

**PILOTO DE MODELO ESTANDARIZADO DE ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE  
LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE POZOS  
PRODUCTORES EN SOH-ECOPETROL**

**GLORIA CECILIA SÁNCHEZ MOYANO  
LILIA ALEJANDRA OSPINA POLANIA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA PETRÓLEOS  
NEIVA - HUILA  
2011**

**PILOTO DE MODELO ESTANDARIZADO DE ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE  
LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE POZOS  
PRODUCTORES EN SOH-ECOPETROL**

**GLORIA CECILIA SÁNCHEZ MOYANO  
LILIA ALEJANDRA OSPINA POLANÍA**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**DIRECTOR  
FAURICIO ROMERO ÁLVAREZ  
INGENIERO DE PETRÓLEOS  
ECOPETROL SOH**

**Codirector  
ERVIN ARANDA ARANDA  
Ingeniero de petróleos  
Universidad Surcolombiana**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA PETRÓLEOS  
NEIVA - HUILA  
2011**

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

---

**Firma del director del proyecto**

---

**Firma del jurado**

---

**Firma del jurado**

**Neiva, Septiembre de 2011**

## DEDICATORIA

*A hora que he logrado una meta más en mi vida, quiero dedicar este trabajo a Dios por ser mi creador, amparo y fortaleza cuando más lo necesite y por permitirme llegar hasta donde he llegado.*

*A mis padres Vicente Sánchez y Bertha Cecilia Moyano por ser los mejores padres del mundo y las personas que más amo, por ser mi apoyo, brindarme su confianza, amor incondicional, por haberme educado de la mejor manera, y porque siempre han estado a mi lado en los momentos de felicidad y tristeza para ayudarme y colaborarme desinteresadamente, gracias a ellos y a Dios soy quien soy hoy en día.*

*A mis hermanos Ángela, Oscar y Maritza porque siempre han estado a mi lado brindándome su apoyo y cariño incondicional y por todas las enseñanzas que me dieron muchas veces sin ellos darsen cuenta, a mis sobrinos Mariana, Miguel, Isabella y Juanita porque con sus miradas, sonrisas y palabras inocentes me dieron fuerzas para seguir adelante, a mi cuñado Andrés por toda su colaboración y amistad, y a toda mi familia en especial a mis tías Lida, Amira, Gladys, Irma, a mi madrina Sonia, mi Tío Alfonso y a mis abuelitos por estar siempre pendiente y querer lo mejor para mí.*

*A mis amigos Diana, Ángela, Andrea, Cristian Camilo, Luis, Anyi, Rodrigo, Juan Manuel, Daniel, Antonio, Andrés Camilo, Rubén, Gustavo y Johannes por sus múltiples enseñanzas, por brindarme su amistad, por todos los momentos de alegrías y tristezas que pasamos y por apoyarme cuando más los necesité,*

*A Don Adolfo (QEPD) por su colaboración y dedicación durante el inicio de mi carrera y a todas las personas que influyeron en mi vida porque de una u otra forma colaboraron para llegar hasta donde he llegado.*

*A todos los profesores por sus enseñanzas, consejos, por dar lo mejor de sí para formarnos como profesionales y como personas, a la Universidad Surcolombiana porque en ella pase la mejor etapa de mi vida y por ser la institución que me formó como profesional.*

*GLORIA CECILIA SÁNCHEZ MOYANO.*

*Quiero dedicar este trabajo a Dios por haberme dado la vida, por haberme regalado una familia adorable, por darme salud, por permitir que me equivocara tantas veces y por ayudarme a superar todos los obstáculos sin perder la esperanza y la fe, a Él le debo todo lo que soy y lo que seré.*

*A mis padres por brindarme un hogar íntegro, por formarme una persona independiente, por darme las herramientas necesarias para salir adelante, por su incondicional apoyo en cada proyecto y decisión que tome para llegar a este punto de mi vida y sobre todo, por su gran y sincero amor.*

*A todos mis amigos quienes me dieron un espacio en su vida y me hicieron sonreír tantas veces, por ser un apoyo constante y por mostrarme la vida de todos los colores especialmente a Rubén, Poke, Anyi, Lennin, Sergio, Rodri, Dani, Fori, Daina, Perla y todos aquellos que saben que los llevo en mi corazón.*

*A Oscar por estar conmigo, por su comprensión y su amor.*

*A la Universidad Surcolombiana y en especial a la Facultad de Ingeniería por permitirme ser parte de ella y por brindarme la oportunidad de convertirme en profesional.*

*LILIA ALEJANDRA OSPINA POLANÍA*

## AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar sus más sinceros agradecimientos a:

**Fauricio Romero Álvarez**, Ingeniero de petróleos, especialista de producción Campo Dina, Ecopetrol S.A. y Director del Proyecto, por su gran amistad, dedicación, colaboración, sus valiosos aportes a nuestro conocimiento, por las múltiples y acertadas explicaciones, por la paciencia, apoyo incondicional, por sus consejos y por vernos no solo como profesionales sino como personas.

**Ervin Aranda Aranda**, Ingeniero de petróleos, docente Universidad Surcolombiana, Codirector del Proyecto, por su valiosa amistad, disposición para ayudarnos y preocupación en el desarrollo de nuestro proyecto.

**Cristian Camilo Obregón**, Ingeniero de petróleos, Parko Services, por su incondicional colaboración, paciencia y atención a todas nuestras inquietudes y sobre todo una invaluable amistad.

**Diego Alexander Pinto**, Ingeniero de petróleos, especialista en Bombeo mecánico, Parko Services, por su oportuna colaboración, por sus aportes a nuestro conocimiento, por una sincera amistad y un apoyo incondicional.

**Andrés Eduardo Correa**, Ingeniero de petróleos, especialista en Bombeo por cavidades progresivas, TDA Supply & Service S.A, por sus grandes aportes en nuestra formación profesional a través de sus enseñanzas, por su disposición para atender nuestras inquietudes y la motivación a investigar y a profundizar un poco más allá de lo que se nos pedía.

**Juan Pablo Páez**, Ingeniero de petróleos, especialista en Bombeo electrosumergible, Backer and Hughes Colombia, por toda su ayuda brindaba para la realización de este proyecto.

A Ecopetrol S.A. por abrirnos sus puertas, por darnos la posibilidad de trabajar nuestro proyecto de grado en una empresa tan importante y por facilitarnos los recursos necesarios para que este se llevara a cabo satisfactoriamente.

A nuestros amigos, profesores y a todas las personas influyentes en nuestras vidas que de alguna forma ayudaron a la culminación exitosa de este proyecto.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>2</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>3</b>
<b>1. MARCO TEÓRICO</b>	<b>4</b>
<b>1.1 GENERALIDADES DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA (SOH)</b>	<b>4</b>
1.1.1 Reseña histórica	4
1.1.2 Ubicación geográfica de la SOH	5
1.1.3 Campos y producción	6
<b>1.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD</b>	<b>8</b>
<b>1.3 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA) UTILIZADOS EN LA SOH</b>	<b>10</b>
1.3.1 Bombeo mecánico (BM)	10
1.3.2 Bombeo electrosumergible (BES)	15
1.3.3 Bombeo por cavidades progresivas (BCP)	19
<b>1.4 PROGRAMAS DE ANÁLISIS, DISEÑO Y ADMINISTRACIÓN DE INFORMACIÓN EMPLEADOS EN LA REALIZACIÓN DEL MÉTODO</b>	<b>22</b>
1.4.1 Programas de análisis y administración de información	23
1.4.2 Programas de diseño	25
1.4.3 Programas adicionales	27

