCIÓN FINAL**

Este es el último componente del módulo 2, y muestra el resultado más importante de la metodología, como lo es el “Criterio de Selección Final” (CSF), el cual hace referencia al “Desempeño Global”, las “Condiciones de No Aplicabilidad” y las “Condiciones de Limitación” simultáneamente, constituyéndose así, en un único valor de gran significado, el cual, es utilizado como parámetro para ordenar los SLA, y determinar cual o cuales son los más adecuados para ser implementados, así como cuales de ellos no son recomendables para las condiciones evaluadas. Los valores de los CSF para todos los SLA son almacenados en el vector “*PondFinal*”, se miden como “% de posibilidad de éxito” y oscilan en un rango de 0 a 100 %.

Dependiendo de dicho valor, se da también una clasificación cualitativa de los SLA, y se describe a continuación:

0 a 30 % = No Aplicable.

31 a 50 % = Limitado.

51 a 65 % = Aceptable.

66 a 80 % = Bueno.

81 a 90 % = Excelente.

91 a 100 % = Óptimo.

## 6. HERRAMIENTA SOFTWARE DE SELECCIÓN “MUTOR”

La Herramienta sistematizada para la evaluación y selección de los sistemas de levantamiento artificial (SLA) “MUTOR” es un software de fácil y rápida aplicación que permite identificar los sistemas de levantamiento artificial más adecuados en una serie de especificaciones dadas por el usuario para un pozo productor de petróleo.

Dada la simplicidad de la interfase de la herramienta es fácil cometer errores y obtener resultados inconsistentes si no se tiene claridad en la introducción de los datos, razón por la cual se debe identificar claramente los valores a ingresar para la evaluación y además interpretar prudentemente los resultados obtenidos.

### 6.1 INSTALACIÓN Y EJECUCIÓN DE LA HERRAMIENTA

Al insertar el disco con la Herramienta Software MUTOR, se desplegará un menú de inicio con las siguientes opciones:

*Ejecutar*: Permite correr directamente el programa desde el CD, sin necesidad de instalarlo en el disco duro.

*Instalar*: Esta opción permite instalar completamente el software en el disco duro, para así poder usarla sin necesidad del CD. Se recomienda esta opción

si el usuario desea guardar sus propios archivos de trabajo dentro de la carpeta “Usuario” del programa.

Ayuda: Permite visualizar el manual de usuario de la aplicación.

Contenido: Esta opción da acceso directo a una Herramienta Sistematizada con los contenidos temáticos del software, en plataforma HTML. Para visualizar esta herramienta con todas sus características de diseño, el usuario debe tener instaladas las fuentes propias de la herramienta, las cuales están disponibles dentro de la carpeta “Letras” del CD de instalación.

Explorar CD: Permite ver el contenido del disco de instalación. Esta opción es de utilidad, para encontrar el archivo con el serial de instalación de la Herramienta Software MUTOR o la carpeta de fuentes “Letras”.

Salir: Cierra la aplicación y no ejecuta ninguna opción adicional.

Para una instalación manual, el programa cuenta con un instalador denominado “**setup.exe**” y un archivo de texto con el serial requerido, dentro del CD, mediante los cuales es posible instalar la herramienta en cualquier ordenador. No requiere de licencias especiales ya que es un software de libre distribución, diseñado con fines académicos y como mecanismo de ayuda para aplicaciones de campo sencillas a través de una interfase amigable y didáctica.

Los requisitos mínimos del sistema para su instalación son:

- Sistema operativo Windows 95 o sistemas equivalentes.
- Navegador de Internet (Internet Explorer 5.0 o equivalentes).
- 256 MB de memoria RAM o superior (Recomendado 512 MB).
- 13 MB de espacio libre en la unidad de disco duro.

La Herramienta Software MUTOR es igualmente compatible con cualquier versión posterior de los programas especificados anteriormente como requisitos de instalación.

Se deben seguir cuidadosamente las instrucciones indicadas por el programa instalador para asegurar un correcto funcionamiento de la herramienta.

Para iniciar la herramienta, una vez instalada, se puede hacer clic directamente en el icono “Herramienta Software MUTOR” en el escritorio, o bien a través del menú “Inicio”, a través de la ruta:

*Todos los programas / Herramienta Software MUTOR / Herramienta Software MUTOR.exe.*

## **6.2 ENTRADA DE DATOS**

Además de presentar claramente cuales son los datos que se deben suministrar al programa para su correcta ejecución, a continuación se describe la forma en que estos pueden ser ingresados.

## 6.2.1 INFORMACIÓN REQUERIDA

Es importante tener claridad sobre la naturaleza de los datos que se ingresan al software para no conducir a evaluaciones incoherentes y para asegurar una selección acorde a las condiciones reales de campo.

Esta información está clasificada en tres grandes grupos, los cuales son:

*Información de yacimiento y pozo:* Comprende las variables que describen el estado mecánico actual del pozo, así como las condiciones bajo las cuales se desea poner en producción. Estas son descritas a continuación.

- **Tasa de Producción:** Es la rata de flujo total que se espera obtener de un pozo en particular, ubicado en el campo de interés y sobre el cual se va a realizar el análisis. Se debe tener en cuenta que este valor no puede ser asignado arbitrariamente, si no que se debe escoger cuidadosamente con base en el potencial real, obtenido mediante curvas de IPR u otra técnica disponible, con el fin de no sobrepasar la tasa máxima que este puede producir. Las unidades a usar son barriles de fluido por día (BPD).
- **Número de Pozos:** Hace referencia al número total de pozos que se desea poner en producción y en los cuales será aplicado el SLA seleccionado. Se debe ingresar un número entero.
- **Profundidad del Pozo:** En este campo se debe considerar preferiblemente la profundidad medida del pozo sobre la profundidad vertical. En el caso

de que no se cuente con la profundidad medida, se puede usar la profundidad vertical para realizar una aproximación, entendiéndose que este resultado tendrá un menor grado de confiabilidad. Se debe tomar el dato, como la profundidad media del intervalo cañoneado; en caso de que se presente más de un intervalo cañoneado, elegir aquel de mayor profundidad. Se debe suministrar en pies (ft).

- **Diámetro del Casing:** Hace referencia al diámetro interior de la tubería de revestimiento, a través de la cual se bajará el equipo de subsuelo del SLA a implementar. Debe suministrarse en pulgadas (in).
- **Grado de inclinación del Pozo:** Es el grado de desviación del pozo con respecto a la vertical, medido en su parte más inclinada, donde el valor de la desviación tiende a ser constante. Generalmente es el tramo más profundo del pozo. Se debe ingresar en grados (°).
- **Severidad Dogleg:** Es una desviación súbita y no planeada de la trayectoria de perforación, dando como resultado secciones angulares dentro del pozo, las cuales dificultan el revestimiento del mismo, así como la instalación y operación de algunos SLA, y puede ser incluso causal del cierre y abandono del pozo. Se mide en pies de desviación por cada 100 pies verticales (ft/100 ft).
- **Presión de Fondo Fluyendo:** Es la presión que suministra la formación al fluido producido en la cara del pozo, tomada a la profundidad media de la zona cañoneada; de existir más de un intervalo productor, se elige la presión del más profundo. Se debe ingresar en libras por pulgada cuadrada absolutas (psia).

- Temperatura: Se debe usar principalmente la temperatura del fluido producido en la cara del pozo, para la zona productora de mayor profundidad si se conoce, o en su defecto, calcularla utilizando la temperatura del fluido en superficie y el gradiente de temperatura. De no conocerse el gradiente o la temperatura de fondo, se puede utilizar la temperatura del fluido en superficie para hacer una evaluación aproximada. Se debe suministrar en grados Fahrenheit (°F).
- Tipo de Completamiento: Se refiere al número de tuberías de producción que han sido instaladas dentro del revestimiento del pozo. Las posibilidades dentro del programa son sencillas, para una única tubería y múltiple para 2 o más.
- Tipo de Recobro: Para este programa se ha utilizado la siguiente clasificación de los métodos de recobro: Primario, para el flujo natural y los SLA por si solos; Secundario, para la inyección de agua y gas; y Terciario, para todos los métodos de recobro térmicos y químicos.

Información de los fluidos: Esta información permite caracterizar los fluidos que se obtendrán del pozo, identificando los principales problemas que se podrían presentar durante su producción, así como las acciones a tomar para su control.

- BSW: Es el porcentaje de agua y sólidos contenidos dentro de un volumen dado de fluido producido. Se debe tener la precaución de que el valor utilizado sea representativo o característico del comportamiento del fluido del pozo y no el resultado de una alteración temporal del mismo.

- Viscosidad del Fluido Producido: Es la viscosidad del fluido que se desea levantar con el SLA, entendiéndose que dicho fluido estará conformado por una determinada fracción de agua y otra de aceite. Se debe medir a condiciones de presión y temperatura de pozo para que el resultado obtenido sea verdaderamente significativo. La unidad utilizada es el centipoise (cp).
- Presencia de Fluidos Corrosivos: Se debe especificar si el fluido producido presenta carácter corrosivo o no, el cual puede deberse principalmente al contenido de sustancias como H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.
- Contenido de Arena Abrasiva: Hace alusión a la cantidad de arena producida junto con el fluido de producción, dentro de un volumen de muestra. Se mide en partes por millón (ppm).
- GOR: Es la relación entre la cantidad de gas obtenida en superficie y la cantidad de aceite producido. Se debe medir siempre a condiciones estándar y la muestra utilizada para su determinación debe ser lo más representativa posible del fluido a producir. Las unidades utilizadas para expresar esta relación son pies cúbicos de gas obtenido por cada barril de petróleo producido (SCF/STB).
- Presencia de Contaminantes: Se debe especificar la gravedad del daño causado por la acción de depósitos orgánicos o inorgánicos, tales como parafinas, asfáltenos, scales, etc.
- Tratamientos Aplicados: Se debe indicar el tipo de tratamientos que se desean realizar simultáneamente con la operación del SLA, con el fin de determinar cual de ellos genera un menor impacto sobre las facilidades de superficie y subsuelo.

Información de facilidades de superficie: Describe las condiciones de superficie con se cuenta para la instalación y operación del SLA.

- Tipo de Locación: Indica las condiciones geográficas en las cuales se encuentra ubicado el campo a analizar, bien sea sobre tierra firme (onshore), costa afuera (offshore) o en puntos remotos y de difícil acceso.
- Energía Eléctrica: Hace referencia a la fuente disponible de energía eléctrica para la operación de los SLA, es decir, si es comprada o generada dentro de la facilidad.
- Espacio: Se debe especificar si el espacio con que se cuenta para la instalación de las facilidades de superficie del SLA es amplio, standard o reducido.

### **6.2.2 INGRESO MANUAL DE DATOS**

Para este fin se debe utilizar el formulario suministrado por el programa (Ver Figura 44), y llenar uno a uno cada uno de los campos solicitados. Existen dos tipos de entradas en estos campos, los campos de ingreso manual y los campos de selección de una lista predeterminada.

En los campos de ingreso manual, el usuario debe digitar el valor que desea ingresar dentro de la casilla correspondiente, teniendo cuidado de no introducir valores cero o superiores al rango definido para cada campo; en caso de que el dato este fuera del rango, el programa mostrará un icono de alerta a la izquierda de la casilla, y al ubicar el cursor sobre este icono presentará un mensaje indicando el rango adecuado para dicho campo. Valores negativos o no numéricos no son admitidos en estos campos. En

caso de no conocer algún dato, se sugiere dejar la casilla en blanco, con excepción de los campos marcados con asterisco (\*), cuyo diligenciamiento es obligatorio para la ejecución del software.

**Figura 44.** Formulario de ingreso de datos.

**INFORMACIÓN DE YACIMIENTO Y POZO**

Tasa de Producción: \* 500 BPD

Número de Pozos: 0

Profundidad del Pozo: \* 99999 ft

Diámetro del Casing: El valor ingresado debe estar en el rango de 1 a 25000.

Grado de Inclinación del Pozo: °

Severidad Dogleg: ft / 100ft

Presión de Fondo Fluyendo: psi

Temperatura: °F

Tipo de Completamiento: <Desconocido>

Tipo de Recobro: <Desconocido>

Los campos con \* son necesarios para la ejecución del programa.

Siguiete

**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

En los campos para selección de una lista predeterminada el usuario simplemente debe escoger la opción correspondiente de la lista desplegada, o bien puede dejar el valor por defecto “<Desconocido>”, en caso de no tener información sobre esta variable.

Utilizando los botones “Siguiente” y “Anterior” se puede navegar entre los 3 formularios de datos de entrada, correspondientes a los tres grandes grupos descritos anteriormente.

En caso de cerrar los formularios de entrada accidentalmente, estos pueden abrirse nuevamente haciendo clic en el icono “Nuevo” de la barra de herramientas o a través del menú “Herramienta MUTOR / Nuevo”. En este caso, cualquier dato no guardado no podrá ser recuperado.

### **6.2.3 GUARDAR DATOS**

Mediante esta función el usuario puede guardar parcial o totalmente los datos que ha incluido en los formularios de entrada, los cuales, pueden ser de utilidad para una posterior evaluación. El procedimiento a seguir es: Dirigirse a la barra de herramientas y hacer clic en el icono “Guardar Datos” o bien a través del menú “Herramienta MUTOR / Guardar Datos”. El usuario puede dar al archivo el nombre que desee, sin embargo, los datos guardados siempre tendrán la extensión “.mtr”, el cual, es un tipo de archivo propio de este software, y que por lo tanto sólo pueden ser visualizados y utilizados mediante la Herramienta Software MUTOR.

Los archivos son guardados por defecto en la carpeta “Usuario”, dentro de la carpeta de instalación del programa, sin embargo se puede especificar cualquier otra ubicación sin ningún inconveniente para la posterior recuperación de los mismos.

#### **6.2.4 CARGAR DATOS**

Existe otra forma para ingresar datos al programa, diferente al ingreso manual, y es mediante la opción “Cargar datos”. De esta forma se puede acceder a la información utilizada en un caso previo y modificarla si se desea, para realizar una nueva corrida. Se puede utilizar esta función haciendo clic en el botón “Cargar Datos” de la barra de herramientas y seleccionando el archivo deseado, o bien a través del menú “Herramienta MUTOR / Cargar Datos”.

Se pueden cargar datos desde cualquier ubicación de disco, así como de discos extraíbles, pero solo pueden ser utilizados aquellos archivos cuya extensión sea “.mtr”, que son los archivos propios de esta herramienta.

#### **6.3 EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS SLA**

Una vez ingresados los datos del caso a analizar, el sistema esta listo para realizar la evaluación y selección de los SLA, para lo cual se debe hacer clic en el botón “Evaluar”, que se encuentra en el último formulario de los datos de entrada.

**Figura 45.** Ventana “SELECCIÓN FINAL”.

POSICIÓN	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)	CSF	DG	CNA	% CNA	CL	% L	% I	NIVEL	Ver...
1	Bombeo Hidráulico Tipo Jet	66,999	47	2	10	2	10	0	Bueno	Ver...
2	Gas Lift	66,749	53	3	15	3	15	0	Bueno	Ver...
3	Bombeo Electro-Sumergible Con Gas Lift	66,499	51	3	15	2	10	0	Bueno	Ver...
4	Bombeo Electro-Sumergible	65,5	51	4	20	0	0	0	Bueno	Ver...
5	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	64,749	44	2	10	3	15	0	Aceptable	Ver...
6	Bombeo Electro-Sumergible Con Bombeo Por Cavidades Progresivas	58,499	45	5	25	2	10	0	Aceptable	Ver...
7	Bombeo Por Cavidades Progresivas	50,999	38	6	30	4	20	0	Aceptable	Ver...
8	Bombeo Mecánico	44,249	33	8	40	3	15	0	Limitado	Ver...

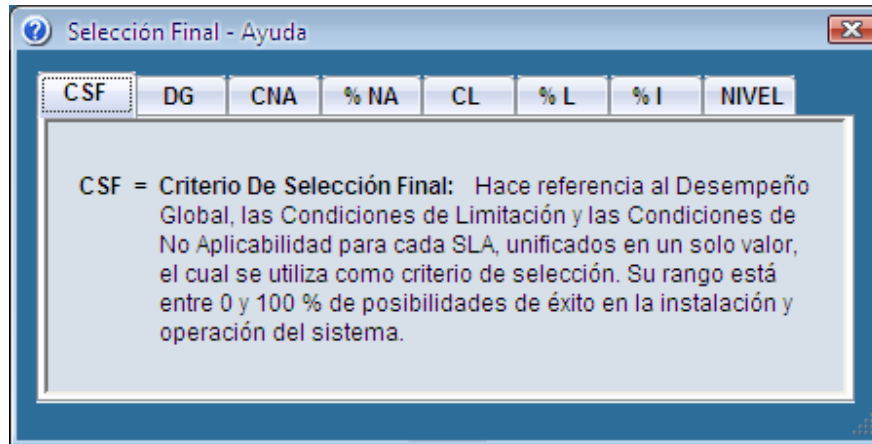
[Convenciones](#)

**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

Seguidamente se desplegarán 2 ventanas. La primera con el título “SELECCIÓN FINAL” (Ver Figura 45), que muestra los diferentes SLA evaluados, ordenados desde el más recomendado en la posición 1, hasta el menos recomendado en la posición 8, así como resultados del análisis de los diferentes criterios que permitieron realizar esta selección.

La segunda ventana corresponde a la ayuda relacionada con la ventana “SELECCIÓN FINAL”, y en ella se describe el significado de cada uno de los criterios utilizados para la selección, así como las siglas empleadas para representar dichos criterios (Ver Figura 46). Cada una de las lengüetas disponibles presenta un criterio, con su respectiva abreviatura y definición. Si la ventana de ayuda no se visualiza, o es cerrada por el usuario, puede ser mostrada nuevamente haciendo clic en el link “Convenciones”.