<b>2. PILOTO DE MODELO ESTÁNDARIZADO DE ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LOS SLA</b>	<b>29</b>
<b>2.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PILOTO DE MODELO ESTANDARIZADO DE ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LOS SLA</b>	<b>30</b>
<b>2.2 CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE LOS POZOS DE LA SOH A OPTIMIZAR</b>	<b>31</b>
2.2.1 Información general del estado operativo de los pozos de la SOH	31
2.2.2 Análisis y selección de los pozos a optimizar acorde a los límites mecánicos de los SLA	32
2.2.3 Variables a considerar en el desempeño de los SLA y pozos candidatos a optimizar	34
2.2.4 Selección final de los pozos a optimizar	44
<b>2.3 HISTORIAL DE FALLAS</b>	<b>45</b>
2.3.1 Resumen de las intervenciones por campos	45
2.3.2 Tendencia del índice de fallas (IF)	46
2.3.3 Resumen de fallas de los pozos a optimizar	48
<b>2.4 COMPORTAMIENTO OPERATIVO DE LOS POZOS A OPTIMIZAR</b>	<b>48</b>
2.4.1 Tendencia productiva del pozo Quimbaya 3 (QUIM-03)	50
2.4.2 Tendencia productiva del pozo Palogrande 12 (PG-12)	51
2.4.3 Tendencia productiva del pozo Palogrande 24 (PG-24)	53
2.4.4 Tendencia productiva del pozo Dina terciarios 78 (DT-78)	55
2.4.5 Tendencia productiva del pozo Dina terciarios 108 (DT-108)	57
<b>2.5 DISEÑOS DE LOS POZOS A OPTIMIZAR</b>	<b>59</b>

<b>2.6 SENSIBILIDAD DE DISEÑOS DE LOS POZOS CANDIDATOS A OPTIMIZAR</b>	<b>60</b>
2.6.1 Variables críticas del bombeo mecánico (BM)	60
2.6.2 Variables críticas del bombeo por cavidades progresivas (BCP)	63
2.6.3 Variables críticas del bombeo electrosumergible (BES)	65
<b>2.7 EVALUACIÓN DE LAS VARIABLES OPERATIVAS PARA CADA SLA DE ACUERDO A SU APLICABILIDAD</b>	<b>68</b>
2.7.1 Evaluación de las variables operativas para el sistema BM	70
2.7.2 Evaluación de las variables operativas para el sistema BES	71
2.7.3 Evaluación de las variables operativas para el sistema BCP	72
<b>2.8 PONDERACIÓN Y SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE DISEÑO</b>	<b>73</b>
2.8.1 Cuantificación de la importancia de las variables a la hora de seleccionar un SLA	73
2.8.2 Selección de la mejor alternativa de diseño por pozo a ser implementada	74
2.8.3 Resultados de arrojados por el método	79
<b>3. CONCLUSIONES</b>	<b>83</b>
<b>4. RECOMENDACIONES</b>	<b>84</b>
<b>5. BIBLIOGRAFIA</b>	<b>85</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>86</b>

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> Producción de los campos de la SOH	6
<b>Tabla 2.</b> Generalidades de los campos de la SOH	7
<b>Tabla 3.</b> Fuente de rentabilidad del BM	15
<b>Tabla 4.</b> Estado operativo de los pozos candidatos a optimizar	35
<b>Tabla 5.</b> Información general de los Pozos a optimizar	44
<b>Tabla 6.</b> Resumen de las intervenciones a los campos de la SOH	45
<b>Tabla 7.</b> Indicador general de servicio a pozo	46
<b>Tabla 8.</b> Resumen de las fallas de los pozos a optimizar	49
<b>Tabla 9.</b> Datos de IP y caudal máximo	60
<b>Tabla 10.</b> Rango operacional de las variables críticas del BM	61
<b>Tabla 11.</b> Sensibilidad de los Diseños del BM	62
<b>Tabla 12.</b> Selección del mejor diseño por pozo para BM	63
<b>Tabla 13.</b> Rango operacional de las variables críticas para el BCP	64
<b>Tabla 14.</b> Sensibilidad de los diseños del BCP	64
<b>Tabla 15.</b> Selección de los mejores diseños por pozo para BCP	65
<b>Tabla 16.</b> Rangos óptimos de operación para BES	66
<b>Tabla 17.</b> Sensibilidad de los diseños del BES	67
<b>Tabla 18.</b> Selección de los mejores diseños por pozo para el BES	68
<b>Tabla 19.</b> Evaluación de las variables operativas para el BM	70
<b>Tabla 20.</b> Evaluación de las variables operativas para el BES	71

<b>Tabla 21.</b> Evaluación de las variables operativas para el BCP	72
<b>Tabla 22.</b> Descripción de los casos de selección	75
<b>Tabla 23.</b> Matriz de evaluación (Caso 1)	76
<b>Tabla 24.</b> Matriz de evaluación (Caso 2)	77
<b>Tabla 25.</b> Matriz de evaluación (caso 3)	78
<b>Tabla 26.</b> Resultados de la evaluación	79

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Ubicación geográfica de la SOH	5
<b>Figura 2.</b> Curva del comportamiento de un pozo	8
<b>Figura 3.</b> Sistema de bombeo mecánico	11
<b>Figura 4.</b> Equipo de superficie BES	16
<b>Figura 5.</b> Equipo de fondo BES	17
<b>Figura 6.</b> Instalación típica de una BPC	20
<b>Figura 7.</b> Procedimiento para diseñar un BCP	21
<b>Figura 8.</b> Diagrama de los programas empleados en el desarrollo del método	23
<b>Figura 9.</b> Diagrama de flujo del piloto de modelo estandarizado de análisis y optimización de los SLA	30
<b>Figura 10.</b> Rango de las variables a considerar en el desempeño de los SLA	37
<b>Figura 11.</b> Procedimiento para elegir la mejor alternativa de diseño	74

## LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
<b>Gráfico 1.</b> BFPD vs Pump Intake Depth (PID)	33
<b>Gráfico 2.</b> BFPD vs Sumergencia efectiva Ft	38
<b>Gráfico 3.</b> BFPD vs Profundidad disponible de asentamiento (Ft)	39
<b>Gráfico 4.</b> BFPD vs BSW (%)	40
<b>Gráfico 5.</b> BFPD vs BOPD	41
<b>Gráfico 6.</b> Profundidad disponible vs Sumergencia Efectiva vs BFPD	42
<b>Gráfico 7.</b> BOPD vs BFPD vs BSW	43
<b>Gráfico 8.</b> Índice de falla general de los SLA vs tiempo (año)	47
<b>Gráfico 9.</b> Índice de falla por campo	47
<b>Gráfico 10.</b> Histórico de producción del pozo QUIM-03	50
<b>Gráfica 11.</b> Histórico de eficiencia de flujo y producción del pozo PG-12	51
<b>Gráfico 12.</b> Histórico de producción del pozo PG-12	52
<b>Gráfica 13.</b> Histórico de eficiencia de flujo y producción del pozo PG-24	53
<b>Gráfico 14.</b> Histórico de producción del pozo PG-24	54
<b>Gráfica 15.</b> Histórico de eficiencia de flujo y producción del pozo DT-78	55
<b>Gráfico 16.</b> Histórico de producción del pozo DT-78	56
<b>Gráfica 17.</b> Histórico de eficiencia de flujo y producción del pozo DT-108	57
<b>Gráfico 18.</b> Histórico de producción del pozo DT-108	58

## ANEXOS

	<b>Pág.</b>
<b>ANEXO A. Datos operativos de los pozos de la SOH</b>	<b>87</b>
Tabla 1. Estado operativo de todos los pozos de la SOH	88
<b>ANEXO B. Estado mecánico de los pozos a optimizar</b>	<b>104</b>
Figura 1. Estado mecánico del pozo DT-78	105
Figura 2. Estado mecánico del pozo DT-108	106
Figura 3. Estado mecánico del pozo PG-12	107
Figura 4. Estado mecánico del pozo PG-24	108
Figura 5. Estado mecánico del pozo QUIM-03	109
<b>ANEXO C. Procedimiento de diseño para BM por RODSTAR</b>	<b>110</b>
Figura 6. Datos del pozo	111
Figura 7. Tasa de Producción	112
Figura 8. Diámetro de Tubería y bomba	112
Figura 9. Diámetro y longitud de las varillas	113
Figura 10. Survey del pozo	114
Figura 11. Desviación del pozo	114
Figura 12. Selección de la Unidad	115
Figura 13. Selección del Motor	115
Figura 14. Reporte final	116

<b>ANEXO D. Procedimiento de diseño para BES por AutographPC</b>	<b>117</b>
Figura 15. Datos de pozo y fluido	118
Figura 16. Selección de bomba	118
Figura 17. Selección del motor	119
Figura 18. Selección de sellos	119
Figura 19. Selección y Especificación del cable	120
Figura 20. Selección del controlador	120
Figura 21. Reporte operativo final AutographPC	121
<b>ANEXO E. Procedimiento de diseño para BCP por C-Fer</b>	<b>122</b>
Figura 22. Información inicial del C-Fer	123
Figura 23. Survey del pozo	123
Figura 24. Profundidad Vs severidad Dog leg	124
Figura 25. Profundidad vs ángulo del pozo	124
Figura 26. Selección de la bomba	125
Figura 27. Selección de revestimiento y tubería de cola	125
Figura 28. Selección de la sarta varillas	126
Figura 29. Selección del equipo de superficie	126
Figura 30. Propiedades de los fluidos y entrada de condiciones operativas	127
Figura 31. Reporte final	128
<b>ANEXO F. Reporte de diseños finales de los pozos a optimizar por BM</b>	<b>129</b>
Figura 32. Reporte final de diseño por BM para el pozo DT-78	130
Figura 33. Reporte final de diseño por BM para el pozo DT-108	131

Figura 34. Reporte final de diseño por BM para el pozo PG-12	132
Figura 35. Reporte final de diseño por BM para el pozo PG-24	133
Figura 36. Reporte final de diseño por BM para el pozo QUIM-03	134
<b>ANEXO G. Reporte de diseños finales de los pozos a optimizar por BES</b>	<b>135</b>
Figura 37. Reporte final de diseño por BES para el pozo DT-78	136
Figura 38. Reporte final de diseño por BES para el pozo DT-108	139
Figura 39. Reporte final de diseño por BES para el pozo PG-12	142
Figura 40. Reporte final de diseño por BES para el pozo PG-24	145
Figura 41. Reporte final de diseño por BES para el pozo QUIM-03	148
<b>ANEXO H. Reporte de diseños finales de los pozos a optimizar por BCP</b>	<b>151</b>
Figura 42. Reporte final de diseño por BCP para el pozo DT-78	152
Figura 43. Reporte final de diseño por BCP para el pozo DT-108	155
Figura 44. Reporte final de diseño por BCP para el pozo PG-12	158
Figura 45. Reporte final de diseño por BCP para el pozo PG-24	161
Figura 46. Reporte final de diseño por BCP para el pozo QUIM-03	164

## INTRODUCCIÓN

A menudo se presentan dudas acerca del sistema de levantamiento que se está empleando; si es el apropiado o si no resulta ser el adecuado para las condiciones de operación de un pozo. Estas inquietudes siempre están presentes a la hora de tomar decisiones con respecto a la producción de un campo y lograr que el sistema de levantamiento opere a las condiciones de diseño. Este proyecto busca el planteamiento de un método que facilite la toma de decisiones, así como la revisión y la aplicabilidad de los principales sistemas de levantamiento artificial.

Serán contemplados los sistemas de Bombeo Mecánico (BM), Electro sumergible (BES) y Cavidades Progresivas (BCP). A modo general, se busca suministrar una visión global de sus principios de funcionamiento y restricciones, para así determinar sus rangos de operación y utilización según ciertas condiciones dadas.

Se proporcionarán herramientas y conceptos que ayuden a la selección y evaluación de distintas alternativas para explotar el campo en cuestión.

Con este proyecto se pretende establecer un procedimiento estándar para el control, análisis y optimización de los SLA instalados en los campos de Ecopetrol SOH, que asegure el conocimiento en materia de producción y específicamente en el proceso de Extracción.

## RESUMEN

Ecopetrol SOH abarca los campos productores de crudo de los departamentos de Huila y Tolima. Cuenta con 277 pozos activos, los cuales actualmente producen 24.169 BPD de crudo, y 135.037 BPD de agua. Los sistemas de levantamiento artificial son distribuidos como sigue: 129 con bombeo mecánico (BM), 91 con bombeo por cavidades progresivas (BCP) y 57 con bombeo electro sumergible (BES). La profundidad de asentamiento de las bombas está en un rango de 900 ft a 12000 ft de profundidad, produciendo caudales desde 5 a 6000 BFPD.

ECOPETROL SOH cuenta con softwares especializados para el análisis y diagnóstico de problemas de los diferentes sistemas de levantamiento artificial. Sin embargo, existe multiplicidad de criterios a la hora de utilizarlos lo que genera diferentes maneras de controlar la extracción y la producción.

Para suprimir estos efectos cíclicos (malas prácticas de selección y optimización de los SLA) se ha propuesto un método que sugiere un procedimiento organizado para el análisis, selección y optimización de los SLA, teniendo en cuenta el historial del pozo, programas de análisis, diseño y administración de la información de la SOH y la experiencia que se tiene con cada uno de los campos, de igual forma esta técnica trae a colación una serie de variables y consideraciones no tomadas en cuenta en las técnicas empíricas que se han venido utilizando. Estas técnicas muchas veces omiten conceptos claves referentes a la tarea de análisis y selección de los sistemas de levantamiento artificial (SLA).

Este proyecto presenta un análisis teórico y técnico de los límites mecánicos y operacionales de los sistemas de levantamiento artificial más usados en la SOH que son BM, BES y BCP. Además se emplea un método gráfico mediante el cual se realizan varios filtros que permiten seleccionar pozos con características similares. También se hizo uso de un método de ponderación cualitativa y cuantitativa del comportamiento de las variables críticas de cada SLA frente a las condiciones particulares de cada uno de los 5 pozos que se seleccionaron para el estudio.

## ABSTRACT

Ecopetrol SOH covers both Huila and Tolima departments. It has 277 active production wells which actually produce 24.169 BPD crude oil and 135.037 BPD of water. The Artificial Lift Systems are distributed as follows: 129 Sucker Rod Pumps (BM), 91 Progressing Cavity Pumps (BCP) and 57 Electric Submersible Pumps (ESP). As average the pumps are installed between 900 ft and 12.000 ft of depth, producing flow rates from 5 to 6000 BFPD.

Ecopetrol SOH has a specialized software to analyze and determinate all the different Artificial Lift Systems problems. However, there are different criteria when these are used, then this produces different ways to control not only the extraction, but SLA the oil production. This cause the repetition of the problems previously presented.

To remove these cyclical effects (poor selection practices and optimization of ALS) has proposed a method that suggests an organized procedure for the analysis, selection and optimization of the ALS, taking into account the history of the pit, software analysis, design and administration of the SOH information and experience you have with each of the fields, just as this technique raises a number of variables and considerations not taken into account in the empirical techniques that have been used. These techniques often omit key concepts related to the task of analysis and selection of artificial lift systems (ALS).

This project presents both a theoretical and a technical analysis of not only mechanical, but ALS operational limits of the ALS most used in the SOH which are BCP, ESP y BM. Moreover "Scatter Plots" graphic method is used by which multiple filters are made and that allows selecting wells with similar characteristics. In addition, we ALS used both qualitative and quantitative weighting method that examines the critical variables behaviors from each of the ALS facing the unique conditions from each one of the 5 wells that were selected to be studied.

## **1. MARCO TEÓRICO**

### **1.1 GENERALIDADES DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA (SOH)**

#### **1.1.1 Reseña histórica**

La Gerencia Alto Magdalena (GAM) fue creada en noviembre de 1994 con motivo de la reversión a la Nación de la Concesión Neiva 540, por parte de la compañía Hocol, según resolución No. 33 del 28 de marzo de 1994. En el año 2003, con la reestructuración de la Empresa, la GAM pasó a ser la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima (SOH).

La SOH fue creada bajo el decreto 2394, por el cual se modifica la estructura de Ecopetrol y se estructuran las funciones de sus dependencias. La Superintendencia mantiene operaciones directas de contratos de Producción Incremental (CPI) y explotación en las áreas de Huila y Tolima. Cuenta con un certificado en Gestión de Calidad NTC – ISO 9001:2000, obtenido en enero del 2003 en los procesos de explotación, recolección, tratamiento y entrega de crudo.