**Figura 46.** Ventana “SELECCIÓN FINAL - Ayuda”.



**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

A partir de una definición clara acerca de los criterios que se utilizaron en la “SELECCIÓN FINAL” por medio de la ayuda, es posible acceder a una información más detallada para cada uno de los SLA. Para tal fin, se debe cerrar la ventana de ayuda y hacer clic en el link “Ver...” disponible para cada uno de los SLA, por ejemplo; si desea ver una información más completa de “Gas Lift” debe hacer clic en el link “Ver...” disponible para “Gas Lift”.

Al hacer clic en este link “Ver...” desplegarán dos nuevas ventanas; la primera ventana “CRITERIOS DE SELECCIÓN” (Ver Figura 47), contiene un listado de las variables utilizadas para realizar la evaluación del SLA, con la información pertinente para cada una de tales variables, como lo son; la clase a la cual pertenece, el desempeño mostrado por el SLA con respecto a dicha variable, y el porcentaje de influencia que tiene cada variable sobre la selección del SLA.

**Figura 47.** Ventana “CRITERIOS DE SELECCIÓN”.

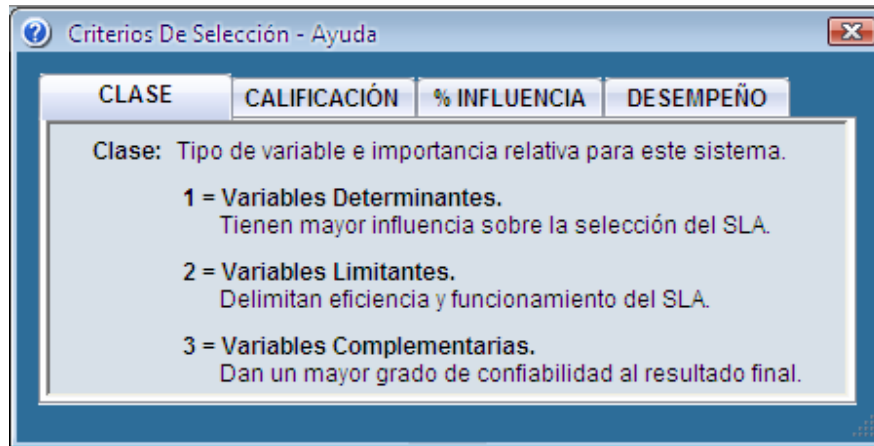
VARIABLE	CLASE	CALIFICACIÓN	% INFLUENCIA	DESEMPEÑO INDIVIDUAL	COMENTARIOS
Tasa de Producción (BPD)	1	3	10,5	6,3	
Número de Pozos	2	5	4,5	4,5	
Profundidad del Pozo (ft)	1	2	10,5	4,2	
Diámetro del Casing (in ID)	2	4	4,5	3,6	
Grado de Inclinación del Pozo (°)	2	2	4,5	1,8	
Severidad Dogleg (ft/100ft)	2	2	4,5	1,8	
Presión de Fondo Fluyendo (psi)	2	4	4,5	3,6	
Temperatura (°F)	2	2	4,5	1,8	
Tipo de Completamiento	3	3	2,5	1,5	
Tipo de Recobro	3	4	2,5	2	
BSW (%)	1	1	10,5	2,1	Se puede implementar satisfactoriamente para este BSW, pero los beneficios serán significativamente bajos con relación a los costos.
Viscosidad del Fluido Producido (cp)	2	0	4,5	0	No se pueden levantar crudos con viscosidades superiores a 1500 cp, ya que se requeriría un cabalaje muy alto, y la tasa sería baja.
Presencia de Fluidos Corrosivos	3	1	2,5	0,5	Se debe monitorear constantemente la integridad de la bomba, ya que los fluidos corrosivos pueden desgastar rápidamente sus partes móviles.
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	2	2	4,5	1,8	
GOR (SCF/STB)	1	0	10,5	0	Contenidos de gas superiores a 500 scf/stb, reducen la capacidad de manejo de líquido en la bomba hasta niveles inaceptables.
Contaminantes Presentes	3	2	2,5	1	
Tratamientos Aplicados	3	2	2,5	1	
Tipo de Locación	2	2	4,5	1,8	

**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

La segunda ventana, muestra la ayuda de la ventana “CRITERIOS DE SELECCIÓN” (Ver Figura 48), donde se presenta el concepto de cada uno de los criterios mostrados así como el significado de los valores numéricos obtenidos.

De la misma forma que en la ventana “SELECCIÓN FINAL”, desde la ventana “CRITERIOS DE SELECCIÓN”, se puede tener acceso a la ventana de ayuda haciendo clic en el link “Convenciones”. En forma general, desde cualquier ventana en la que se encuentre el link “Convenciones” se podrá acceder a una ventana auxiliar con ayuda relacionada con los datos presentados en la ventana desde la cual se toma el link.

**Figura 48.** Ventana “CRITERIOS DE SELECCIÓN - Ayuda”.



**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

## 6.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

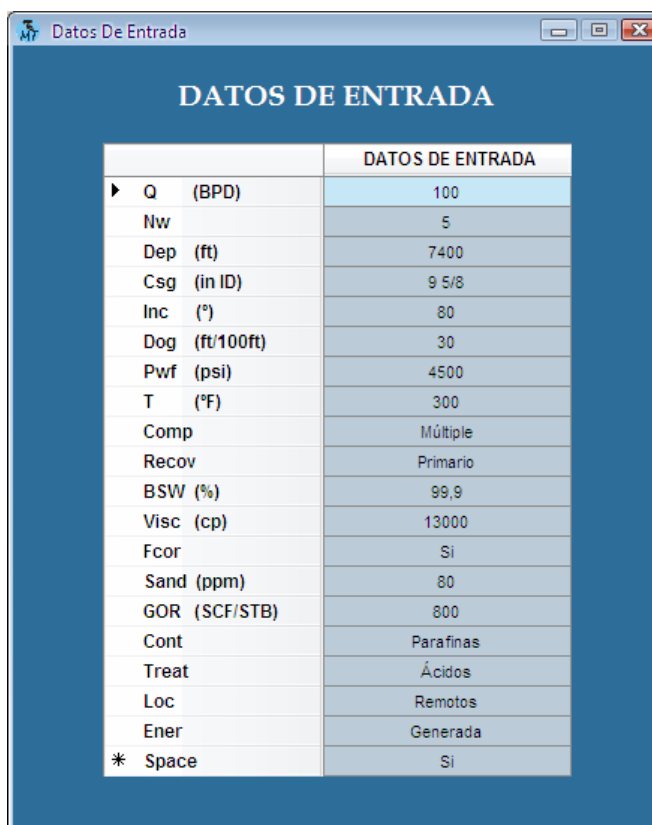
Para un mayor entendimiento de los procesos internos que lleva a cabo esta herramienta, el programa permite visualizar de forma clara y ordenada los resultados obtenidos en cada una de las etapas de la metodología interna, de forma que el usuario pueda visualizar independientemente cada uno de los criterios presentados en las ventanas “SELECCIÓN FINAL” y “CRITERIOS DE SELECCIÓN”. El programa presenta esta información en forma de tablas, las cuales representan los vectores y matrices utilizados internamente durante el proceso de evaluación de los SLA. Para acceder a estas tablas se debe hacer clic en el icono “Resultados” de la barra de herramientas, o bien, a través del menú “Resultados”. En ambos casos se desplegará una lista con las categorías a examinar, desde donde se debe seleccionar la tabla de interés.

A continuación se muestran dichas tablas en orden secuencial, de la misma forma en que el programa las emplea internamente durante el proceso de evaluación y selección.

#### 6.4.1 DATOS DE ENTRADA

Se encuentra dentro de de la categoría “Vectores” y contiene toda la información suministrada por el usuario. Es la representación en pantalla del vector interno “Eval”. Ver la Figura 49.

**Figura 49.** Ventana “DATOS DE ENTRADA”.



		DATOS DE ENTRADA
► Q	(BPD)	100
Nw		5
Dep	(ft)	7400
Csg	(in ID)	9 5/8
Inc	(°)	80
Dog	(ft/100ft)	30
Pwf	(psi)	4500
T	(°F)	300
Comp		Múltiple
Recov		Primario
BSW	(%)	99,9
Visc	(cp)	13000
Fcor		Si
Sand	(ppm)	80
GOR	(SCF/STB)	800
Cont		Parafinas
Treat		Ácidos
Loc		Remotos
Ener		Generada
* Space		Si

**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

## 6.4.2 CALIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO POR VARIABLE

Se encuentra dentro de la categoría “Matrices” y muestra una calificación cuantitativa del desempeño individual de cada SLA con respecto a cada una de las variables. Es la representación en pantalla de la matriz interna “Puntaje”. Ver la Figura 50.

**Figura 50.** Ventana “CALIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO POR VARIABLE”.



	MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPGL	ESPCP
▶ Q (BPD)	5	0	3	3	2	0	0	3
Nw	5	5	5	5	5	2	4	5
Dep (ft)	2	4	2	2	2	3	4	3
Csg (in ID)	1	5		4	4	5	5	5
Inc (°)	~	~	~	~	~	~	~	~
Dog (ft/100ft)	~	~	~	~	~	~	~	~
Pwf (psi)	0	5	4	4	4	5	5	4
T (°F)	3	3	1	2	3	2	3	1
Comp	2	0	2	3	3	3	0	0
Recov	5	5	5	4	4	5	5	5
BSW (%)	0	3	0	1	1	0	3	0
Visc (cp)	0	0	0	0	0	0	0	0
Fcor	0	2	1	1	2	4	2	1
Sand (ppm)	3	2	4	2	3	5	2	4
GOR (SCF/STB)	0	3	0	0	0	3	3	0
Cont	1	2	3	2	3	3	2	2
Treat	1	2	1	2	2	1	1	1
Loc	2	3	3	2	2	1	1	3
Ener	3	0	2	3	3	3	3	0
* Space	0	3	3	2	2	2	2	3

[Convenciones](#)

**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

En esta visualización, se presentan con un símbolo “~” aquellos campos en los cuales el usuario no introdujo ningún dato, en otras palabras, este dato es desconocido para el sistema y formará parte de la incertidumbre del resultado final.

### 6.4.3 PORCENTAJE DE INFLUENCIA POR VARIABLE

Forma parte de la categoría “Matrices” y contiene los valores relativos de una variable con respecto a las demás, dentro de un mismo SLA. También puede ser entendido como el “peso” o nivel de influencia que tiene cada una de esas variables sobre la selección final del SLA. Es la representación en pantalla de la matriz interna “Porcentaje”. Como se puede observar, cada variable tiene un porcentaje diferente, según el SLA para el cual se evaluó.

**Figura 51.** Ventana “PORCENTAJE DE INFLUENCIA POR VARIABLE”.

	MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPGL	ESPCP
► Q (BPD)	11,538	11,290	11,538	11,538	11,538	11,052	11,290	11,290
Nw	2,747	2,688	2,747	4,945	4,945	4,736	4,838	2,688
Dep (ft)	11,538	11,290	11,538	11,538	11,538	11,052	11,290	11,290
Csg (in ID)	4,945	4,838	4,945	4,945	2,747	4,736	4,838	4,838
Inc (°)	0	0	0	0	0	0	0	0
Dog (ft/100ft)	0	0	0	0	0	0	0	0
Pwf (psi)	4,945	4,838	2,747	4,945	4,945	4,736	4,838	4,838
T (°F)	2,747	4,838	4,945	4,945	4,945	4,736	4,838	4,838
Comp	2,747	4,838	2,747	2,747	2,747	2,631	4,838	4,838
Recov	2,747	2,688	2,747	2,747	2,747	4,736	2,688	2,688
BSW (%)	11,538	11,290	11,538	11,538	11,538	11,052	11,290	11,290
Visc (cp)	4,945	4,838	4,945	4,945	4,945	4,736	4,838	4,838
Fcor	4,945	2,688	4,945	2,747	2,747	2,631	2,688	4,838
Sand (ppm)	4,945	4,838	4,945	4,945	4,945	4,736	4,838	4,838
GOR (SCF/STB)	11,538	11,290	11,538	11,538	11,538	11,052	11,290	11,290
Cont	2,747	2,688	2,747	2,747	2,747	4,736	2,688	2,688
Treat	2,747	2,688	4,945	2,747	4,945	2,631	4,838	2,688
Loc	4,945	4,838	2,747	4,945	4,945	4,736	2,688	2,688
Ener	2,747	4,838	4,945	2,747	2,747	2,631	2,688	4,838
* Space	4,945	2,688	2,747	2,747	2,747	2,631	2,688	2,688

**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

Como se puede observar en esta pantalla, existen algunas variables para las cuales el valor del Porcentaje de Influencia por Variable es cero (0); esto ocurre como resultado de la omisión de varios campos en los datos de entrada, tras lo cual el sistema hace cero el porcentaje de influencia de los campos omitidos y recalcula el porcentaje de las variables que si se conocen, para obtener siempre una suma del 100 % en todos los SLA.

#### 6.4.4 DESEMPEÑO INDIVIDUAL POR VARIABLE

Pertenece también a la categoría de las “Matrices” y combina la calificación obtenida de cada variable por un SLA con la importancia o el nivel de influencia de cada una de ellas. Es la representación en pantalla de la matriz interna “Ponderado”.

**Figura 52.** Ventana “DESEMPEÑO INDIVIDUAL POR VARIABLE”.

	MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPGL	ESPCP
▶ Q (BPD)	11,538	0	6,923	6,923	4,615	0	0	6,774
Nw	2,747	2,688	2,747	4,945	4,945	1,894	3,870	2,688
Dep (ft)	4,615	9,032	4,615	4,615	4,615	6,631	9,032	6,774
Csg (in ID)	0,989	4,838	0,989	3,956	2,197	4,736	4,838	4,838
Inc (°)	0	0	0	0	0	0	0	0
Dog (ft/100ft)	0	0	0	0	0	0	0	0
Pwf (psi)	0	4,838	2,197	3,956	3,956	4,736	4,838	3,870
T (°F)	1,648	2,903	0,989	1,978	2,967	1,894	2,903	0,967
Comp	1,098	0	1,098	1,648	1,648	1,578	0	0
Recov	2,747	2,688	2,747	2,197	2,197	4,736	2,688	2,688
BSW (%)	0	6,774	0	2,307	2,307	0	6,774	0
Visc (cp)	0	0	0	0	0	0	0	0
Fcor	0	1,075	0,989	0,549	1,098	2,105	1,075	0,967
Sand (ppm)	2,967	1,935	3,956	1,978	2,967	4,736	1,935	3,870
GOR (SCF/STB)	0	6,774	0	0	0	6,631	6,774	0
Cont	0,549	1,075	1,648	1,098	1,648	2,842	1,075	1,075
Treat	0,549	1,075	0,989	1,098	1,978	0,526	0,967	0,537
Loc	1,978	2,903	1,648	1,978	1,978	0,947	0,537	1,612
Ener	1,648	0	1,978	1,648	1,648	1,578	1,612	0
* Space	0	1,612	1,648	1,098	1,098	1,052	1,075	1,612

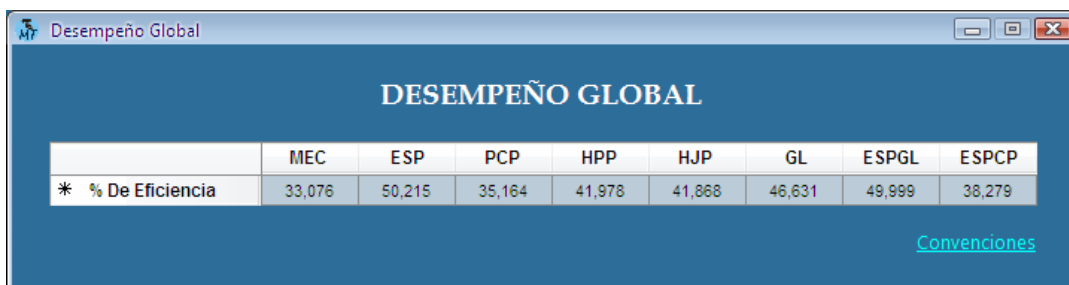
Fuente: Herramienta Software MUTOR.

Como es de esperarse, los valores en cero (0) dentro de esta tabla, corresponden a las variables no incluidas en los datos de entrada. Dichos valores son cero, debido al valor cero asociado a la misma variable en la tabla “Porcentaje de Influencia por Variable”.

#### 6.4.5 DESEMPEÑO GLOBAL

Está incluido dentro de la categoría de los “Vectores”. Reúne la totalidad de los valores mencionados con anterioridad e indica la respuesta general del SLA frente a las condiciones planteadas por el usuario. Es la representación en pantalla del vector interno “PonTotal”.

**Figura 53.** Ventana “DESEMPEÑO GLOBAL”.



	MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPGL	ESPCP
* % De Eficiencia	33,076	50,215	35,164	41,978	41,868	46,631	49,999	38,279

[Convenciones](#)

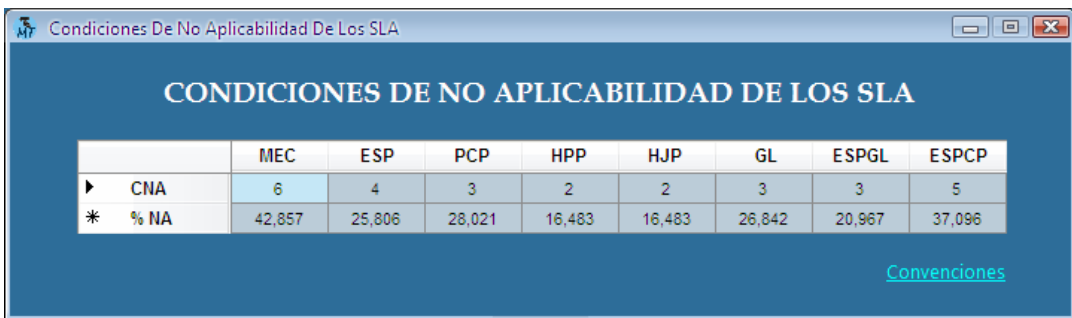
**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

Estos valores son presentados también dentro de la ventana “SELECCIÓN FINAL”.