Se encuentra ubicada a 17 Km de la ciudad de Neiva en la vía a Bogotá, con un promedio de producción diaria de 24,169.91 Barriles de aceite. Forma parte de la Vicepresidencia de Producción, una de las áreas estratégicas de Ecopetrol S.A, que integra el proceso explotación de hidrocarburos, garantizando la disponibilidad de crudo para exportación y las materias primas para las Refinerías y el Gasoducto Nacional.

Cuenta con un volumen de inyección de agua aproximada de 110.000 Bls, Su estructura organizacional está conformada por la superintendencia y los departamentos de producción, mantenimiento e ingeniería, quienes responden por la totalidad de los procesos operativos que se desarrollan en la misma<sup>1</sup>.

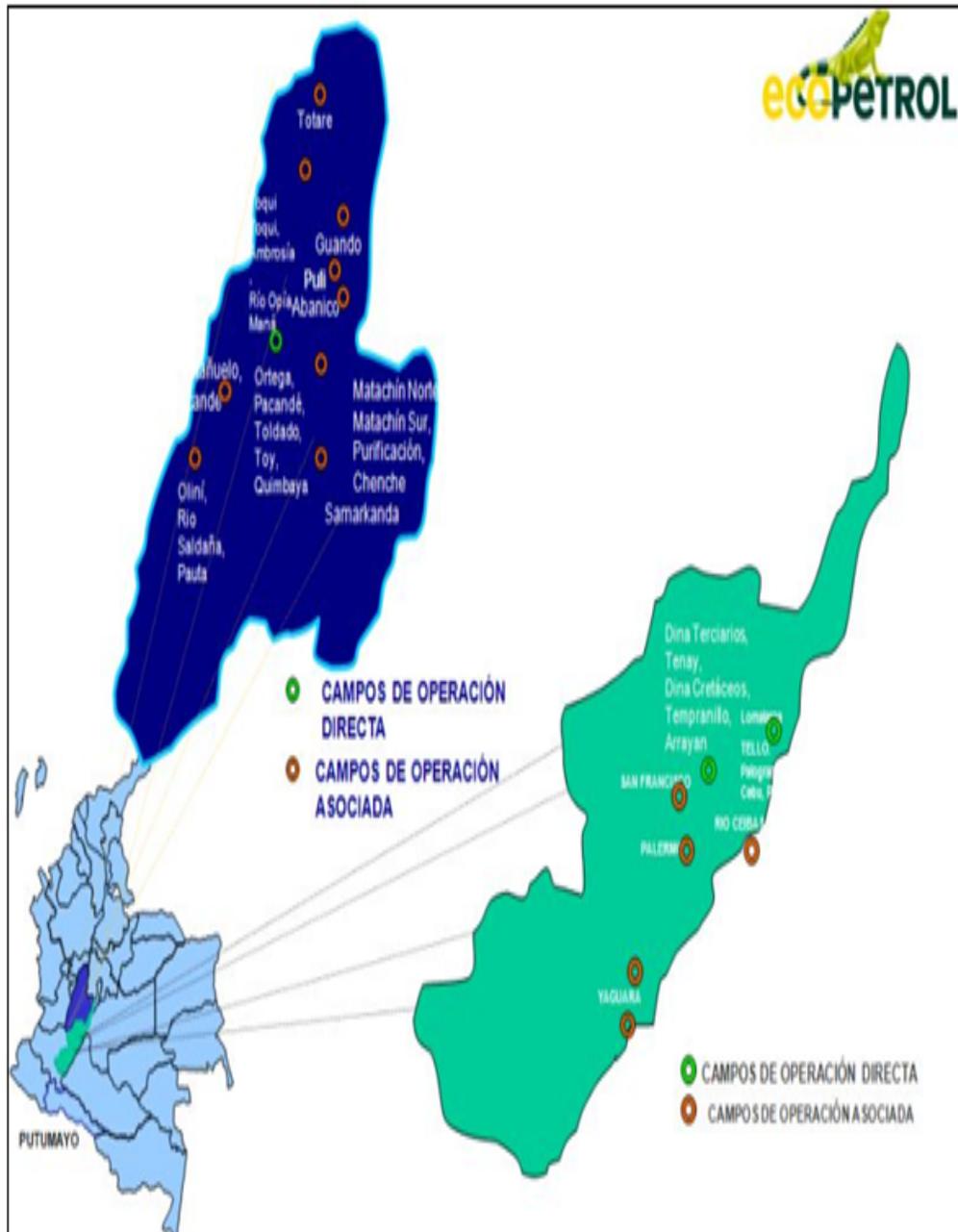
---

<sup>1</sup> Tomado pagina web corporativa. ECOPETROL:

### 1.1.2 Ubicación geográfica de la SOH

La ubicación de la Superintendencia de operaciones Huila-Tolima es la siguiente:

Figura 1. Ubicación geográfica de la SOH



Fuente: Página web corporativa de ECOPETROL

### 1.1.3 Campos y producción

#### 1.1.3.1 Generalidades de los campos

La superintendencia de operaciones Huila-Tolima cuenta con 18 campos, los cuales son operados por ECOPETROL S.A (Tabla 2), actualmente se cuenta con un volumen producido anual de 8,822,016.64Bls, que corresponde a una producción promedio diaria de 24,169.91 BOPD. La producción de gas para el mismo período fue de 4,636,713.72 MPC, equivalentes a un promedio día de 12,703.33 MPCD. El agua asociada a la producción de petróleo de 49,288,620.308Bls equivalentes a una Producción diaria de 135,037.32 BWPD.(Ver Tabla 1).

#### 1.1.3.2 Producción por campos operados por Ecopetrol

**Tabla 1. Producción de los campos de la SOH**

CAMPO	PRODUCCIÓN PROMEDIA DIA			PRODUCCIÓN AÑO 2010		
	ACEITE (BOPD)	AGUA (BWPD)	GAS (MSCFD)	ACEITE (BO)	AGUA (BW)	GAS (MSCF)
ARRAYAN	900.7	164.9	220	328,742.23	60,173.31	80,304.33
BRISAS	307.7	2673.4	80.1	112,299.00	975,809.15	29,251.24
CEBU	320.5	2694.4	35.1	116,998.06	983,455.32	12,796.53
DINA CRETACEOS	656.7	14771.7	297.3	239,701.60	5,391,658.56	108,528.98
DINA TERCARIOS	6806.9	10851.6	3660.2	2,484,520.08	3,960,845.23	1,335,893.99
PALOGRADE	1586	14167	204.5	578,890.61	5,170,940.09	74,628.38
PIJAO	430.5	6281	105.2	157,148.36	2,292,576.03	38,383.81
SANTA CLARA	1569.4	4962.1	557.5	572,835.78	1,811,158.33	203,499.47
TEMPRANILLO	1262	205.6	2016.8	460,612.07	75,059.36	736,133.00
TEMPRANILLO NORTE	162.7	48.2	30.6	59,403.31	17,584.42	11,171.40
TENAY-TENAX	1707.6	1670.4	4209.5	623,290.25	609,685.35	1,536,455.58
<b>AREA NEIVA</b>	<b>15769.35</b>	<b>58968.47</b>	<b>11439.12</b>	<b>5,755,811.51</b>	<b>21,523,493.10</b>	<b>4,175,278.47</b>
ORTEGA	352.3	38.8	17.4	128,578.17	14,165.78	6,336.23
PACANDÉ	366.8	37.5	85.7	133,877.02	13,692.35	31,262.93
QUIMBAYA	319.7	11435.9	63.8	116,694.57	4,174,096.14	23,299.01
TOLDADO	1015	13937.9	294.9	370,474.44	5,087,349.94	107,620.79
TOY	114.8	334.6	93.1	41,904.01	122,110.98	33,984.36
<b>AREA TOLIMA</b>	<b>2,168.57</b>	<b>25,784.70</b>	<b>554.8</b>	<b>791,528.21</b>	<b>9,477,415.19</b>	<b>202,503.32</b>
LOMALARGA	226.9	459.6	53.8	82,828.68	167,746.87	19,623.35
LA JAGUA	54.3	6.1	0	19,805.68	2,240.55	0
TELLO	5950.8	49818.4	655.6	2,172,043.00	18,183,724.67	239,308.58
<b>AREA TELLO</b>	<b>6,231.99</b>	<b>50,284.14</b>	<b>709.4</b>	<b>2,274,676.92</b>	<b>18,353,712.09</b>	<b>258,931.93</b>
<b>TOTAL SOH</b>	<b>24,169.91</b>	<b>135,037.32</b>	<b>12,703.33</b>	<b>8,822,016.44</b>	<b>49,288,620.38</b>	<b>4,636,713.72</b>