#### 6.4.6 CONDICIONES DE NO APLICABILIDAD DE LOS SLA

Pertenece a la categoría de las “Matrices” y muestra el número de variables cuyo valor está dentro de un rango en el cual no es posible aplicar el SLA seleccionado, además indica el porcentaje de influencia asociado a estas condiciones de no aplicabilidad. Es la representación en pantalla de la matriz interna “Ceros”.

**Figura 54.** Ventana “CONDICIONES DE NO APLICABILIDAD DE LOS SLA”.



	MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPGL	ESPCP
▶ CNA	6	4	3	2	2	3	3	5
* % NA	42,857	25,806	28,021	16,483	16,483	26,842	20,967	37,096

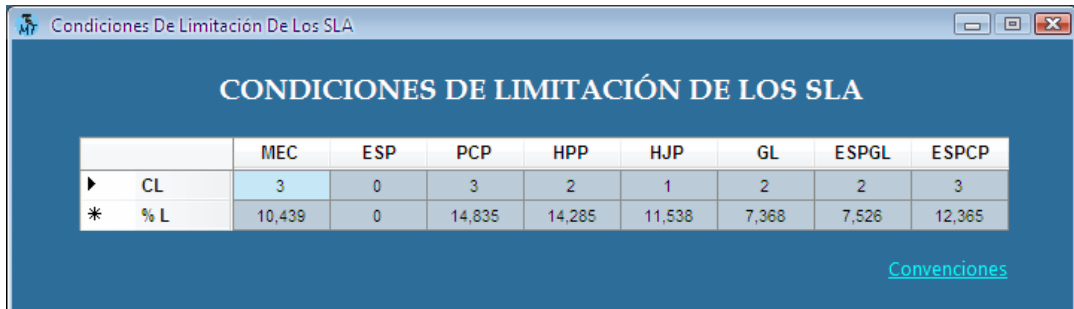
[Convenciones](#)

**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

#### 6.4.7 CONDICIONES DE LIMITACIÓN DE LOS SLA

Está dentro de la categoría de las “Matrices” e indica el número de variables cuyo valor está dentro de un rango en el que es posible aplicar el SLA seleccionado, pero funcionará con ciertas limitaciones o requerirá de condiciones especiales de diseño e instalación para un correcto funcionamiento. También indica el porcentaje de influencia asignado a estas condiciones de limitación. Es la representación en pantalla de la matriz interna “Unos”.

**Figura 55.** Ventana “CONDICIONES DE LIMITACIÓN DE LOS SLA”.



	MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPG	ESPCP
▶ CL	3	0	3	2	1	2	2	3
* % L	10,439	0	14,835	14,285	11,538	7,368	7,526	12,365

[Convenciones](#)

**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

Estos datos también son presentados dentro de la ventana “SELECCIÓN FINAL”, pero en este caso, se permite una visualización más específica de los mismos.

#### 6.4.8 INCERTIDUMBRE POR OMISIÓN DE DATOS

Con esta tabla se cierra la categoría de los “Vectores”, y el análisis detallado de datos del sistema.

Los valores que contiene representan la disminución en la confiabilidad del “CRITERIO DE SELECCIÓN FINAL”, el cual, es el resultado de la omisión de datos en las variables de entrada. Por lo tanto, de no omitir ninguna variable dentro de los datos de entrada, la incertidumbre calculada deberá ser siempre cero (0).

**Figura 56.** Ventana “INCERTIDUMBRE POR OMISIÓN DE DATOS”.



	MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPGL	ESPCP
* % De Incertidumbre	9	7	9	9	9	5	7	7

**Fuente:** Fuente: Herramienta Software MUTOR.

Esta tabla muestra en pantalla los valores del vector “Incertidumbre”, el cual almacena internamente los porcentajes iniciales asignados a las variables omitidas en el ingreso de datos, antes de realizar la redistribución de dichos porcentajes.

## 6.5 HERRAMIENTAS DE AYUDA

Con el fin de dar un mayor soporte al usuario, el Software MUTOR cuenta con una serie de herramientas, que pueden ser utilizadas en cualquier momento durante la ejecución del programa y que permiten consultar fácil y rápidamente, tanto los conceptos relacionados con el marco teórico utilizado para el desarrollo del software, así como aquellos que son necesarios para la operación correcta del mismo.

### 6.5.1 SCREENING DE LOS SLA

Consiste en un archivo “.xls” donde se encuentran consolidadas todas las variables que hacen parte de la evaluación técnica de los SLA; por medio de

esta, se permite al usuario conocer en forma rápida cada uno de los rangos donde puede desempeñarse un SLA. Para acceder a esta ayuda se debe hacer clic en el icono “Screening SLA” que aparece en la barra de herramientas, o bien a través del menú “Ayuda / Screening SLA”.

### **6.5.2 CONTENIDO HTML**

Es una práctica herramienta de consulta, que contiene todos los temas relacionados con el contenido y el desarrollo del software, permitiendo de esta forma acceder a una referencia completa con respecto a cualquier tema de interés. El diseño de esta herramienta permite al usuario navegar fácilmente a través de los distintos contenidos con que cuenta, y entre los que se encuentran:

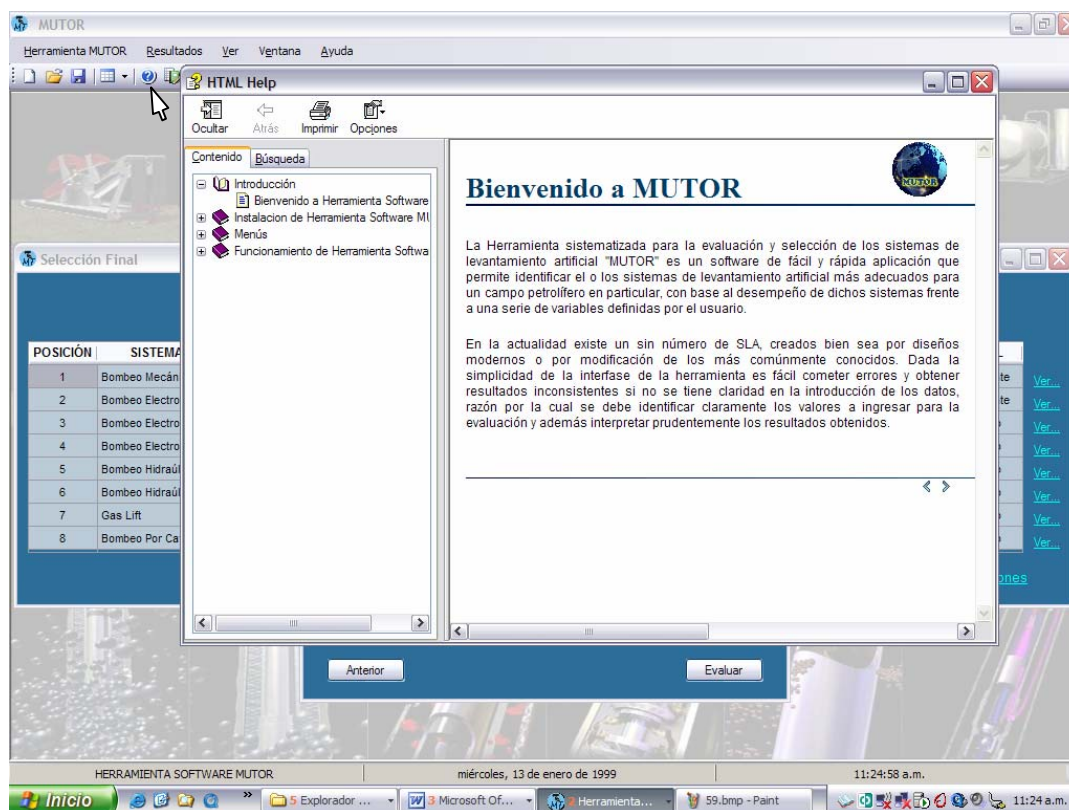
- *Índices de productividad.*
- *Sistemas de levantamiento artificial convencionales.*
- *Levantamientos no convencionales y combinados.*
- *Screening de los sistemas de levantamiento.*
- *Metodología de selección.*

Para abrir esta herramienta se puede hacer clic en el icono “Contenido” de la barra de herramientas, o también, ir al menú “Ayuda” y seleccionar la opción “Contenido”.

### 6.5.3 MANUAL DE USUARIO

El programa cuenta también con un manual detallado y de fácil navegación que le permitirá al usuario despejar cualquier duda con respecto a su instalación y funcionamiento, así como algunos aspectos a tener en cuenta para aprovechar mejor sus características. Se puede acceder al manual haciendo clic en el icono “Manual de Usuario” de la barra de herramientas, o seleccionando la opción “Manual de Usuario” del menú “Ayuda”.

Figura 57. Manual de Usuario de la Herramienta Software MUTOR.



Fuente: Herramienta Software MUTOR.

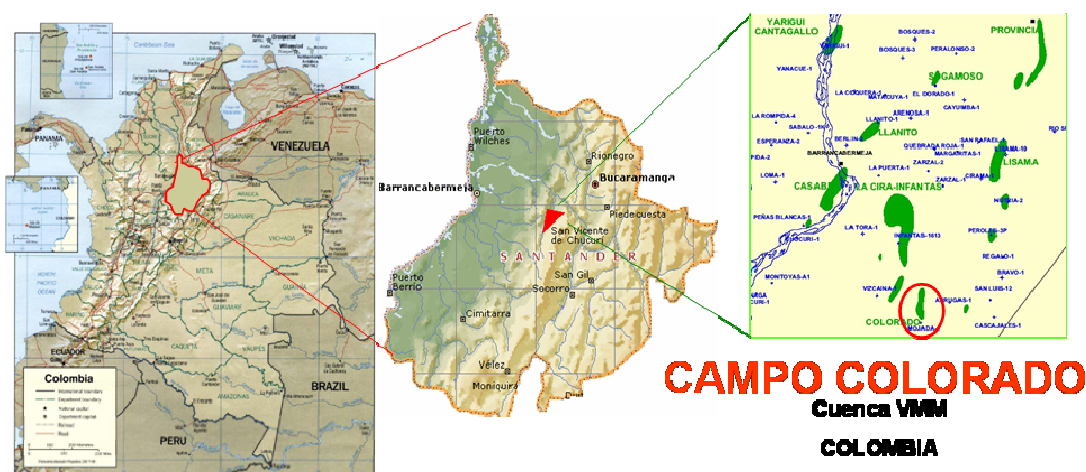
## 7. APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE MUTOR AL CAMPO COLORADO

Con la finalidad de presentar aplicaciones practicas de la Herramienta Software MUTOR para casos reales, se efectuará una serie de corridas del programa para algunos pozos de un campo petrolero colombiano.

### 7.1 GENERALIDADES CAMPO COLORADO

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del Municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander).

Figura 58. Ubicación geográfica del Campo Colorado.



Fuente: Proyecto Campo Escuela – Convenio UIS – Ecopetrol S.A.

El petróleo se extrae principalmente de la Formaciones Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico. La trampa está conformada por un anticlinal elongado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélite SW-NE. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en la cuenca (Ver figura 58).

**Figura 59.** Columna Estratigráfica Cuenca del Valle del Magdalena Medio.

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA
CUATERN	PLEISTOCENO	MESA	
	PLIOCENO		
TERCIARIO	MIOCENO	REAL	
		COLORADO	
	OLIGOCENO	MUGROSA	
		ESMERALDAS	
	EOCENO	LA PAZ	
		DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO	
PALEOCENO	LISAMA		
CRETACEO	MAESTRICHTIANO	UMIR	
	CAMPANIANO		
	SANTONIANO		
	CONIACIANO		
	TURONIANO	LA LUNA	
	CENOMANIANO		
	ALBIANO	SIMITI	
	APTIANO	TABLAZO	
	BARREMIANO	PAJA	
		ROSABLANCA	
VALANGINIANO	TAMBOR		
JURASICO		GIRON	
PREMESOZOICO		BASAMENTO	

**Fuente:** ECOPETROL - ICP.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies) hacen que la producción acumulada de los pozos sea baja también.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API. Se tiene reportada una presión inicial de 506 psi en la Zona B a 1900 pies MD y 2208 psi en la Zona C. El mecanismo de producción predominante en este campo es empuje por gas en solución.

En cuanto a sus fases de desarrollo y explotación, la etapa de exploración fue realizada entre 1923 y 1932 por la compañía Tropical Oil Company - Troco (perforó 15 pozos). Entre 1953 y 1964 fue la Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL quien desarrolló completamente el campo perforando 60 pozos adicionales, para completar un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura.

El Campo Colorado inició producción oficialmente en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos

productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989. Desde entonces su producción se ha mantenido en un promedio de 20 BOPD (Ver figura 59).

De los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas de gran parte de ellos, donde solamente un pozo, ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.

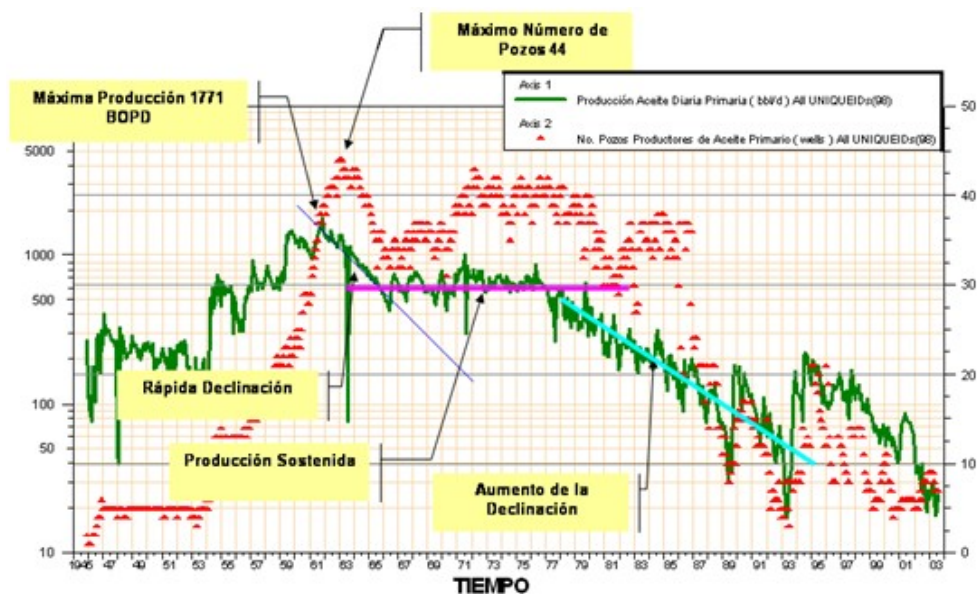
Las producciones iniciales de los pozos oscilan entre 70 a 100 BOPD declinando rápidamente a un promedio de 10 BOPD en un espacio de tiempo de tres a seis años. En ese sentido, la mayoría de los pozos perforados han sido clasificados como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

El máximo número de pozos activos simultáneamente se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. Históricamente se realizaron campañas de workover intentando recuperar la producción del área, pero la continua declinación de los pozos por la precipitación de parafinas repercutía rápidamente sobre la pérdida de los trabajos realizados.

Históricamente se implementaron en el campo dos sistemas de levantamiento artificial: Bombeo Mecánico y Plunger Lift. Este último fue retirado de aquellos pozos en que fue instalado, por pérdidas de eficiencia y daños ocasionados por la precipitación de parafinas. De acuerdo esto, es aconsejable realizar análisis de ingeniería con métodos alternativos de levantamiento artificial que puedan disminuir los costos de recuperación de los pozos inactivos.

El aceite original estimado de acuerdo al último reporte es de 59 MMBls y las reservas primarias producidas son de 8.6 MMBls con un factor de recobro actual de 14.57 %. En la actualidad, el campo tiene 7 pozos activos con una producción entre 20 BOPD y 30 BOPD.