Fuente: Informe técnico de producción e inyección Ecopetrol

**Tabla 2. Generalidades de los campos de la SOH**

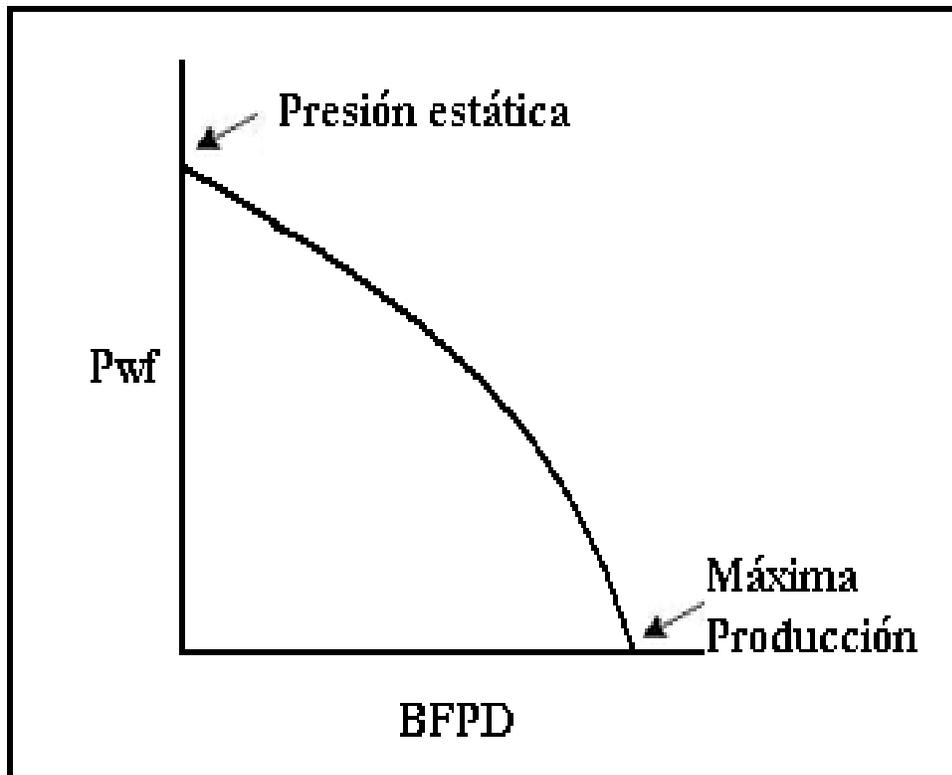
CAMPO	FORMACIÓN	MECANISMO DE PRODUCCIÓN	AÑO DE INICIO DE LA EXPLOTACIÓN	BOPD	PRODUCCIÓN ACUMULADA BIs
ARRAYÁN	CABALLOS	gas en solución y empuje parcial de agua	2008	900,7	663.093,99
BRISAS	MONSERRATE	empuje de agua y gas en solución	1979	307,7	8.662.279,05
DINA TERCARIOS	HONDA	empuje de agua y gas en solución	1963	6865,5	50.090.020,27
	MONSERRATE	empuje de agua y empuje por gas en solución			
	BARZALOSA	empuje por gas en solución			
DINA CRETÁCEOS	MONSERRATE	gas en solución y empuje parcial de agua	1969	656,7	56.370.964,01
PALOGRANDE-CEBU	MONSERRATE	gas en solución y empuje parcial de agua	1979	1906,5	58.587.865,90
PIJAO	MONSERRATE	gas en solución y empuje parcial de agua	1981	430,5	720.934,78
SANTA CLARA	CABALLOS	capa de gas secundaria, gas en solución y empuje parcial de agua	1987	1569,4	12.325.239,62
TEMPRANILLO	CABALLOS	gas en solución y empuje parcial de agua	2008	1262	1.341.912,35
TEMPRANILLO NORTE	CABALLOS	gas en solución y empuje parcial de agua	2010	162,7	59.403,31
TENAY-TENAX	CABALLOS	gas en solución y empuje parcial de agua	1985	1707,6	12.449.749,31
ORTEGA	CABALLOS Y VILLETA	gas en solución y segregación gravitacional	1958	352,3	13.554.841,15
PACANDE	CABALLOS	gas en solución	1990	366,8	2.090.081,12
QUIMBAYA	CABALLOS	gas en solución y empuje parcial de agua	1988	319,7	2.096.276,14
TODADO	CABALLOS	gas en solución y empuje parcial de agua	1988	1015	12.915.958,80
TOY	CABALLOS	gas en solución y empuje parcial de agua	1987	114,8	799.696,90
TELLO	MONSERRATE	gas en solución y empuje parcial de agua	1972	5950,8	104.314.429,25
JAGUA	TERCIARIOS	gas en solución y empuje parcial de agua	1986	54,3	1.062.654,42
LOMALARGA	MONSERRATE	empuje de agua y gas en solución	1985	226,9	295.666,68

Fuente: Informe técnico de producción e inyección Ecopetrol.

## 1.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

La Relación de Comportamiento del Influjó (IPR) representa la capacidad de un pozo para aportar fluidos acorde con las presiones de fondo. Esta depende en gran parte del tipo de yacimiento y su mecanismo de empuje, además de variables como la presión de yacimiento, la permeabilidad, el espesor del reservorio, los perforados, entre otras. El IPR es una relación gráfica de la Presión de Fondo Fluyendo ( $P_{wf}$ ) vs. La Tasa de Producción de líquido (BFPD). Una curva típica se muestra en la figura 2.

Figura 2. Curva de comportamiento de un pozo



Fuente: Brown K. and Beggs H. The technology of artificial lift methods (modificada)

El inverso de la pendiente de una curva IPR es el índice de productividad (IP) de un pozo a cualquier presión y tasa de producción. Esto se define como:

$$IP = \frac{\textit{Tasa de producción medida}}{\textit{Drawdown correspondiente a la tasa de producción dada}}$$

Para un empuje de agua muy activo en que la presión permanece por encima del punto de burbuja, el índice de productividad permanece constante, y para empuje de gas en solución en que la presión de flujo está por debajo del punto de burbuja, el índice de productividad cambia rápidamente. Cuando se construye la curva de influjo en cualquier momento de la vida de yacimiento, la relación Presión de Fondo Fluyendo vs. Tasa de Producción probablemente será una línea recta para yacimientos con empuje de agua y una curva para yacimientos con empuje de gas en solución.