**Figura 60.** Historia de Producción del Campo Colorado.



**Fuente:** Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Universidad Industrial de Santander.

En síntesis, este campo está clasificado como un campo maduro, debido a que presenta los siguientes factores:

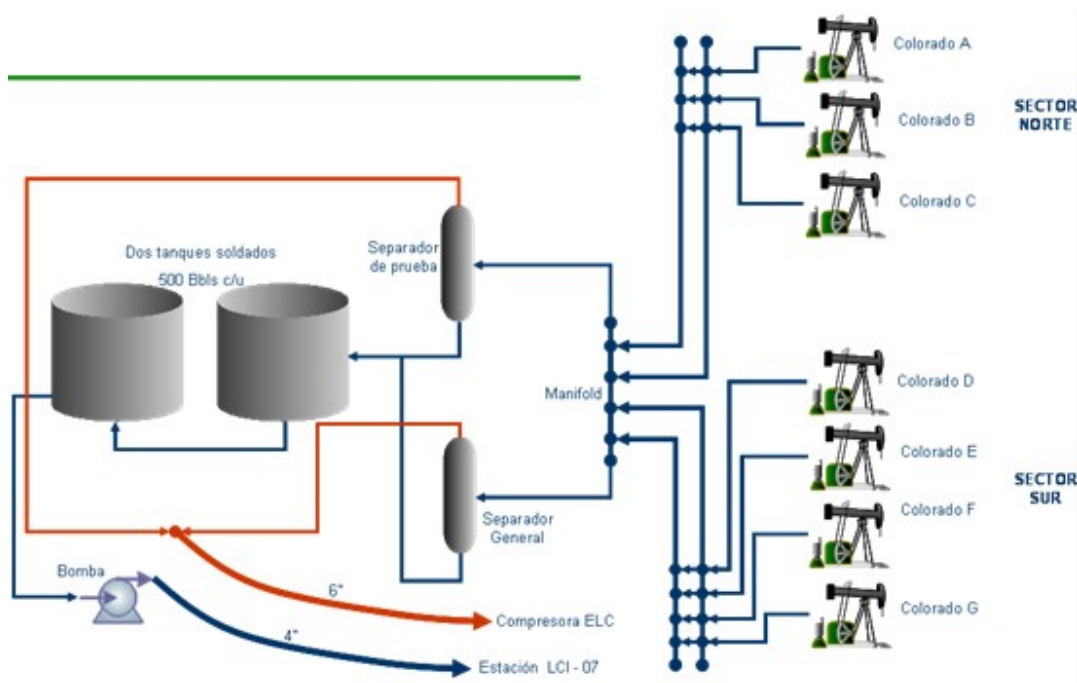
- Su producción se encuentra ya en la etapa estabilizada de su curva de declinación, y es excesivamente baja comparada con su tasa inicial.
- Baja energía del yacimiento, debido al poco aporte del mecanismo de empuje predominante (Para este caso, gas en solución).
- Bajo índice de productividad en todos los pozos del campo.

## **7.2 SELECCIÓN DE POZOS E IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES DE CARGA DEL SISTEMA MUTOR**

Para la caracterización de los pozos a evaluar mediante la Herramienta Software MUTOR (los siete pozos del campo identificados como activos), se realizó una búsqueda intensiva y detallada de los datos solicitados por los formularios de entrada del programa para cada uno de los pozos.

Dadas las condiciones actuales del campo algunas de las variables requeridas no pudieron ser determinadas, básicamente por no contar con esta información, teniendo en cuenta que campos tan antiguos y con producciones pobres como este, no cuentan precisamente con suficiente disposición en cantidad y calidad de información para todos los pozos.

**Figura 61.** Facilidades actuales de producción en el Campo Colorado



**Fuente:** Coordinación de Producción, Proyecto Campo Escuela Colorado – Universidad Industrial de Santander.

Para el pozo A, por ejemplo, se obtuvieron los siguientes datos:

1. Examinando los diagramas de completamiento de pozo, se obtuvo:

Profundidad: 5607 ft

Diámetro de revestimiento: 4 ½ pulg ID.

Tipo de completamiento: Simple.

Grado de Inclinación: No disponible (Estos datos no fueron medidos durante la perforación del pozo).

Tipo de recobro: Primario.

Severidad del Dogleg: No Disponible.

2. De informes de ingeniería y producción se identificaron el número de pozos activos, el tipo de locación y la temperatura del pozo a nivel de las zonas productoras (se aplicó un gradiente de temperatura).

Numero de pozos: 7.

Tipo de Locación: Costa Adentro.

Espacio: Amplio.

Energía Eléctrica: Comprada (No hay generación interna dentro del campo).

Temperatura: 186 °F.

Viscosidad: 1.64 cp.

3. De estudios de reactivación y mantenimiento de pozos se extrajo la siguiente información:

Tasa de producción: 10 BOPD.

GOR: 600 Scf/Stb

Presencia de Contaminantes: Severa.

Tratamientos Aplicados: Solventes.

BSW: 5 %.

Contenido de arena abrasiva: 1 ppm (No se han reportado contenidos de arena durante la explotación del campo).

4. Del informe de toma de registros de nivel de fluidos y de esfuerzos en los pozos del campo, se tomó la presión de fondo fluyendo, a la altura de la zona productora de mayor profundidad.

Pwf: 1,590 psi (Medida a la profundidad de la formación productora).

5. Analizando los informes históricos de fluidos del campo, se encontró que tanto en crudo, como en agua, no se ha reportado presencia de H<sub>2</sub>S ni, CO<sub>2</sub> durante la historia de producción.

Presencia de fluidos corrosivos: NO.

Como se pudo observar, no se han determinado las 20 variables requeridas por la Herramienta Software MUTOR, sin embargo esto no representa un inconveniente mayor para su ejecución, ya que la herramienta es flexible, y permite la omisión de algunas variables de importancia relativamente baja.

El único efecto de dicha omisión es la aparición de un valor de incertidumbre sobre la selección final, el cual representa razonablemente la disminución del grado de confiabilidad de los resultados del sistema, a raíz de tales omisiones.

Para este caso, las variables omitidas han sido: Grado de Inclinación y Severidad del Dogleg.

De manera similar, se han recopilado los datos para los otros pozos denominados en esta aplicación como B, C, D, E, F y G. El resultado de esta recopilación esta consignado en la Tabla 31.

**Tabla 31.** Información de pozo a utilizar en la Herramienta Software MUTOR.

Variable	CAMPO COLORADO						
	A	B	C	D	F	G	H
Q (BPD)	10	16	18	23	15	7	7
Nw	7	7	7	7	7	7	7
Dep (ft)	5605	5823	5829	3451	5944	3280	5027
Csg (in ID)	4 ½	5 ½	5 ½	5 ½	4 1/2	4 1/2	4 ½
Inc (°)	-	-	-	-	-	-	-
Dog (ft/100ft)	-	-	-	-	-	-	-
Pwf (psi)	1590	2132	1639	890	1571	294	1249
T (°F)	186	155	198	175	199	130	190
Comp	Simple	Simple	Simple	Simple	Simple	Simple	Simple
Recov	Primario	Primario	Primario	Primario	Primario	Primario	Primario
BSW (%)	5	0,3	10	20	15	25	0,1
Visc (cp)	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64
Fcor	No	No	No	No	No	No	No
Sand (ppm)	1	1	1	1	1	1	1
GOR (scf/Stb)	600	1200	200	350	500	550	400

Variable	CAMPO COLORADO						
	A	B	C	D	F	G	H
Cont	Severa	Severa	Severa	Severa	Severa	Severa	Severa
Treta	Solventes	Solventes	Solventes	Solventes	Solventes	Solventes	Solventes
Loc	Costa Adentro	Costa Adentro	Costa Adentro	Costa Adentro	Costa Adentro	Costa Adentro	Costa Adentro
Ener	Comprada	Comprada	Comprada	Comprada	Comprada	Comprada	Comprada
Space	Amplio	Amplio	Amplio	Amplio	Amplio	Amplio	Amplio

**Fuente:** Informes de ingeniería de yacimientos y producción - Universidad Industrial de Santander y Ecopetrol S.A.

## 7.3 EJECUCIÓN DEL PROGRAMA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 7.3.1 ANÁLISIS DE UN SOLO POZO

Para la ejecución del programa se utilizaron los datos del pozo "A" del campo Colorado (Ver Tabla 31). Como resultado, se obtuvo el siguiente ordenamiento de los diferentes SLA.

**Tabla 32.** “SELECCIÓN FINAL” para pozo A.

Posición	SLA	CSF	DG	CNA	%CNA	CL	%L	%I	NIVEL
1	Bombeo Mecánico	82,5	70,7	0	0	3	19,2	9	Excelente
2	Bombeo Electro sumergible	80,6	73,8	1	11,2	1	4,8	7	Excelente
3	Bombeo Electrosumergible con Gas Lift	80,3	72,0	1	4,8	0	0	7	Excelente
4	Bombeo Electrosumergible con Bombeo por Cavidades Progresivas	78,4	68,0	1	11,2	3	20,9	7	Bueno
5	Bombeo Hidráulico Tipo Jet	77,6	67,6	1	11,5	1	2,7	9	Bueno
6	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	77,0	67,1	1	11,5	1	4,9	9	Bueno
7	Gas Lift	74,2	62,3	1	11,0	2	9,4	5	Bueno
8	Bombeo por Cavidades Progresivas	73,2	64,3	2	16,4	1	4,9	9	Bueno

**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

El resultado muestra en el primer lugar al Bombeo Mecánico, con un CSF (Criterio de Selección Final) de 82,5, siendo este, el criterio utilizado para el ordenamiento. Para tal puntaje, el programa califica cualitativamente a este SLA como “Excelente”. El Desempeño Global (DG) del sistema para estas condiciones en particular es de 70,7, con cero condiciones de No Aplicabilidad y tres condiciones de Limitación. La incertidumbre de este resultado es del 19,2%.

El valor de 70,7 en el DG del bombeo mecánico puede parecer bajo, con relación a valores obtenidos por otros sistemas, como es el caso del Bombeo Electro sumergible con 72,0; sin embargo, posee una enorme ventaja sobre

este y sobre todos los demás sistemas, no presenta condiciones de No Aplicabilidad, lo cual lo hace más llamativo para su implementación. Presenta tres condiciones de limitación, las cuales deben ser estudiadas cuidadosamente y en lo posible, solucionadas, para asegurar el éxito en la implementación del sistema.

Para analizar más a fondo, las características de desempeño del Bombeo Mecánico, y encontrar la justificación a este primer lugar, se debe abrir la ventana de “CRITERIOS DE SELECCIÓN” para Bombeo Mecánico, haciendo clic en el link “Ver...”, ubicado frente al sistema de levantamiento. De esta forma se obtiene la información relacionada con cada una de las variables estudiadas, en virtud del Bombeo Mecánico (Ver Tabla 33).

**Tabla 33.** “Criterios de selección para Bombeo Mecánico”- pozo A.

Variable	Clase	Calificación	% Influencia	Desempeño Individual	Comentarios
Tasa de Producción	1	3	11,5	6,9	
Número de Pozos	3	5	2,7	2,7	
Profundidad del Pozo	1	3	11,5	6,9	
Diametro de Casing	2	5	4,9	4,9	
Grado de Inclinación del Pozo	2	-	0	0	
Severidad Dogleg	2	-	0	0	
Presión de Fondo Fluyendo	2	1	4,9	0,9	Las presiones superiores a 500 psi dificultan el cierre de las válvulas de la bomba durante la carrera ascendente, disminuyendo su eficiencia
Temperatura	3	4	2,7	2,1	
Tipo de Completamiento	3	5	2,7	2,7	

Variable	Clase	Calificación	% Influencia	Desempeño Individual	Comentarios
Tipo de Recobro	3	5	2,7	2,7	
BSW	1	5	11,5	11,5	
Viscosidad del Fluido Producido	2	3	4,9	2,9	
Presencia de Fluidos Corrosivos	2	5	4,9	4,9	
Contenido de Arena Abrasiva	2	5	4,9	4,9	
GOR	1	1	11,5	2,3	El sistema opera con contenidos de gas entre 400 y 700 scf/stb , pero se reduce notablemente al eficiencia del sistema. Se recomienda separar y ventear el gas libre.
Presencia de Contaminantes	3	1	2,7	0,5	Muy susceptible a problemas con asfaltenos y parafinas, en especial a estas últimas, por su rápida depositación. Puede obstruir la bomba y la línea de producción. Se recomienda tratamientos de control.
Tratamientos Aplicados	3	4	2,7	2,1	
Tipo de Locación	2	4	4,9	3,9	
Energía Eléctrica	3	4	2,7	2,1	
Espacio	2	5	4,9	4,9	

**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

De la tabla 33 se puede observar que el sistema tendría su mejor funcionamiento con respecto a las condiciones de Número de pozos, Diámetro del casing (revestimiento), Tipo de completamiento, Tipo de recobro, BSW, Presencia de fluidos corrosivos, Contenido de arena abrasiva y Espacio, planteadas para este caso en particular. Tendría un desempeño excelente para la Temperatura, Tratamientos aplicados, Tipo de locación y Fuente de Energía eléctrica. Para la Tasa de producción y Profundidad propuestas, el desempeño sería bueno.

Las tres variables para las cuales el sistema presentaría problemas, serían: Presión de fondo fluyendo, GOR y Presencia de contaminantes. Es entonces en esta parte, donde entra a jugar un papel importante el criterio del Ingeniero de Petróleos como usuario final de la herramienta software. Estas tres variables en condición de “Limitación” no significan que el sistema no deba ser aplicado, ni que se deban abandonar los intentos de mejoramiento de la producción en este pozo, sino que se debe tener especial cuidado con estas condiciones al momento de implementar el sistema.

Para saber que tratamiento se debe dar a las condiciones de “Limitación” de un SLA, son de gran utilidad los COMENTARIOS suministrados por el programa para cada una de ellas, ya que en estos se da la alerta sobre los riesgos o dificultades que se pueden presentar durante la implementación del sistema de levantamiento a causa de la variable limitante, las partes del equipo sobre las que intensifica su efecto, el tipo de daño que puede causar y en la medida de las posibilidades, se mencionan sugerencias de corrección o control para el problema. Es posible que el usuario conozca soluciones diferentes a las propuestas por el programa para las condiciones de “Limitación”, o incluso que encuentre por si mismo soluciones para condiciones aparentemente incorregibles; esto depende fundamentalmente de la experiencia del usuario y de su conocimiento de los métodos de levantamiento artificial y de las características del campo a evaluar.

Para el caso particular del pozo “A”, el manejo de las condiciones de “Limitación” mostradas por la Herramienta Software MUTOR, es el siguiente:

- GOR: Es una variable de Clase 1, o Variable Determinante, lo cual significa que su efecto sobre el desempeño del SLA es crucial, y que por

lo tanto, se le debe prestar atención prioritariamente. El programa informa que el GOR del pozo se encuentra dentro de un rango para el cual la eficiencia del sistema de levantamiento se ve reducida considerablemente, a la vez que recomienda la separación y venteo del gas, para evitar este efecto desfavorable. Para tal fin puede ser utilizado un separador de fondo o ancla de gas. Es importante siempre buscar una solución a las condiciones de “Limitación” y “No aplicabilidad” de las variables Clase 1, aún cuando el sistema no informe de una posible alternativa para tal fin.

- Presión de fondo fluyendo: Es una variable de Clase 2 o Variable Limitante para el sistema de Bombeo Mecánico, y por lo tanto su efecto sobre el funcionamiento del sistema, aunque menor que el de la variable Clase 1, es considerable. El programa indica que la presión suministrada por el usuario ha superado un nivel sobre el cual la bomba opera correctamente, entrado en un rango para el cual su ciclo de bombeo no se completa, y por lo tanto su eficiencia se reduce. Dado que no hay una solución aparente a esta dificultad, existen dos opciones. Se puede optar por modificar la variable, ubicando la bomba a una profundidad a la cual la presión esté por debajo del límite establecido, aunque esto requeriría de una nueva corrida de software, para adaptar los resultados a los nuevos datos. La otra opción, es obviar la alerta, e implementar el SLA bajo las condiciones planteadas, teniendo en cuenta que el sistema operará con eficiencia reducida.
- Contaminantes presentes: Es una variable de Clase 3, o Variable Complementaria, cuya función es asegurar el mejor funcionamiento posible del SLA. Para nuestro caso, el programa nos muestra una marcada susceptibilidad del sistema de Bombeo Mecánico a la presencia

de parafinas, con la posibilidad de obstrucción en la línea de producción o en la bomba misma, si no se toman medidas de control. El programa indica la necesidad de implementar un sistema de control de las parafinas, para lo cual se pueden utilizar raspadores, o cualquier otro sistema que el usuario considere apropiado, como inyectar aceite caliente o químicos.

Para concluir con el análisis del Bombeo Mecánico, podemos ver que para Grado de inclinación de pozo y Severidad del Dogleg, no se ha realizado ninguna evaluación, ya que estas variables no fueron ingresadas al sistema en los datos de entrada. Son precisamente estas dos variables las responsables de que la selección del sistema tenga una incertidumbre del 19,2 %, ya que al no ser contempladas para la selección, el porcentaje que cada una de estas se convierte en un porcentaje de incertidumbre. La acumulación de estos porcentajes de incertidumbre da como resultado el valor presentado.

Por otra parte, el sistema combinado de Bombeo Electro sumergible, ubicado en el segundo lugar de la clasificación, tiene un valor de Criterio de Selección Final (CSF) muy cercano al del Bombeo Mecánico, y un DG superior (Ver Tabla 32). Además su número de condiciones de "Limitación" y su porcentaje de Incertidumbre son menores a los del Bombeo Mecánico. Sin embargo, presenta una condición de "No Aplicabilidad", lo cual disminuye su CSF, y es esta la principal razón de que se encuentre ubicado en el segundo lugar. Para saber en cual variable se produjo la "No Aplicabilidad" se deben consultar los "CRITERIOS DE SELECCIÓN" para Bombeo Electro sumergible, haciendo clic en el link "Ver..." correspondiente.

Una vez identificada la condición de “No Aplicabilidad” se le debe dar un tratamiento a esta variable y a aquellas con “Limitación” similar al expuesto anteriormente con las variables del Bombeo Mecánico.