El índice de productividad es definido matemáticamente como los barriles de producción total por la caída de presión en psi:

Índice de productividad

$$IP = J = \frac{Q_o + Q_w}{P_r - P_{wf}} \cdot \frac{bpd}{Psi}$$

Donde:

- $IP$  : Índice de productividad (bpd/psi)
- $Q_o$  : Producción de aceite (bopd)
- $Q_w$  : Producción de agua (bwpd)
- $P_r$  : Presión de yacimiento (psi)
- $P_{wf}$  : Presión de fondo fluyente (psi)

Para conocer la forma de la curva de la presión de fondo fluyendo contra la producción en una etapa particular de extracción, y para saber la manera en que decrece el IPR a medida que continúa la producción se han planteado una serie de métodos que sugieren posibles soluciones a éstos problemas. Uno de ellos lo plantea Vogel, en éste se desarrolla la curva de referencia basado en la siguiente ecuación de flujo:

Desempeño de influjo de Vogel

$$\frac{Q}{Q_{\text{máximo}}} = 1.0 - 0.2 \left[ \frac{P_{wf}}{P_r} \right] - 0.8 \left[ \frac{P_{wf}}{P_r} \right]^2$$

Q :Producción de líquido medida en BPD

$Q_{\text{máximo}}$ : Potencial de producción máxima en BPD

$P_{wf}$ : Presión de fondo fluyente (psi)

$P_r$ : Presión de yacimiento (psi)

### **1.3 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA) UTILIZADOS EN LA SOH**

#### **1.3.1 Bombeo mecánico (BM)**

##### 1.3.1.1 Generalidades

El bombeo mecánico (BM) es un procedimiento de succión y transferencia casi continua del fluido (petróleo + agua) hasta superficie, considerando que el yacimiento posee una determinada presión, la cual es suficiente para que el fluido alcance un determinado nivel en el pozo.

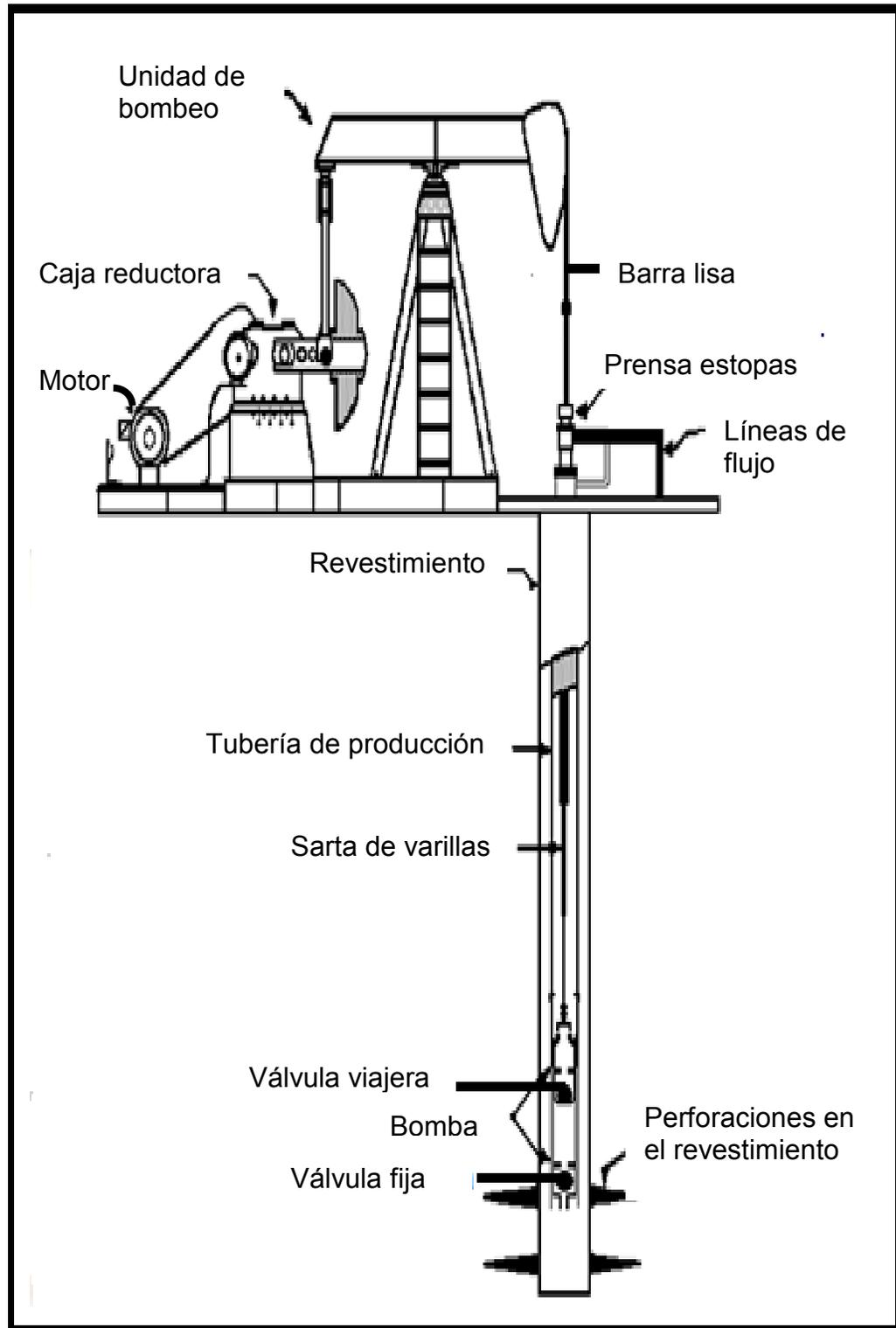
El funcionamiento de este sistema es como sigue: la bomba se baja dentro de la tubería de producción y se asienta al nivel de la formación productora, ésta es accionada por medio de la varillas que le transmite el movimiento desde la unidad de bombeo (consta de un balancín al cual se le transmite el movimiento recíproco por medio de la biela y la manivela, éstas se accionan por medio de una caja reductora movida por un motor).

El balancín imparte un movimiento ascendente-descendente a la sarta de varillas que mueve el pistón de la bomba, la válvula fija permite que el fluido entre al cilindro de la bomba; en la carrera descendente de las varillas la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el fluido pase de la bomba a la tubería de producción, en la carrera ascendente la válvula viajera se cierra para mover hacia superficie el fluido que está en la tubería y la válvula fija se abre permitiendo que entre el fluido a la bomba, esta repetición continua de movimiento recíproco mantiene el flujo hacia la superficie.

Para una eficiente extracción será indispensable bajar el nivel de fluido tanto como sea posible con el fin de evitar aplicar una contrapresión a la formación, sin que ello provoque un llenado parcial del barril de la bomba, ya que si esto ocurre disminuirá considerablemente el rendimiento de la bomba y podría ocurrir un golpe de fluido.

Los componentes del sistema de bombeo mecánico son (figura 3):

**Figura 3. Sistema de bombeo mecánico**



Fuente: Theta Enterprise, Manual de bombeo mecánico

### 1.3.1.2 Diseño del equipo de BM

Cuando se diseña un sistema de bombeo mecánico, principalmente se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Tasa de Producción
- Costos de capital
- Cargas de las varillas
- Cargas en la caja de engranaje
- Eficiencia del sistema y costos de energía.

Diseñar un sistema de bombeo mecánico es un proceso de ensayo y error que usualmente resulta en un sistema que puede estar muy distante delo ideal. Debido a que obtener un diseño ideal requiere de equipos y datos que bien pueden o no estar disponibles. La tasa de producción es usualmente la más alta prioridad, seguido de las cargas en las varillas, cargas en la caja, y costos de energía. Si el costo de la electricidad es alto, este puede usar una bomba más grande y una velocidad de bombeo más baja. Pero, una bomba de mayor diámetro incrementará las cargas sobre las varillas y el torque en la caja. También, se necesitará una unidad más grande. Esto incrementa el costo de capital. Por otro lado, una bomba pequeña demanda velocidades de bombeo mayores y largos recorridos del pistón para mantener la producción. Esto incrementa el consumo de energía pero reduce el tamaño requerido para la unidad de bombeo. Debe existir un compromiso entre la eficiencia, cargas en las varillas y tamaño de la unidad de bombeo.

Un aspecto muy importante del diseño en el sistema es la tasa de producción. Si la máxima producción disponible por el pozo es conocida, entonces se diseñará para una tasa de producción un poco mayor que esta. Esto asegura suficiente capacidad en la bomba tomando en cuenta su desgaste normal e imprecisión en los datos. Pero, si la tasa de bombeo es más alta que la capacidad de aporte del pozo, entonces el pozo podría achicarse. El golpe de fluido es un problema que resulta a partir de la práctica común de sobre-dimensionar la capacidad de bombeo.