**Tabla 34. “CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE”, pozo A.**

Variable	Clase	Calificación	% Influencia	Desempeño Individual	Comentarios
Tasa de Producción	1	0	11,2	0	Las bombas electro sumergibles no están diseñadas para levantar caudales inferiores a 100 BPD ni superiores a 60,000 BPD. Además a tasas tan bajas no es rentable.
Número de Pozos	3	5	2,6	2,6	
Profundidad del Pozo	1	4	11,2	9,0	
Diametro de Casing	2	1	4,8	0,9	El casing de 4 ½ restringe el uso de bombas grandes, las cuales son necesarias para in rendimiento optimo del SLA.
Grado de Inclinación del Pozo	2	-	0	0	
Severidad Dogleg	3	-	0	0	
Presión de Fondo Fluyendo	2	5	4,8	4,8	
Temperatura	2	4	4,8	3,8	
Tipo de Completamiento	2	5	4,8	4,8	
Tipo de Recobro	3	5	2,6	2,6	
BSW	1	5	11,2	11,2	

Variable	Clase	Calificación	% Influencia	Desempeño Individual	Comentarios
Viscosidad del Fluido Producido	2	5	4,8	4,8	
Presencia de Fluidos Corrosivos	3	5	2,6	2,6	
Contenido de Arena Abrasiva	2	5	4,8	4,8	
GOR	1	3	11,2	6,7	
Contaminantes Presentes	3	2	2,6	1,0	
Tratamientos Aplicados	3	2	2,6	1,0	
Tipo de Locación	2	5	4,8	4,8	
Energía Eléctrica	2	5	4,8	4,8	
Espacio Restringido	3	5	2,6	2,6	

**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

Como se puede ver en la Tabla 34, la condición de “No Aplicabilidad” esta ubicada en la variable Tasa de Producción, mientras que las “Limitaciones” están en Diámetro de casing. El manejo es el siguiente:

Tasa de Producción: Como se puede observar en la anterior tabla, este SLA presenta una única “No Aplicabilidad”, ubicada en la variable Tasa de Producción. Esta es una condición inaceptable, ya que en la práctica, por bueno que sea el CSF y el DG del sistema, ese físicamente no puede operar bajo dichas condiciones.

Una primera alternativa de solución consistiría en modificar el caudal deseado para que se ajuste a los rangos viables del Bombeo Electro sumergible (por encima de 100 BDP), pero esta opción es rápidamente descartada, debido a la condición del campo, el cual por su avanzado estado de depleción, no cuenta con el potencial de formación suficiente para alcanzar dichas tasas.

- Diámetro de casing: En este punto, el sistema que se ve afectado, es el motor Electro sumergible, ya que por el diámetro de casing suministrado (4 ½ pulg ID) se dificulta la instalación del mismo. Para solucionar este inconveniente se puede usar un motor pequeño, ya que el caudal a levantar no es muy grande.

De la misma forma en que se han analizado estos dos sistemas, se deben analizar todos los SLA de interés, para comprender por qué han sido ubicados en sus respectivas posiciones e identificar los inconvenientes que dichos métodos tendrían en el caso de ser implementados, así como de sus posibles alternativas de solución.

Para un segundo pozo del campo Colorado y llamado “B”, se puede hacer brevemente un análisis similar; en tal caso, los resultados de la Herramienta Software MUTOR son los mostrados en la Tabla 35 (Datos tomados de la Tabla 31).

**Tabla 35.** “SELECCIÓN FINAL” para el pozo B.

Posición	SLA	CSF	DG	CNA	%CNA	CL	%L	%I	NIVEL
1	Bombeo Electro sumergible	82,2	75,8	1	11,2	0	0	7	Excelente
2	Bombeo Electrosumergible con Gas Lift	80,8	73,0	1	11,2	0	0	7	Excelente
3	Bombeo Hidráulico Tipo Jet	78,3	68,2	1	11,5	0	0	9	Excelente
4	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	78,2	68,1	1	11,5	0	0	9	Bueno
5	Bombeo Mecánico	77,9	69,7	1	11,5	2	7,6	9	Bueno
6	Gas Lift	77,4	67,3	1	11,0	1	4,7	5	Bueno
7	Bombeo por Cavidades Progresivas	75,0	67,7	2	16,1	1	4,8	7	Bueno
8	Bombeo Electrosumergible con Bombeo por Cavidades Progresivas	72,7	63,4	2	16,4	1	4,9	9	Bueno

**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

Estos resultados presentan una estructura bastante diferente a los obtenidos con el pozo A, aunque haya una gran similitud entre los datos cargados. Para saber a que se debe tal diferencia, es necesario hacer el análisis por variable de los SLA. Inicialmente, se debe considerar la primera opción de selección del programa, el Bombeo Electro sumergible (Ver Figura 63).

**Tabla 36.** “CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE”, pozo B.

Variable	Clase	Calificación	% Influencia	Desempeño Individual	Comentarios
Tasa de Producción	1	0	11,2	0	Las bombas electro sumergibles no están diseñadas para levantar caudales inferiores a 100 BPD ni superiores a 60,000 BPD. Además a tasas tan bajas no es rentable.
Número de Pozos	3	5	2,6	2,6	
Profundidad del Pozo	1	4	11,2	9,0	
Diametro de Casing	2	3	4,8	2,9	
Grado de Inclinación del Pozo	2	-	0	0	
Severidad Dogleg	3	-	0	0	
Presión de Fondo Fluyendo	2	5	4,8	4,8	
Temperatura	2	4	4,8	3,8	
Tipo de Completamiento	2	5	4,8	4,8	
Tipo de Recobro	3	5	2,6	2,6	
BSW	1	5	11,2	11,2	
Viscosidad del Fluido Producido	2	5	4,8	4,8	
Presencia de Fluidos Corrosivos	3	5	2,6	2,6	
Contenido de Arena Abrasiva	2	5	4,8	4,8	
GOR	1	3	11,2	6,7	
Contaminantes Presentes	3	2	2,6	1,0	
Tratamientos Aplicados	3	2	2,6	1,0	
Tipo de Locación	2	5	4,8	4,8	
Energía Eléctrica	2	5	4,8	4,8	
Espacio Restringido	3	5	2,6	2,6	

**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

Como se puede observar en la anterior tabla, este SLA presenta una única “No Aplicabilidad”, ubicada en la variable Tasa de Producción. Esta es una condición inaceptable, ya que en la práctica, por bueno que sea el CSF y el DG del sistema, éste físicamente no puede operar bajo dichas condiciones.

Una primera alternativa de solución consistiría en modificar el caudal deseado para que se ajuste a los rangos viables del Bombeo Electro sumergible (por encima de 100 BDP), pero esta opción es rápidamente descartada, debido a la condición del campo, el cual por su avanzado estado de depleción, no cuenta con el potencial de formación suficiente para alcanzar dichas tasas.

Como una segunda opción, se sugiere que el usuario busque una o más variables que puedan ser fácilmente modificadas en la práctica, y que a la vez, ejerzan una elevada influencia sobre la selección final del sistema. El GOR es una buena alternativa para este fin, ya que puede ser parcialmente manipulado en campo, por ejemplo, mediante la utilización de separadores de gas en fondo o anclas de gas, además es una variable Clase 1, con un elevado porcentaje de influencia.

Suponiendo que en lugar de la estimación presentada anteriormente, se utiliza un valor de GOR histórico, se puede reducir esta variable aproximadamente a unos 700 scf/stb, tras lo cual, se procede a realizar una nueva corrida con la Herramienta Software MUTOR, con el objeto de analizar la sensibilidad de las selecciones en función del GOR. El resultado de esta nueva corrida se muestra en la Tabla 37.

**Tabla 37.** “SELECCIÓN FINAL” para el pozo B, con GOR modificado.

Posición	SLA	CSF	DG	CNA	%CNA	CL	%L	%I	NIVEL
1	Bombeo Mecánico	83,1	72,0	0	0	3	19,2	9	Excelente
2	Bombeo Electro sumergible	82,2	75,8	1	11,2	0	0	7	Excelente
3	Bombeo Electrosumergible Con Gas Lift	80,8	73,0	1	11,2	0	0	7	Excelente
4	Bombeo Hidráulico Tipo Jet	78,3	68,2	1	11,5	0	0	9	Bueno
5	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	78,2	68,1	1	11,5	0	0	9	Bueno
6	Gas Lift	76,3	65,1	1	11,0	1	4,7	5	Bueno
7	Bombeo Electrosumergible con Bombeo por Cavidades Progresivas	75,0	67,7	2	16,1	1	4,8	7	Bueno
8	Bombeo por Cavidades Progresivas	72,7	63,4	2	16,4	1	4,9	9	Bueno

**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

De esta forma se observa que el Bombeo Mecánico es nuevamente la mejor opción a implementar. Para verificar que esta selección si sea la más acertada, se debe hacer una vez más el análisis por variables para el primer lugar, que para la nueva selección, es el Bombeo Mecánico (Ver Tabla 65).

**Tabla 38.** “CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA BOMBEO MECÁNICO”, pozo B, con GOR modificado.

Variable	Clase	Calificación	% Influencia	Desempeño Individual	Comentarios
Tasa de Producción	1	4	11,5	9,2	
Número de Pozos	3	5	2,7	2,7	
Profundidad del Pozo	1	3	11,5	6,9	
Diametro de Casing	2	4	4,9	3,9	
Grado de Inclinación del Pozo	2	-	0	0	
Severidad Dogleg	3	-	0	0	
Presión de Fondo Fluyendo	3	1	4,9	0,8	Las presiones superiores a 500 psi dificultan el cierre de las válvulas de la bomba durante la carrera ascendente, disminuyendo su eficiencia.
Temperatura	3	4	2,7	2,1	
Tipo de Completamiento	1	5	2,7	2,7	
Tipo de Recobro	2	5	2,7	2,7	
BSW	2	5	11,5	11,5	
Viscosidad del Fluido Producido	2	3	4,9	2,9	
Presencia de Fluidos Corrosivos	2	5	4,9	4,9	
Contenido de Arena Abrasiva	2	5	4,9	4,9	
GOR	1	1	11,5	2,3	El sistema opera con contenidos de gas entre 400 y 700 scf/stb, pero se reduce notablemente la eficiencia del sistema. Se recomienda separar y ventear el gas libre.
Contaminantes Presentes	3	1	2,7	0,5	Muy susceptible a problemas con asfaltenos y parafinas, en especial a estas últimas, por su rápida depositación. Pueden obstruir la bomba y la línea de producción. Se recomienda tratamientos de control.
Tratamientos Aplicados	3	4	2,7	2,9	
Tipo de Locación	2	4	4,9	3,9	
Energía Eléctrica	3	4	2,7	2,9	
Espacio Restringido	2	5	4,9	4,9	

**Fuente:** Herramienta Software MUTOR.

Dado que no hay variables en condición de “No Aplicabilidad” y las variables en “Limitación” son las mismas que en el pozo A, no hace falta hacer un estudio extensivo de las mismas.

Se puede decir entonces, que mediante una modificación del GOR en los pozos a analizar, se puede llegar más rápidamente a una selección coherente y confiable.

### **7.3.2 ANÁLISIS DE UN GRUPO DE POZOS**

Para un conjunto de pozos, el procedimiento de análisis no difiere mucho del empleado para un único pozo, ya que se debe analizar sistema por sistema para identificar las restricciones de cada uno de ellos y conocer las precauciones a tomar en cada caso; la principal diferencia radica en que para este caso, el procedimiento es un poco más largo y tedioso, puesto que se requiere de una corrida en la Herramienta Software para cada pozo dentro del grupo, con sus respectivos datos y con el correspondiente análisis de los resultados.

Posteriormente, se comparan entre sí las selecciones realizadas para todos los pozos, y se busca de ser posible un comportamiento generalizado entre ellas, es decir, un SLA que se repita frecuentemente en las primeras posiciones y cuyas condiciones de “No Aplicabilidad” y “Limitación” no representen una restricción severa a la implementación del sistema en cuestión. De esta forma es posible determinar, con un cierto grado de aproximación cual podría ser el sistema de levantamiento artificial más

adecuado para implementar no solo en un pozo dado, sino, en un campo en particular.

Es importante recordar, que los resultados proporcionados por la Herramienta Software MUTOR no constituyen bajo ninguna circunstancia un sustituto para la experiencia de campo, el dominio de las técnicas de levantamiento artificial y el buen juicio del personal debidamente capacitado, sino que por el contrario, son un soporte que le permitirá al ingeniero hacer un mejor uso de sus habilidades, obteniendo resultados de forma rápida y confiable.

## CONCLUSIONES

La selección del sistema de levantamiento artificial más apropiado para un determinado pozo se basa fundamentalmente en las propiedades del pozo, tales como profundidad, relación gas-aceite, y BSW, así como en los requerimientos de caudal definidos para el pozo por la compañía operadora. Una adecuada determinación de estos factores es de gran importancia, ya que la utilización de datos erróneos conduciría inevitablemente a resultados inexactos.

La tasa de producción a tener en cuenta para la selección del sistema de levantamiento debe ser calculada cuidadosamente, de manera que no sea demasiado baja, como para hacer poco atractivo un proyecto, ni tan alta que la formación productora del yacimiento no la pueda sostener. Para tal fin, es necesario determinar el índice de productividad de los pozos de interés y analizar las curvas de IPR de la formación.

Los Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA) poseen características muy variadas y rangos de operación tan diversos, que se ajustan a casi todo tipo de condiciones de campo, razón por la cual el estudio, ordenamiento y consolidación de tales rangos constituyen una poderosa herramienta de selección. Se realizó una evaluación técnica de los Sistemas de Levantamiento Artificial y se plasmó en una única recopilación en forma de screening, la cual se tomó como punto de partida para el desarrollo de la Herramienta Software "MUTOR".

Los campos desarrollados y maduros representan una nueva perspectiva en la explotación de hidrocarburos en la actualidad, ya que con el manejo adecuado y la aplicación de nuevas tecnologías de explotación es posible obtener de ellos tasas de producción, llamativas y rentables, que con las técnicas convencionales de extracción no eran posibles de alcanzar anteriormente.

Para la implementación de un sistema de levantamiento artificial en un campo maduro, la Herramienta Software MUTOR es una excelente alternativa de orientación, ya que permite conocer de forma fácil y rápida, no solo el o los SLA más apropiados para las condiciones de operación del campo, sino también, aquellos aspectos en los cuales se destacarían los sistemas escogidos, las dificultades y restricciones que tendrían y las posibles alternativas de solución a tales inconvenientes. Esto es posible gracias a la completa base de datos con que cuenta, producto de la investigación, el análisis y la reflexión crítica realizada en materia de levantamiento artificial, nuevas tecnologías y rangos de aplicabilidad de los sistemas de levantamiento artificial.

Una de las principales características La Herramienta Software MUTOR es que cuenta con una metodología interna de selección flexible, que no obliga al usuario a introducir necesariamente una determinada serie de datos, que en ocasiones son difíciles de conseguir, permitiendo de esta forma utilizar solamente aquella información del campo que se tenga a disposición y obtener de cualquier forma resultados con un grado considerable de confiabilidad. Esto se debe a que cuando un dato es omitido por el usuario, el software no lo descarta, sino que lo incluye dentro de la incertidumbre del resultado final, ajustándose así a las condiciones y necesidades reales que se encontrarían en la práctica.

La Herramienta Software MUTOR también constituye un instrumento didáctico de gran valor, ya que contiene un completo contenido temático que permite al usuario consultar en cualquier momento temas relacionados con el programa, tales como índices de productividad, levantamiento artificial y la metodología de selección misma. Este contenido, implementado en una plataforma HTML, esta disponible en cualquier momento durante la ejecución del programa, luego la combinación de estos dos elementos constituye un medio sumamente útil para el estudio y comprensión de los sistemas de levantamiento artificial.

En general, la Herramienta Software MUTOR con todos sus componentes, constituye un mecanismo de orientación y soporte de gran utilidad para el estudio de los sistemas de levantamiento artificial, más no un sustituto a la experiencia de campo y el sentido común de los ingenieros. Los resultados proporcionados por el software no deben ser considerados como definitivos para la implementación de un SLA en un campo, sino que deben ser analizados para verificar su coherencia e identificar los puntos clave a tener en cuenta ante una eventual instalación del sistema de levantamiento seleccionado.

## RECOMENDACIONES

La Herramienta Software MUTOR constituye la base de un conveniente y promisorio estudio de los sistemas de levantamiento artificial frente a las condiciones operativas de los campos maduros, por lo tanto se debe seguir trabajando en esta área, no muy desarrollada hasta el momento, con el fin de aprovechar las ventajas de este software y producir nuevos y mejores resultados, que contribuyan a incrementar la producción de los campos maduros y por lo tanto, satisfacer las necesidades energéticas y del sector hidrocarburos, que crecen a un ritmo acelerado en la actualidad.

Si bien es cierto que la herramienta fue desarrollada con base en tecnologías modernas, es conveniente mantener actualizada la base de datos del software con el fin obtener resultados cada vez más favorables, incluso para las condiciones de operación más exigentes. Se debe prestar especial atención a los rangos de operación de los SLA, ya que gracias a las continuas mejoras que se dan en los campos de resistencia de materiales, diseño de equipos y química más amigable, dichos rangos de aplicación se hacen cada vez más amplios.

Para obtener resultados y avances más significativos en áreas como la explotación y operación de campos maduros, es imprescindible la combinación de tecnología aplicada, como es el caso de las Herramienta Software MUTOR, con la experiencia de campo, ya que solo de esta forma se asegura un control de calidad sobre los resultados obtenidos de este tipo de herramientas. También puede ser de utilidad integrar los estudios y

avances realizados en el área de producción, con otras ramas afines como yacimientos, simulación, completamiento, química, mecánica, geología y demás.

Con el fin de mejorar la confiabilidad en la selección de los sistemas de levantamiento artificial proporcionada por el software, se debe mejorar la toma de datos sobre todo en aquellos campos con un avanzado estado de depleción que por su condición las compañías operadoras optan como “mejor solución” abandonarlos o simplemente dejarlos producir descontroladamente sin proporcionarles ninguna ayuda hasta el punto en que se agota su energía y que mueren por si mismos.