El golpe de fluido deteriora la bomba, varillas y unidad de bombeo. Si no se toman los pasos correctivos para minimizar este fenómeno, la eficiencia del sistema se reducirá junto con la vida útil del equipo. El golpe de fluido se puede reducir desacelerando la unidad, acortando la longitud de la carrera, usando una bomba más pequeña o instalando un temporizador o un controlador de bombeo.

Existen métodos para el análisis y diseño de sistemas de bombeo, entre los cuales el más exacto es el Método de la Ecuación de Onda, que será tratado a continuación.

### 1.3.1.3 Ecuación de onda

Es un método de diseño desarrollado por Sam Gibbs usando un modelo matemático basado en la ecuación de onda. Requiere el uso de computadoras para resolver el modelo de la ecuación de onda para una sarta de varillas.

La clave de una buena predicción de un sistema de bombeo está en la correcta simulación del comportamiento de la sarta de varillas. Esto provee la exactitud necesaria en los cálculos de parámetros operacionales validos para condiciones de superficie como de subsuelo. Todos aquellos modelos simplificados están propensos a un alto error y no proporcionan la exactitud requerida en el diseño y análisis de instalaciones de bombeo.

La característica más importante en una sarta de varillas es su elasticidad, la cual es la responsable de la complejidad de determinar las condiciones de subsuelo a partir de las condiciones de superficie. Debido a la naturaleza altamente elástica de la sarta de varillas, todos los impulsos toman la forma de fuerza elástica u onda de esfuerzo que viajan a lo largo de la sarta a la velocidad del sonido. La interferencia y los reflejos de estas ondas tienen un drástico efecto en el desplazamiento y en las cargas que pueden ser observados en diferentes puntos a lo largo de la sarta.

La sarta de varillas satisface el criterio físico de una barra idealmente esbelta, haciendo la propagación de las ondas de esfuerzo en un fenómeno de una dimensión. Aunque el principio se entiende claramente, pasó mucho tiempo hasta que Gibbs publicó el primer método confiable para resolver la ecuación de onda unidimensional para una sarta.

### 1.3.1.4 Cartas Dinamométricas

Las cartas dinamométricas registradas en superficie en pozos producidos con Bombeo mecánico brindan información esencial para el diseño y diagnóstico del sistema de extracción. El concepto de dinamometría lleva consigo la interpretación en superficie de lo que está pasando en el fondo de pozo. El uso principal de la carta dinamométrica de la bomba es el de identificar y analizar los problemas de fondo de pozos.

- Carta dinamométrica de superficie: representa la medición de las cargas en las varillas de bombeo en distintas posiciones a lo largo de un ciclo completo de bombeo. Las cargas generalmente son representadas en libras y el desplazamiento en pulgadas. Esta carta es tomada por un dispositivo llamado dinamómetro.

- Carta dinamométrica de la bomba (fondo): representa las cargas calculadas en distintas posiciones de la bomba a lo largo de un ciclo de bombeo y representa las cargas que la bomba aplica sobre la parte inferior de la sarta de varillas de bombeo. Esta carta es simulada con el método de ecuación de onda que utiliza la ley de Hooke.
- El registro de la carta dinamométrica de superficie se obtiene a partir de la decodificación de la información enviada por la bomba a superficie a través de las varillas de bombeo (*interpretación de la ecuación de la onda*). La carta de superficie no siempre permite un completo diagnóstico de performance acerca del sistema de extracción

Las cartas de superficie son utilizadas para diagnosticar las cargas en varillas de bombeo, carga estructural y torque del aparato individual de bombeo. No es suficiente la interpretación de una carta en superficie para diagnosticar problemas en la bomba.

#### 1.3.1.5 Optimización del sistema

Incrementar la eficiencia del sistema de bombeo mecánico ha sido siempre importante. Un 50% de eficiencia del sistema es excelente y es la eficiencia más alta que se puede esperar de un sistema de bombeo mecánico convencional. Sin embargo, pocos sistemas por bombeo mecánico realmente operan en un 50% de eficiencia.

Problemas comunes tales como golpe de fluido, pistón de la bomba desgastado, fugas en la válvula viajera o fija, y una unidad severamente fuera de balance, pueden reducir la eficiencia del sistema hasta menos de un 30%. Una bomba severamente dañada o una fuga en la tubería pueden resultar en una eficiencia del sistema menor al 30%. La razón de tanta pérdida de eficiencia se debe al gran gasto de potencia que se convierte en calor en el motor del sistema y en la elongación de las varillas, además la optimización se orienta al incremento de confiabilidad del sistema

A cada vez más bajos cortes de agua, los costos por consumo eléctrico podrían ser bajados lo suficiente para que el pozo sea rentable. Sin embargo, a medida que aumenta el corte de agua, incluso una pequeña caída en la eficiencia tiene un gran impacto en los costos de levantamiento. Como altos cortes de agua son muy comunes en la mayoría de los campos petroleros de hoy, permanecer cercanos a la línea del 50% de eficiencia es vital para la sobre vivencia económica.

➤ Fuentes de Reducción de Rentabilidad

Para optimizar el comportamiento del sistema de bombeo mecánico es importante identificar y entender los problemas que reducen la rentabilidad. Las dos principales fuentes de reducción de rentabilidad son baja eficiencia del sistema y fallas en el equipo.

**Tabla 3. Fuente de rentabilidad del BM**

EFICIENCIA BAJA DEL SISTEMA	FALLAS DEL EQUIPO
Bomba desgastada	Varillas partidas
Golpe de fluido	Fugas en tubería
Unidad desbalanceada	Fallas en la bomba
Mal diseño del tamaño de la unidad y/o el motor	Fallas en la caja de engranaje

Fuente: Theta Enterprises, manual de bombeo mecánico avanzado

➤ Herramientas de optimización

- Hardware: variadores, controladores y sensores.
- Dinamómetro
- Detector de nivel dinámico
- Variador de frecuencia
- Software
  - Análisis y diagnóstico: Rodiag
  - Diseño: Rodstar

### 1.3.2 Bombeo electrosumergible (BES)

#### 1.3.2.1 Generalidades

El sistema de bombeo electrosumergible (BES) es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión, este sistema es aplicado para desplazar volúmenes de crudo con una alta eficiencia y economía, en yacimientos potencialmente rentables (o en su defecto con grandes perspectivas) y en pozos

profundos, con el objeto de manejar altas tasas de flujo. Este método es aplicado generalmente cuando se presentan los siguientes casos:

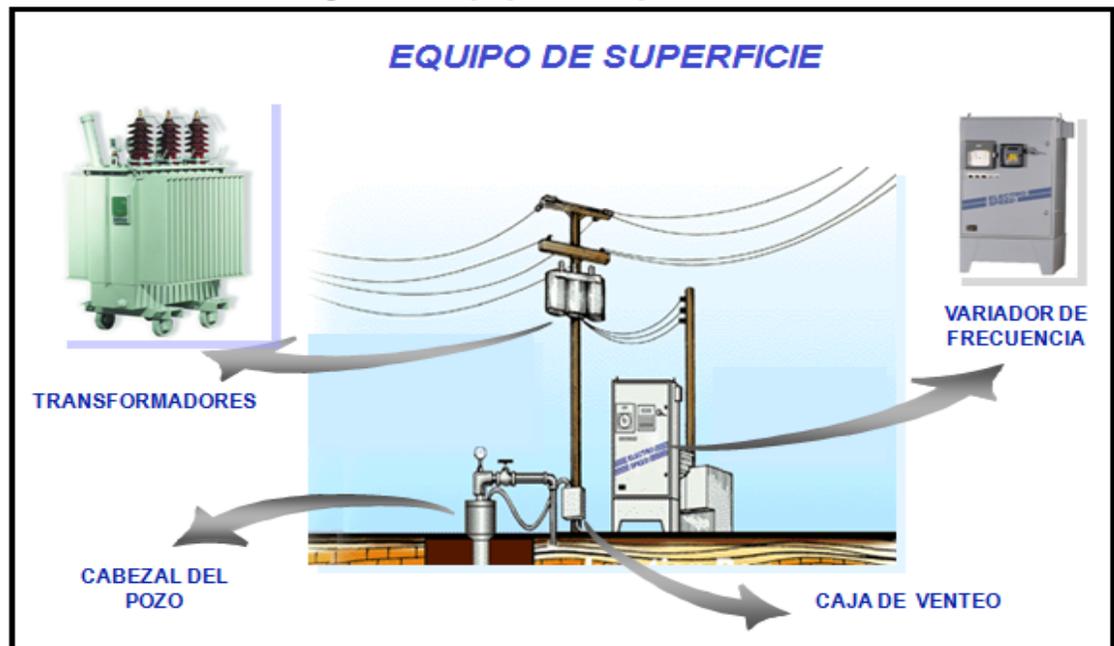
- Alto índice de productividad.
- Baja presión de fondo.
- Alta relación agua – petróleo.
- Baja relación gas – líquido.