## BIBLIOGRAFIA

1. **BUCARAM, S. M. CLEGG, J. D. y HELN, N. M.** Recommendations and Comparisons for Selecting Lift Method. SPE. 24834. 1993.
2. **BUCARAM, S. M. y PATTERSON, J. C.** Managing Artificial Lift. SPE. 26212. 1994.
3. **FETKOVICH, M. J.** The Isochronal Testing of Oil Wells. SPE 04529; 1973.
4. **BROWN, Kermit.** The Technology of Artificial Lift Method. Volumen 2a. Introduction of Artificial Lift System beam Pumping: Desing and Analysis Gas Lift Tulsa: Pennwell Publishing Company. 1980. 217 a 312 p.
5. **GILBERT, W. E.** Flowing and Gas lift Well Performance, API Drill. Practicas de Producción. 1954.
6. **HILLIER, Frederick S., y LIEBERMAN, J. Gerald.** Investigación de operaciones. 7 ed. México: McGraw-Hill. 2004. 754 a 758 p.
7. **NIND, T. E. W.** Principles of Oil Well Production. New York: McGraw Hill. 1964. 71 a 96 p.

8. **NIND, T. E. W.** Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. México: Limusa. 1987. 71 a 95 p.
9. **VOGEL, J. V.** Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells, J. Petrol. Technol., 20(1):83. 1968.
10. **ADAIR, Paul.** Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003.
11. **AITKEN, K. J. y HOLMES, J. D.** Combined / Auto Gas Lift Completions in High GOR / High Sand Wells on the Australian Northwest Shelf. SPE. 64466. 2000.
12. **TRUJILLO, G. y GUTIERREZ, Mario. A.** Nueva Tecnología de Extracción de Petróleo. Equipo BORS (Balanced Oil Recovery System). V - INGEPET 2005 (EXPL-3-GT-226).
13. **BROWN, Kermit E.** Overview of Artificial Lift System. SPE. 09979. 1982.
14. **LLOYD, R. Heinz. y HERALD, W. Winkler.** Decision Tree for Selection of Artificial Lift Method. SPE. 29510. 1995.
15. **HERRERA, D. Cristóbal. y ORTIZ, S. Juliana.** Estudio para la implementación de un Sistema de Levantamiento Artificial Combinado de Bombeo Electrosumergible y Levantamiento Neumatico: Electrogas. Aceip.2002.

16. **SAPUTELLI, L.** Combined Lift Artificial System – An Innovative Approach. SPE. 39041. 1997.
17. **GIPSON, Fred. CLEGG, Joe. CAPPS, Bill. y WILSON, Pill.** Selection of Artificial Lift Method. SPE. 10337. 1981.
18. **STANDING, M. B.** Concerning the calculation of Inflow Performance of Wells producing from Solution Gas Drive Reservoirs. J. Petrol. Technol. Forum. September de 1971. 1141 p.
19. **BORJA, Hubert, y CASTRO, Ricardo.** Production Optimization by Combined Artificial System and Its Application in Two Colombian Fields. SPE. 53966. 1999.
20. **NAGUIB, M.A. y BAYOUMI, A.** Guideline of Artificial Lift Selection for Mature Field. SPE. 64428. 2000.
21. **BUCHMAN, Smil. S.** Producing the Well in Artificial Lift by a Subsurface Compensated Pump: A New Production Method. SPE. 80920. 2003.
22. **LEA, J.S. y WINKLER, H.W.** New and Expected Developments in Artificial Lift. SPE. 27990. 1994.
23. **ESON, Rod.** Optimizing Mature Oil Field Through of Alternative Artificial Systems. SPE. 38336. 1997.

## **ANEXOS**

**ANEXO A. TABLA “PARAMETROS” COMPLETA. SECCIÓN BOMBEO MECÁNICO.**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	Clase	Propiedad	% Base	No Viable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo	Excelente	Bueno	Aceptable	Limitado	No Viable
2		Ponderacion		0	1	2	3	4	5	4	3	2	1	0
3	1	Q	10,5				10	50	300	500	1000	4000	10000	100000
4	3	Nw	2,5					1	10000					
5	1	Dep	10,5						2500	3000	7000	10000	14000	25000
6	2	Csg	4,5		2 3/8				4 1/2	5 1/2		7	9 5/8	> 9 5/8
7	2	Inc	4,5						5	10	20	45		90
8	2	Dog	4,5						3	5		10	20	100
9	2	Pwf	4,5					50	100	200	300	500	4000	10000
10	3	T	2,5						150	250	400	550	600	700
11	3	Comp	2,5			Múltiple			Simple					
12	3	Recov	2,5			Terciario		Secundario	Primario					
13	1	BSW	10,5						15	25	45	60	95	100
14	2	Visc	4,5				20	100	500	1000	3000	5000	7000	15000
15	2	Fcor	4,5	Si					No					
16	2	Sand	4,5						10	50	200	500	1000	15000
17	1	GDR	10,5						100	200	300	400	700	100000
18	3	Cont	2,5		Severa	Media	Leve		Nula				Parafinas	
19	3	Treat	2,5		Ácidos			Inhibidores	Sin Tratamiento	Solventes				
20	2	Loc	4,5	Offshore		Remotos		Onshore						
21	3	Ener	2,5				Generada	Comprada						
22	2	Space	4,5		Reducido		Standard		Amplio					
23														

**ANEXO A (Continuación). TABLA "PARAMETROS" COMPLETA. SECCIÓN BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	Clase	Propiedad	% Base	No Viable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo	Excelente	Bueno	Aceptable	Limitado	No Viable
2		Ponderacion		0	1	2	3	4	5	4	3	2	1	0
3	1	Q	10,5	100	200	300	1000	10000	20000	30000	50000	60000		100000
4	3	Nw	2,5					1	10000					
5	1	Dep	10,5						5000	7500	10000	12500	15000	25000
6	2	Csg	4,5	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	> 7					
7	2	Inc	4,5						10	40	70	80		90
8	3	Dog	2,5						3	10		100		
9	2	Pwf	4,5				300	500	10000					
10	2	T	4,5					70	150	250	325	350	450	700
11	2	Comp	4,5	Múltiple					Simple					
12	3	Recov	2,5			Terciario		Secundario	Primario					
13	1	BSW	10,5						70	90	99,9			
14	2	Visc	4,5						10	50	100	200	5000	15000
15	3	Foor	2,5			Si			No					
16	2	Sand	4,5						5	15	50	100	200	15000
17	1	GOR	10,5						50	500	1500	4000	5000	100000
18	3	Cont	2,5			Severa	Media	Leve	Nula					
19	3	Treat	2,5			Cualquiera			Sin Tratamiento					
20	2	Loc	4,5				Remotos	Offshore	Onshore					
21	2	Ener	4,5	Generada					Comprada					
22	3	Space	2,5				Reducido	Amplio	Standard					
23														

**ANEXO A (Continuación). TABLA “PARAMETROS” COMPLETA. SECCIÓN BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	Clase	Propiedad	% Base	No Viable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo	Excelente	Bueno	Aceptable	Limitado	No Viable
2		Ponderacion		0	1	2	3	4	5	4	3	2	1	0
3	1	Q	10,5	5		5	100	1500	2000	2500	3500	4500	5500	100000
4	3	Nw	2,5					1	10000					
5	1	Dep	10,5						2500	3500	5000	7500	9800	25000
6	2	Csg	4,5				2 3/8		4 1/2	5 1/2		7	> 7	
7	2	Inc	4,5						3	8		10		90
8	2	Dog	4,5						2	4			10	100
9	3	Pwf	2,5			100	200	500	1000	10000				
10	2	T	4,5					70	150	250	280		350	700
11	3	Comp	2,5			Múltiple			Simple					
12	3	Recov	2,5			Terciario		Secundario	Primario					
13	1	BSW	10,5						6	15	40	55	90	100
14	2	Visc	4,5		100	500	1000	5000	6000		8000	10000	12000	15000
15	2	Fcor	4,5		Si				No					
16	2	Sand	4,5						50	200	500	8000	10000	15000
17	1	GOR	10,5						50	150	300		500	100000
18	3	Cont	2,5				Severa	Leve	Nula	Media				
19	2	Treat	4,5	Solventes	Ácidos Offshore	Inhibidores			Sin Tratamiento					
20	3	Loc	2,5				Remotos		Onshore					
21	2	Ener	4,5			Generada		Comprada						
22	3	Space	2,5				Reducido	Standard	Amplio					
23														
24														

**ANEXO A (Continuación). TABLA “PARAMETROS” COMPLETA. SECCIÓN BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN.**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	Clase	Propiedad	% Base	No Viable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo	Excelente	Bueno	Aceptable	Limitado	No Viable
2		Ponderacion		0	1	2	3	4	5	4	3	2	1	0
3	1	Q	10,5				150	300	600	1500	3000	5000	8000	100000
4	2	Nw	4,5			1		2	10000					
5	1	Dep	10,5	2000	5000	7500	10000	12000	15000	20000				25000
6	2	Csg	4,5	2 3/8	4 1/2	5 1/2	7	9 5/8	> 9 5/8					
7	2	Inc	4,5						10	20		90		
8	2	Dog	4,5						3	10	15	30	60	100
9	2	Pwf	4,5			50	100	300	800	10000				
10	2	T	4,5					70	150	250		500	600	700
11	3	Comp	2,5				Múltiple		Simple					
12	3	Recov	2,5			Secundario		Primario				Terciario		
13	1	BSw	10,5						10	20	35	60	100	
14	2	Visc	4,5					1	50	300	500	700	1500	15000
15	3	Foor	2,5		Si				No					
16	2	Sand	4,5						2	10	70	150		15000
17	1	GDR	10,5						30	120	220	350	500	100000
18	3	Cont	2,5		Severa	Media	Leve		Nula				Scales	
19	3	Treat	2,5			Ácidos	Sin Tratamiento	Solventes	Inhibidores					
20	2	Loc	4,5			Offshore			Onshore			Remotos		
21	3	Ener	2,5				Comprada				Generada			
22	3	Space	2,5			Reducido		Amplio	Standard					
23														
24														

**ANEXO A (Continuación). TABLA “PARAMETROS” COMPLETA. SECCIÓN BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	Clase	Propiedad	% Base	No Viable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo	Excelente	Bueno	Aceptable	Limitado	No Viable
2		Ponderacion		0	1	2	3	4	5	4	3	2	1	0
3	1	Q	10,5			100	300	500	1000	3000	7000	12000	15000	100000
4	2	Nw	4,5			1		2	10000					
5	1	Dep	10,5	2000	5000	7500	10000	12000	15000	20000				25000
6	3	Csg	2,5	2 3/8	4 1/2	5 1/2	7	9 5/8	> 9 5/8					
7	2	Inc	4,5						10	20		90		
8	2	Dog	4,5						3	10	15	30	60	100
9	2	Pwf	4,5			100	200	500	1000	10000				
10	2	T	4,5					70	150	250	500		600	700
11	3	Comp	2,5				Múltiple		Simple					
12	3	Recov	2,5			Secundario		Primario				Terciario		
13	1	BSW	10,5						10	20	35	60	100	
14	2	Visc	4,5					1	10	200	800	1000	1500	15000
15	3	Fcor	2,5			Si			No					
16	2	Sand	4,5						2	10	100	200		15000
17	1	GOR	10,5						100	200	300	400	500	100000
18	3	Cont	2,5			Severa	Media	Leve	Sin Contaminante			Scales		
19	2	Treat	4,5			Ácidos	Sin Tratamiento	Inhibidores	Solventes					
20	2	Loc	4,5			Offshore			Onshore			Remotos		
21	3	Ener	2,5				Comprada				Generada			
22	3	Space	2,5			Reducido		Amplio	Estándar					
23														
24														

**ANEXO A. TABLA "PARAMETROS" COMPLETA. SECCIÓN GAS LIFT.**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	Clase	Propiedad	% Base	No Viable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo	Excelente	Bueno	Aceptable	Limitado	No Viable
2		Ponderacion		0	1	2	3	4	5	4	3	2	1	0
3	1	Q	10,5	100	500	1000	5000	10000	15000	20000	30000		35000	100000
4	2	Nw	4,5	1		15		25	10000					
5	1	Dep	10,5			2500	7500	10000	15000				18500	25000
6	2	Csg	4,5	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	> 7					
7	3	Inc	2,5						30	45	65	75	90	
8	3	Dog	2,5						50	60	70	80	100	
9	2	Pwf	4,5	500	650	850	1000	2000	10000					
10	2	T	4,5					100	150	200	280	400	500	700
11	3	Comp	2,5				Múltiple		Simple					
12	2	Recov	4,5	Secundario		Terciario			Primario					
13	1	BSw	10,5						10	20	40	80	90	100
14	2	Visc	4,5		10	20	30	40	70	200	500	600	800	15000
15	3	Foor	2,5					Si	No					
16	2	Sand	4,5						200	500	1000	5000	12000	15000
17	1	GDR	10,5	50	150	500	1000	5000	100000					
18	2	Cont	4,5				Severa	Leve	Nula		Media			
19	3	Treat	2,5		Ácidos	Inhibidores			Sin Tratamiento			Solventes		
20	2	Loc	4,5		Remotos			Onshore	Offshore					
21	3	Ener	2,5				Comprada				Generada			
22	3	Space	2,5			Reducido		Amplio	Standard					
23														

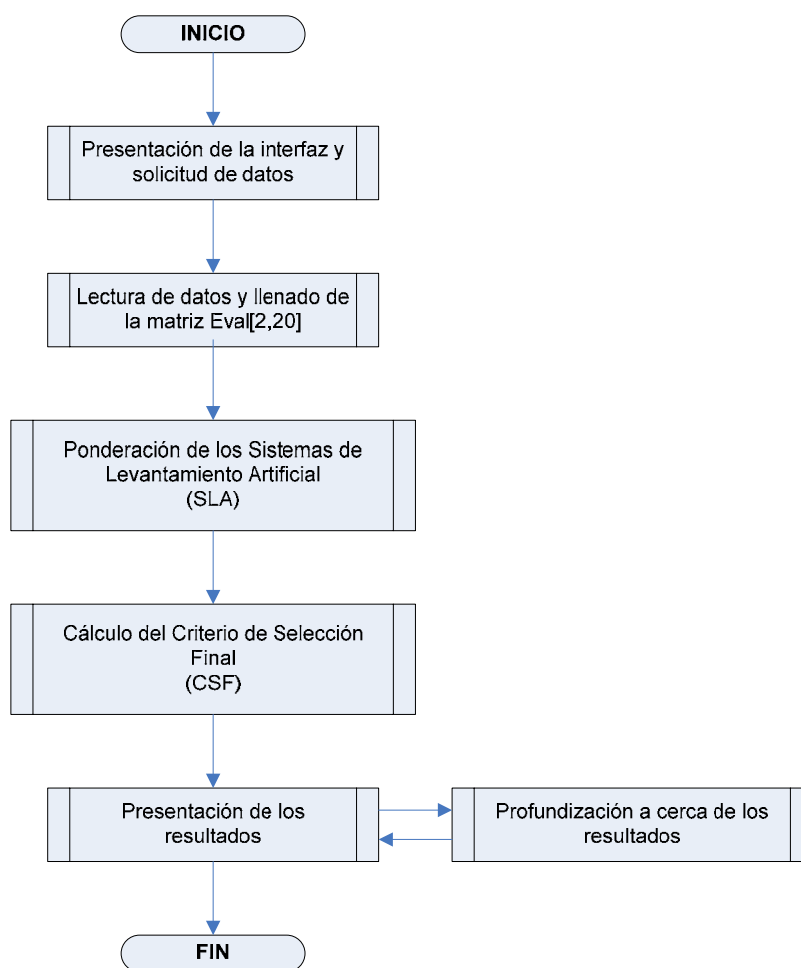
**ANEXO A (Continuación). TABLA “PARAMETROS” COMPLETA. SECCIÓN BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE  
CON GAS LIFT.**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	Clase	Propiedad	% Base	No Viable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo	Excelente	Bueno	Aceptable	Limitado	No Viable
2		Ponderacion		0	1	2	3	4	5	4	3	2	1	0
3	1	Q	10,5	100	200	300	800	8000	25000	35000	60000	70000		100000
4	2	Niv	4,5	1		2		10	10000					
5	1	Dep	10,5						5000	7500	10000	12500	15000	25000
6	2	Csg	4,5	2 3/8		4 1/2	5 1/2	7	> 7					
7	2	Inc	4,5						10	40	70	80		90
8	3	Dog	2,5						10	30	50	70	100	
9	2	Pwf	4,5				200	400	10000					
10	2	T	4,5					70	150	250	325	350	450	700
11	2	Comp	4,5		Múltiple				Simple					
12	3	Recov	2,5		Secundario				Primario					
13	1	BSW	10,5						70	90	99,9			
14	2	Visc	4,5						10	50	100	200	800	15000
15	3	Foor	2,5			Si			No					
16	2	Sand	4,5						5	15	50	100	200	15000
17	1	GOR	10,5						50	500	1500	4000	5000	100000
18	3	Cont	2,5			Severa	Leve		Nula			Media		
19	2	Treat	4,5		Ácidos Remotos	Inhibidores			Sin Tratamiento			Solventes		
20	3	Loc	2,5				Generada	Onshore	Offshore					
21	3	Ener	2,5						Comprada					
22	3	Space	2,5			Reducido		Amplio	Standard					
23														
24														

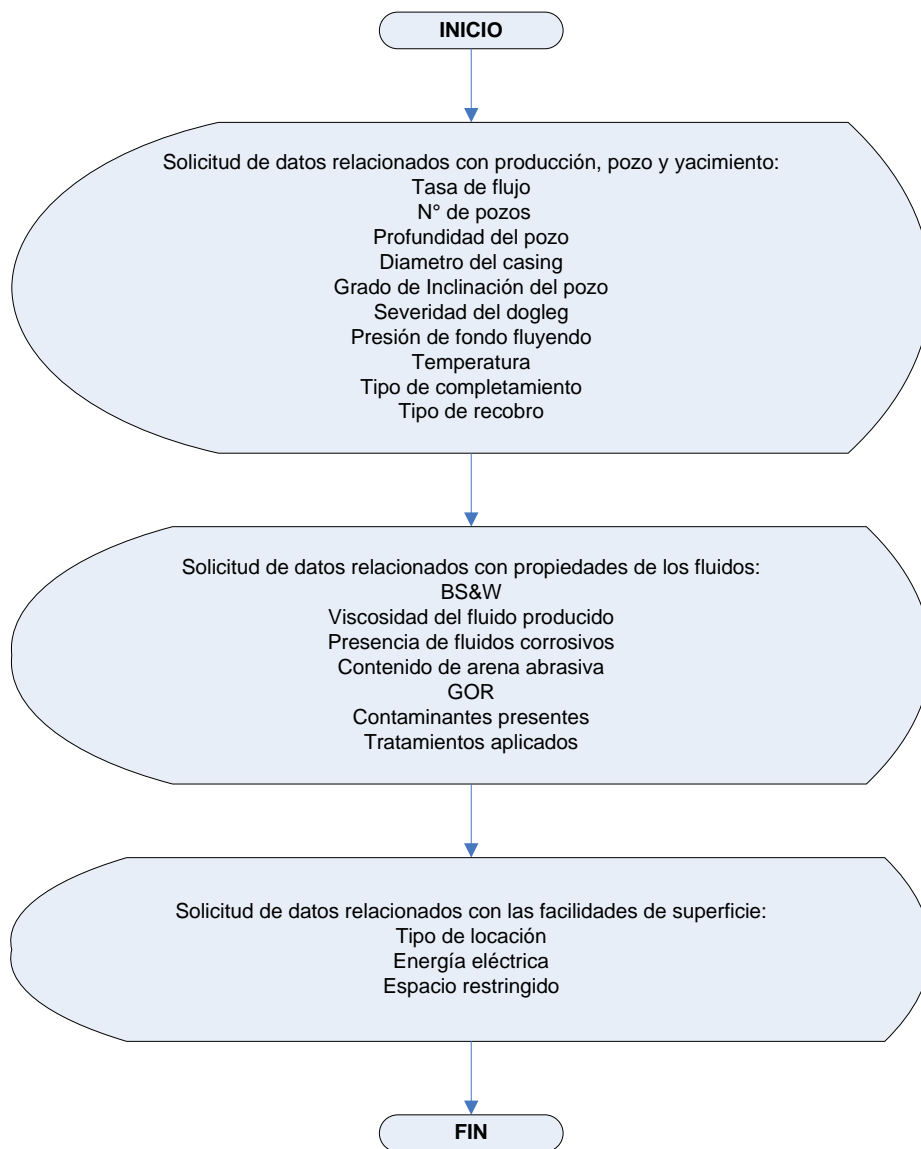
**ANEXO A (Continuación). TABLA “PARAMETROS” COMPLETA. SECCIÓN BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE  
CON CAVIDADES PROGRESIVAS.**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	Clase	Propiedad	% Base	No Viable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo	Excelente	Bueno	Aceptable	Limitado	No Viable
2		Ponderacion		0	1	2	3	4	5	4	3	2	1	0
3	1	Q	10,5			5	100	1500	2500	2800	3500	4500	5500	100000
4	3	Nw	2,5					1	10000					
5	1	Dep	10,5						4000	7000	9000	11000	14000	25000
6	2	Csg	4,5	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	> 7					
7	2	Inc	4,5						10	40	70	80		90
8	3	Dog	2,5						3	8	10	100		
9	2	Pwf	4,5			100	200	500	1000	10000				
10	2	T	4,5					70	150	250	280		350	700
11	2	Comp	4,5	Múltiple					Simple					
12	3	Recov	2,5			Terciario		Secundario	Primario					
13	1	BSW	10,5						6	15	40	55	90	100
14	2	Visc	4,5		100	500	1000	4000	5000	6500	8000	10000	15000	
15	2	Fcor	4,5		Si				No					
16	3	Sand	2,5						40	150	450	5000	8000	15000
17	1	GQR	10,5						50	200	350		600	100000
18	3	Cont	2,5			Severa	Media	Leve	Nula					
19	2	Treat	4,5	Solventes	Ácidos		Inhibidores		Sin Tratamiento					
20	3	Loc	2,5				Remotos	Offshore	Offshore					
21	2	Ener	4,5	Generada					Comprada					
22	3	Space	2,5				Reducido	Standard	Amplio					
23														
24														

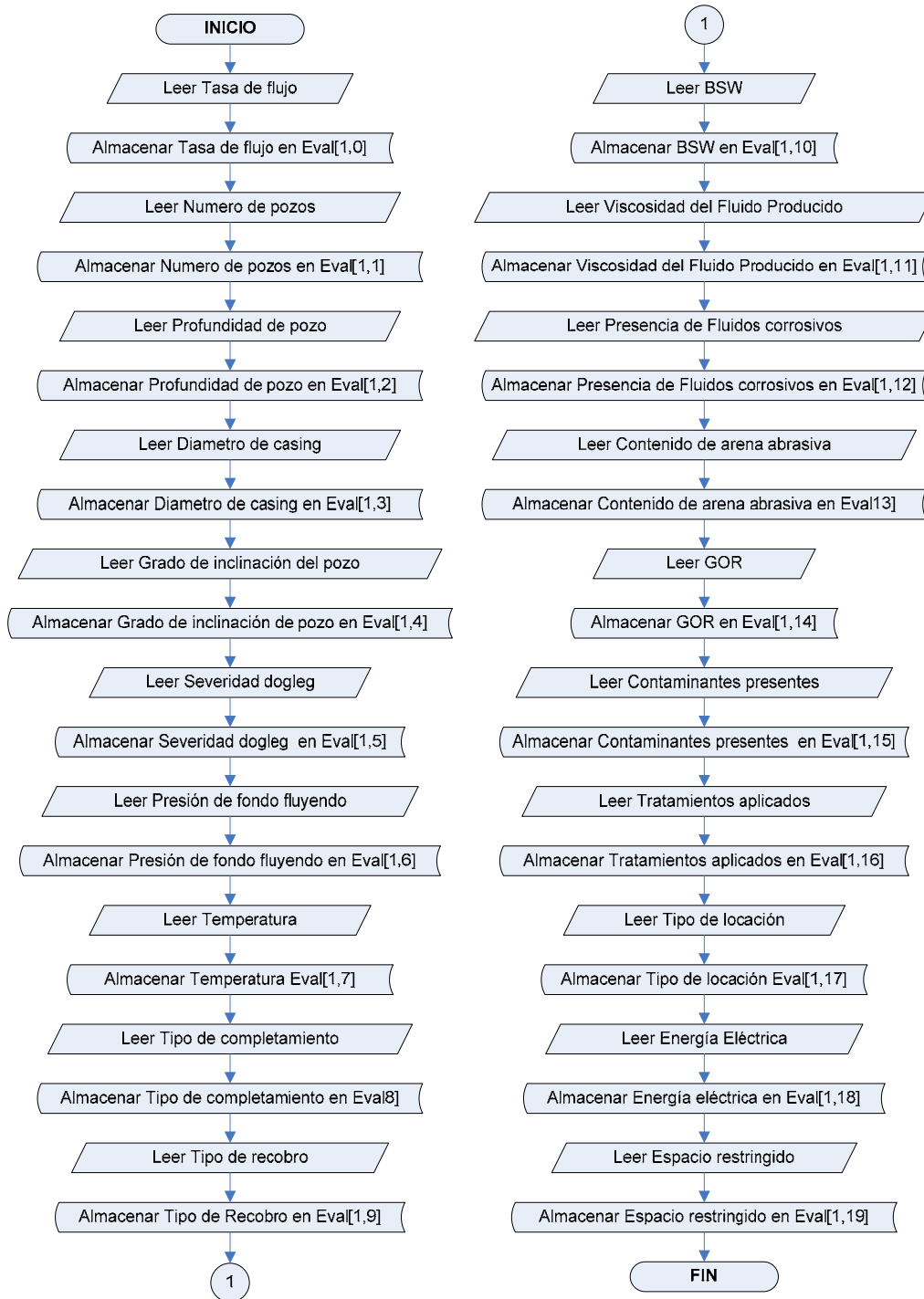
## ANEXO B. ESQUEMA GENERAL DE LA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN.



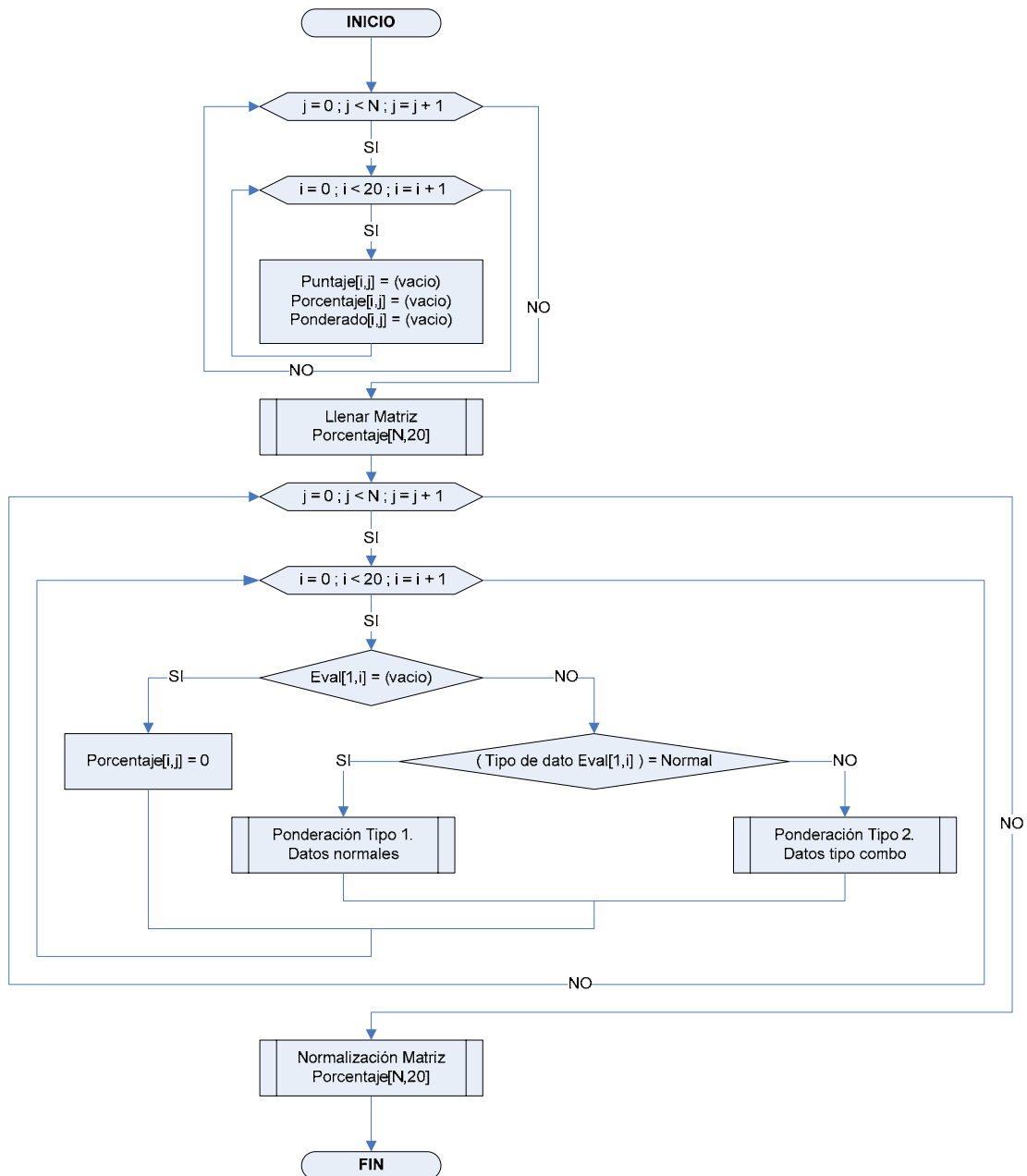
## ANEXO C. MÓDULO: PRESENTACION DE LA INTERFAZ Y SOLICITUD DE DATOS.



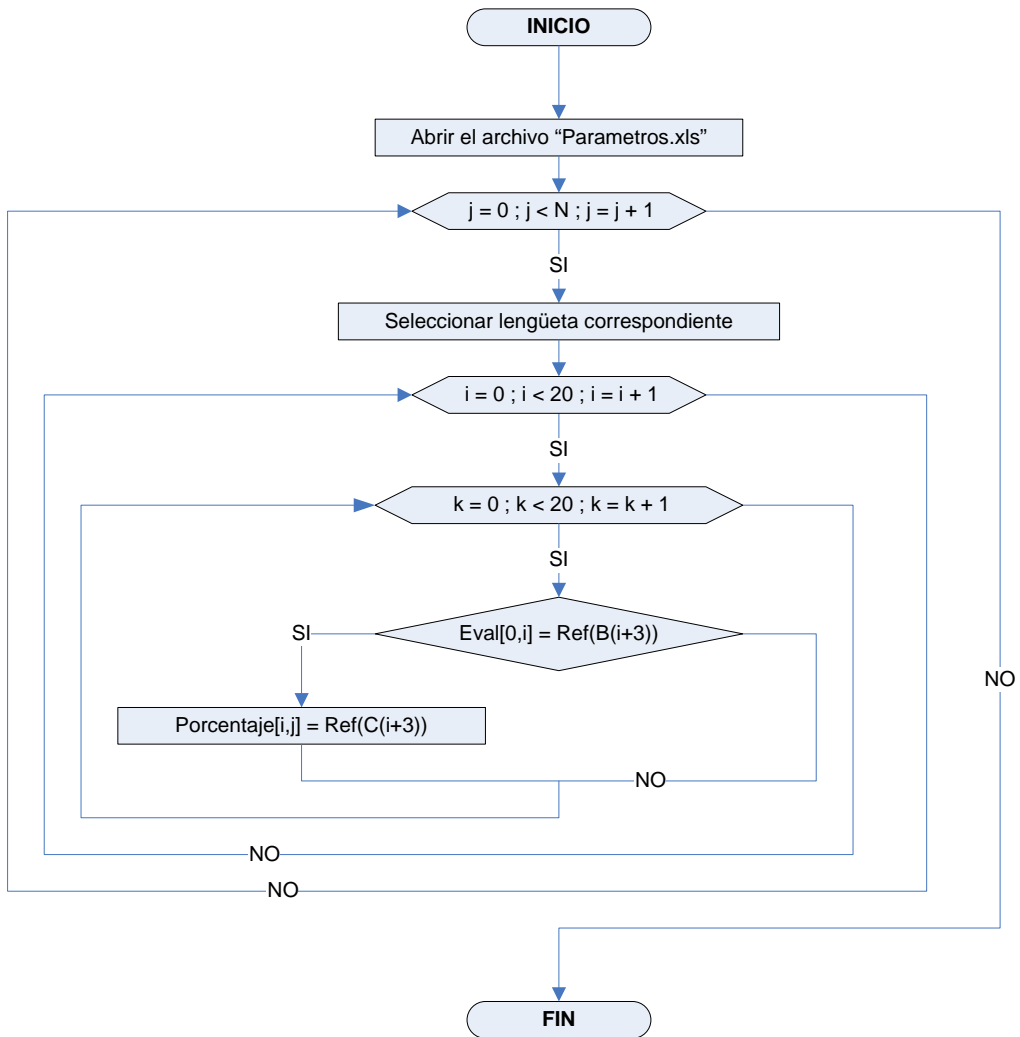
**ANEXO D. MODULO: LECTURA DE DATOS Y LLENADO DE LA MATRIZ EVAL[2,20].**



**ANEXO E. MÓDULO: PONDERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA).**

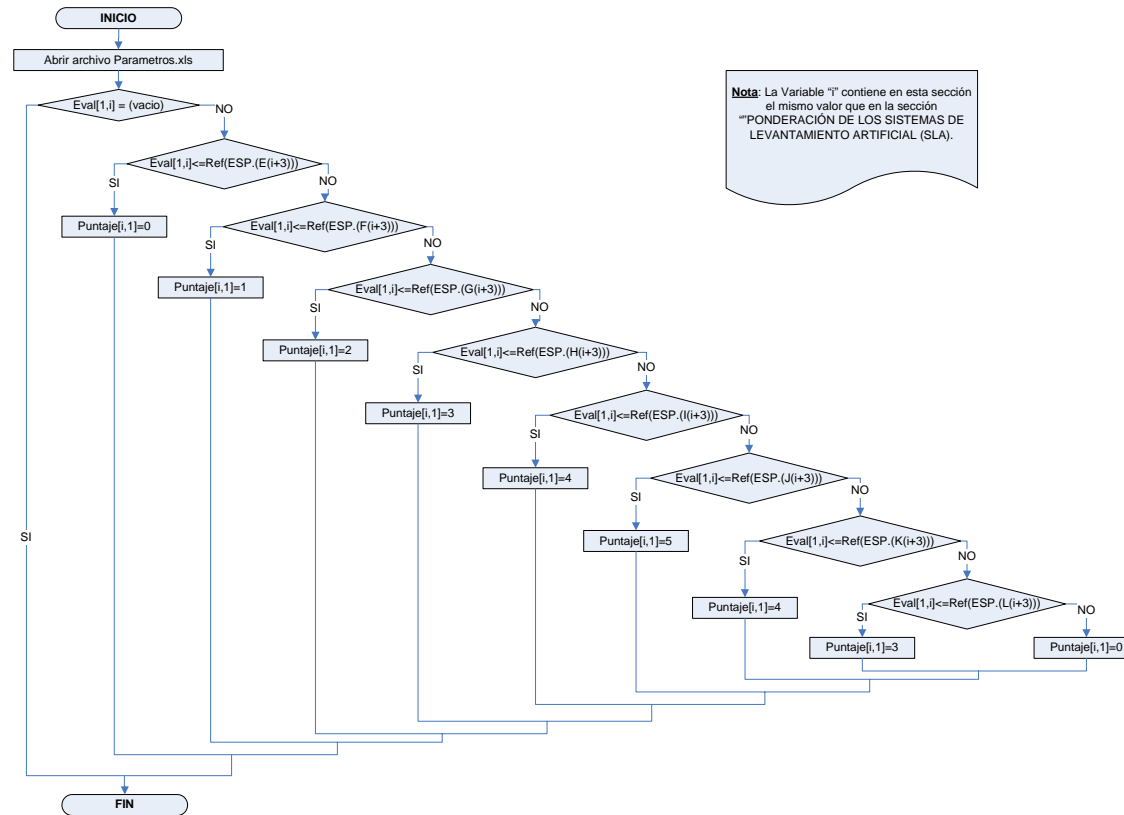


**ANEXO F. SUBMÓDULO: LLENAR MATRIZ PORCENTAJE[N,20].**



## ANEXO G. SUBMÓDULO: PONDERACION TIPO 1. VARIABLES DE TIPO DE DATO NORMAL.

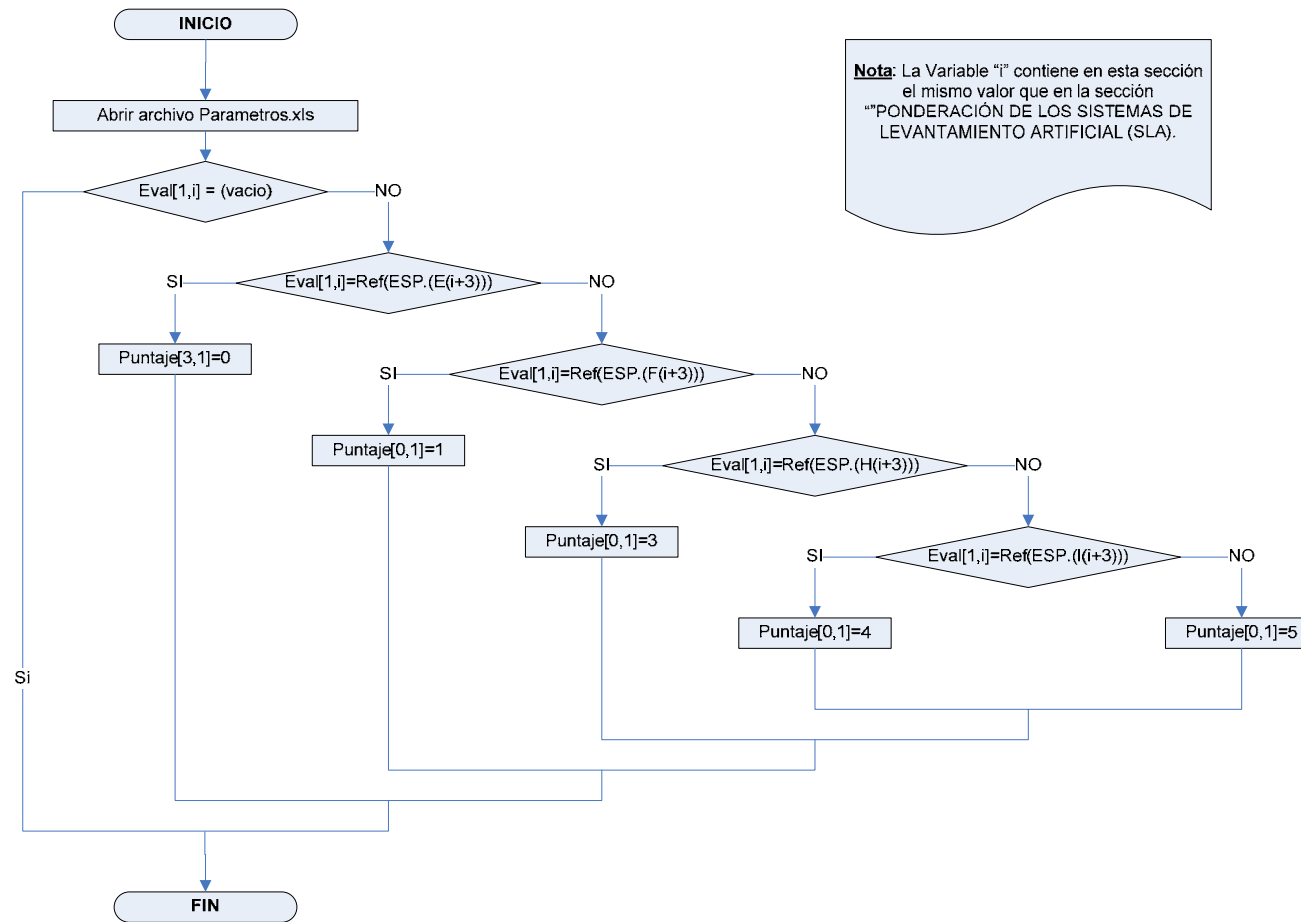
Sección correspondiente al método Bombeo Electro sumergible. Variable: Tasa de flujo.



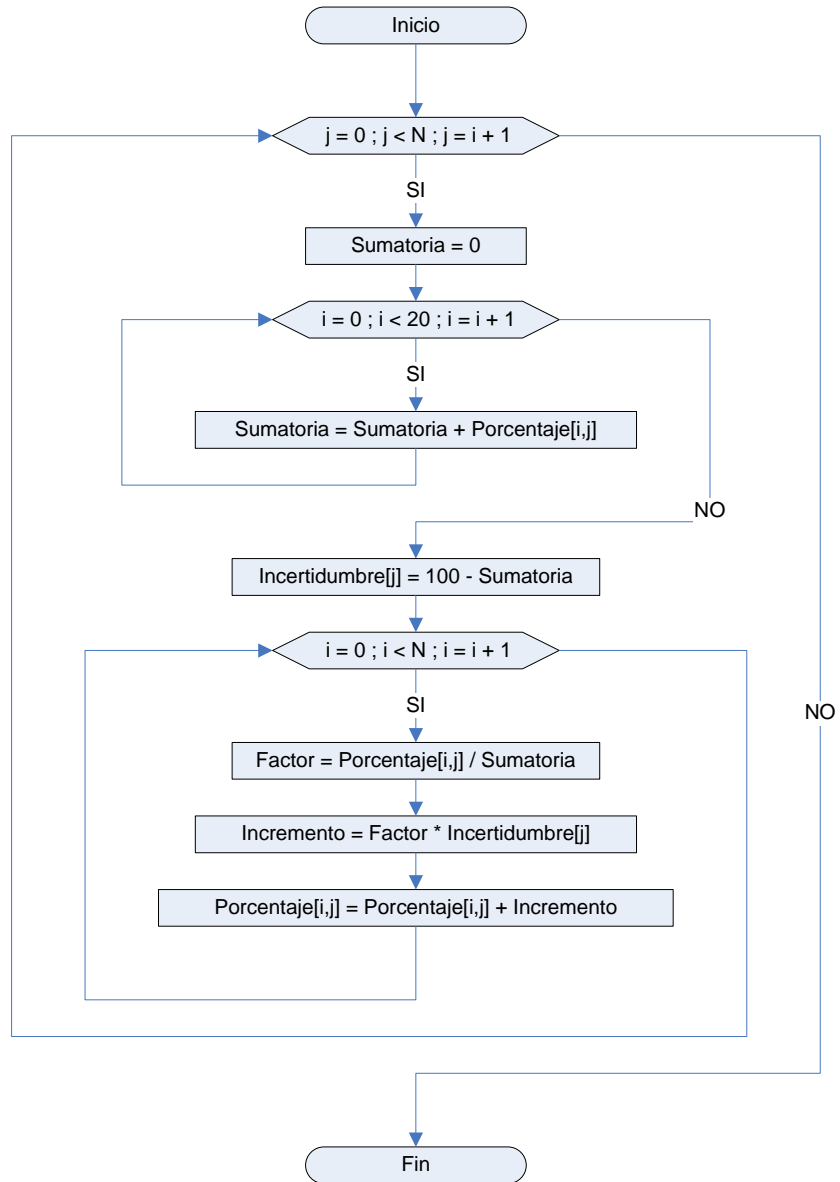
**Nota:** La Variable "I" contiene en esta sección el mismo valor que en la sección "PONDERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA).

**ANEXO H. SUBMÓDULO: PONDERACION TIPO 2.  
VARIABLES DE TIPO DE DATO COMBO**

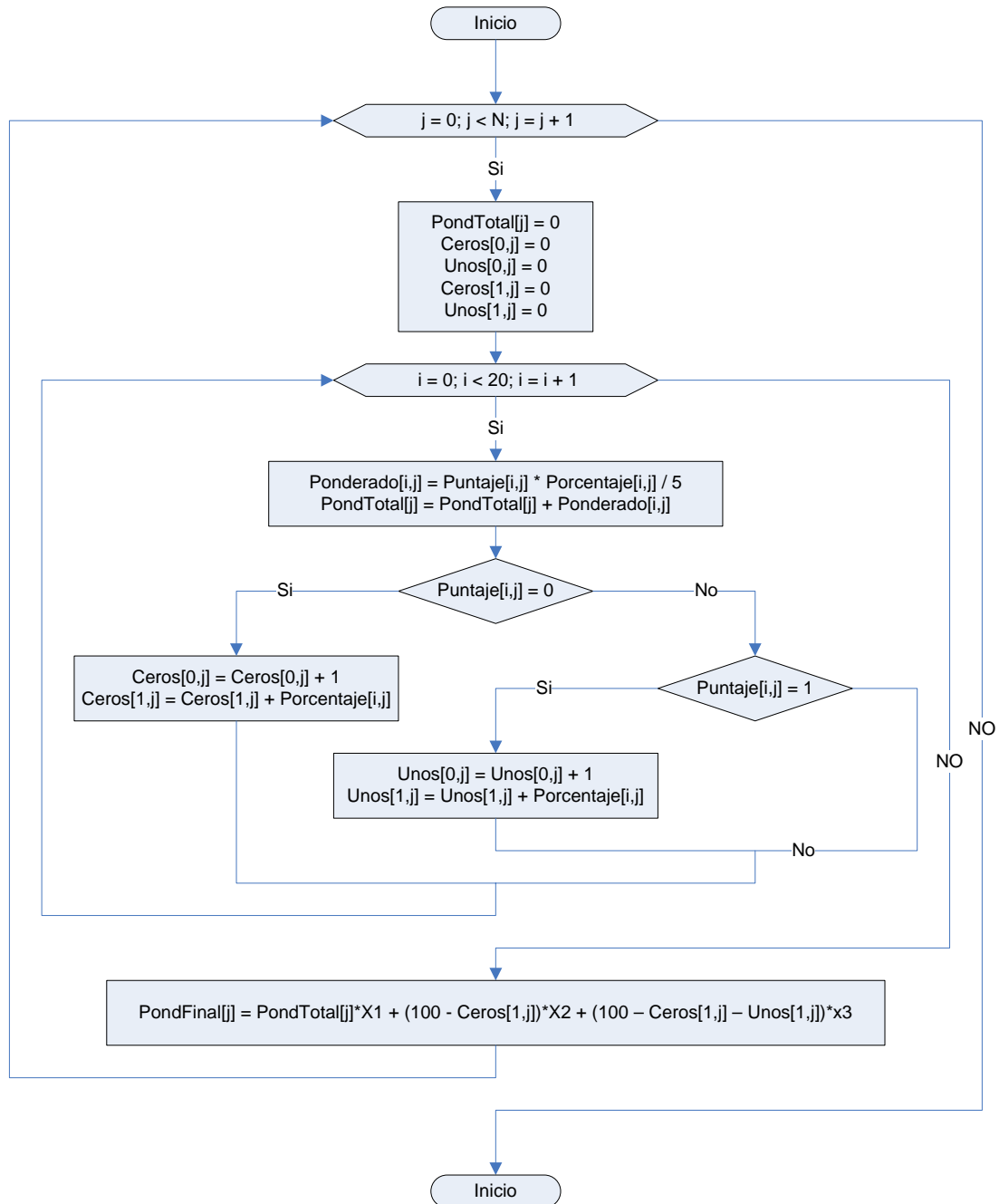
Sección correspondiente al método Bombeo Electro sumergible. Variable: Diametro de Casing.



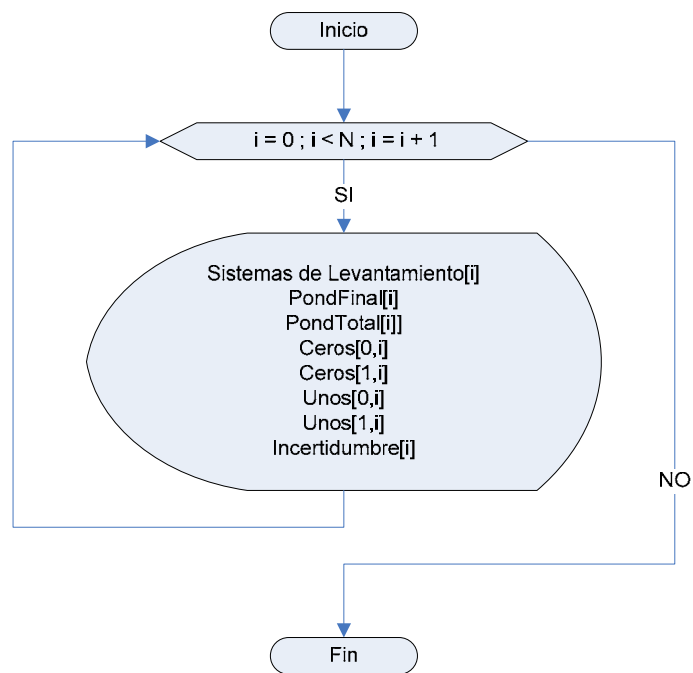
**ANEXO I. SUBMÓDULO: NORMALIZACIÓN MATRIZ PORCENTAJE[N,20].**



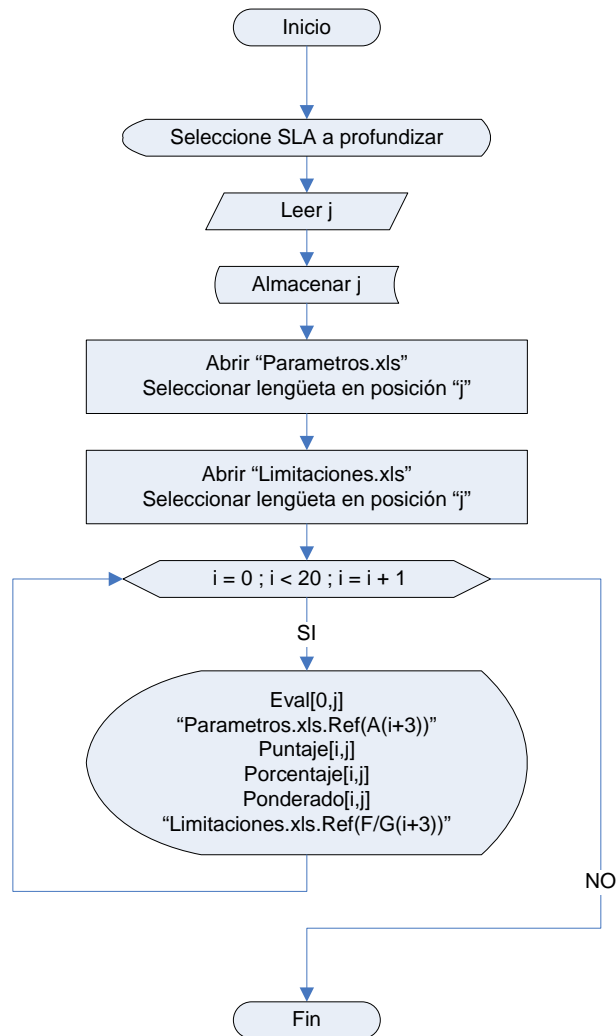
## ANEXO J. MÓDULO: CÁLCULO DEL CRITERIO DE SELECCIÓN FINAL (CSF)



**ANEXO K. MÓDULO: PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS.**



## ANEXO L. MÓDULO: PROFUNDIZACIÓN A CERCA DE LOS RESULTADOS.



## GLOSARIO

**Drawdown:** Es una diferencia o caída de presión. Generalmente se considera como la diferencia entre la presión de formación y la presión de fondo fluyendo.

**Fallback:** Es el fenómeno de retroceso de líquido adherido a las paredes de la tubería de producción. Ocurre después de la producción de un bache de líquido por la acción de un pistón o un bache de gas; el fluido que no alcanza a ser producido por el bache, ya que se queda adherido a la tubería se desliza nuevamente hacia el fondo del pozo.

**Flow tee:** Accesorio de unión o conexión en forma de T que permite agregar una salida lateral a una serie de elementos de tubería en superficie. Generalmente se utiliza para la toma o inyección de fluidos en trabajos de pozo. También se le conoce como Te de flujo.

**Matriz:** Término utilizado generalmente en informática para describir un conjunto de elementos o datos organizados en filas y columnas, con 2 o más dimensiones.

**Stinger:** Tubo delgado en forma de aguijón que sirve para inyectar fluido hacia el interior del tubing o el casing.

**Vector:** Conjunto de datos ordenados de forma secuencial. Pueden ser accesados mediante el número que hace referencia a su posición.