El BES se basa en la utilización de bombas centrífugas (de múltiples etapas) de subsuelo ubicadas en el fondo del pozo, estas son accionadas por motores eléctricos.

Una instalación de fondo consiste en un motorelctrico de inducción, trifásico de dos polos, una sección sellante o protector, un separador de gas o succión y una bomba centrífuga multietapa. La energía eléctrica para alimentar el motor, proveniente en algunos casos de un motogenerador individual, es acondicionada mediante un transformador y un panel de control (switchboard) para suministrar el voltaje correcto y las protecciones adecuadas. Todos estos equipos forman parte de las instalaciones de superficie y están ubicadas en la locación del pozo. La energía eléctrica es transmitida desde superficie al motor de fondo a través de un cable eléctrico de tres conductores engrampado al tubing.

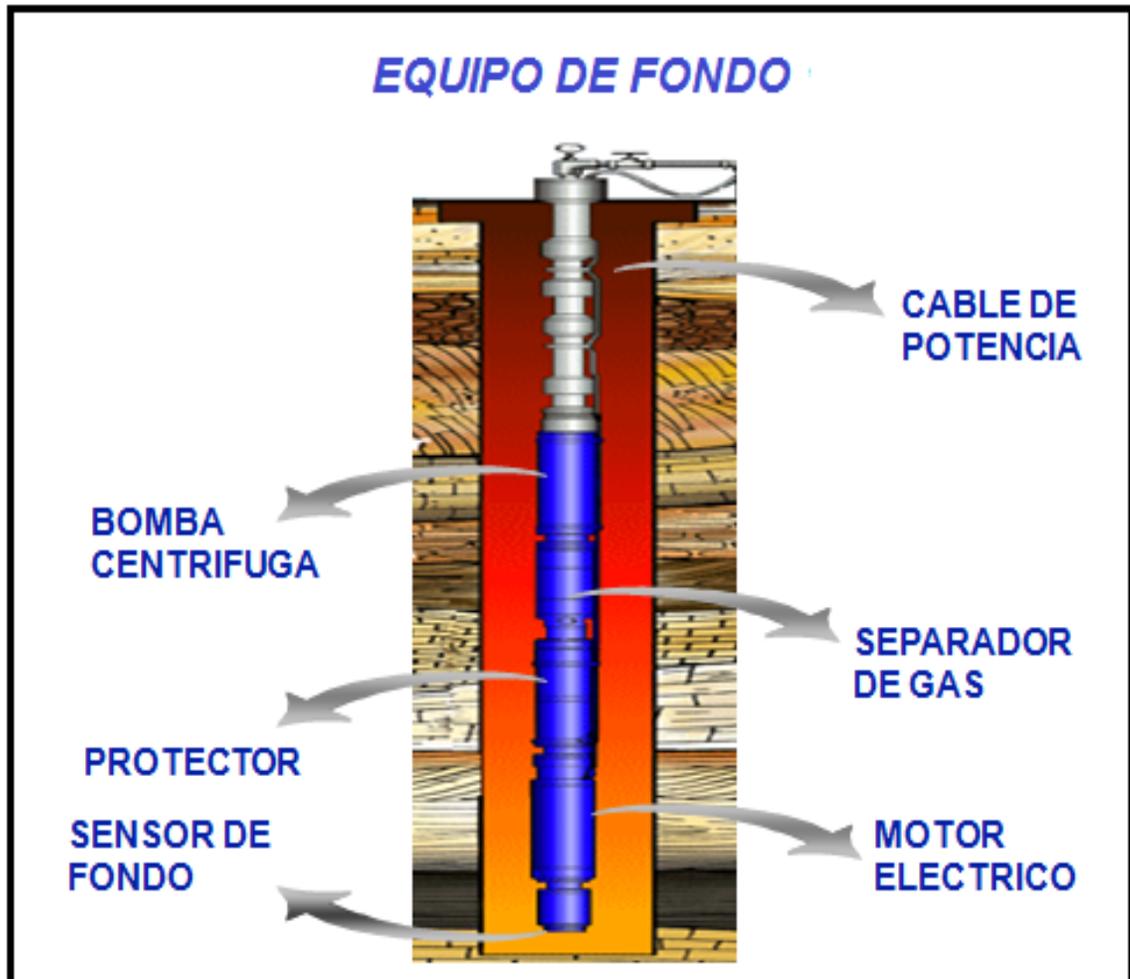
Los principales Componentes de un Sistema de Bombeo Electrosumergible se presentan en las Figuras 4 y 5.

**Figura 4: Equipo de superficie BES**



Fuente: Presentación ESP OIL, Descripción equipos BES

Figura 5: Equipo de fondo BES



Fuente: Presentación ESP OIL, Descripción equipos BES

### 1.3.2.2 Diseño del sistema BES

La experiencia ha mostrado que el diseño apropiado y aplicación del equipo de BES se basa en tres pilares:

- El entendimiento de productividad del pozo
- El entendimiento del comportamiento y la relación de los fluidos producidos por el pozo
- Análisis cuidadoso de la actividad en cada etapa de la bomba instalada actualmente.

Las fallas al modelar exactamente el comportamiento del influjo de los pozos inevitablemente resultaran en un sobre o sub dimensionamiento de la bomba. Si no se cuenta con un manejo de variación de frecuencia para ajustar la salida de la bomba, esto será desastroso. Una bomba sobredimensionada ocasionará un bombeo en seco. Típicamente, esta condición provocará un apagado del motor. El pozo permanecería “Down” por un periodo determinado de tiempo y luego estará puesta en marcha nuevamente. Este comportamiento es comúnmente referido como “cíclico”. Ya que las puestas en marcha crean grandes esfuerzos sobre los motores y las bombas, estos ciclos ocasionan frecuentemente fallas prematuras en los equipos.

Por otro lado, una bomba subdimensionada fallará para alcanzar la producción óptima. Una vez esto es detectado, el equipo debe reemplazarse ya que una bomba subdimensionada reducirá significativamente la tasa de retorno del pozo.

Los tipos de fluidos bombeados, y la respuesta de estos fluidos a cambios de temperatura y presión tienen un impacto significativo en el rendimiento de la bomba. El diseño apropiado requiere una descripción precisa de las propiedades PVT, y el comportamiento de los fluidos producidos.

Adicionalmente, es crucial analizar el rendimiento de la bomba basado en una condición buena de referencia. La experiencia ha mostrado que cada bomba serializada demuestra un comportamiento único. Por lo tanto, debería obtenerse una prueba de fábrica de la bomba antes de ser instalada en el pozo. La data de esta prueba puede ser usada durante toda la vida del equipo para análisis precisos de rendimiento.

### 1.3.2.3 Optimización del sistema

Se requiere de un análisis de las variables que tienen mayor incidencia en los requerimientos de energía para un sistema BES, las variables seleccionadas son la profundidad del pozo, los caudales de fluidos producidos y temperatura de fondo, volumen de gas en la entrada de la bomba.

La metodología de optimización permite relacionar los principales elementos de los sistemas de producción desde el fondo del pozo a la cabeza y este determina la necesidad de llevar a cabo un ajuste de las propiedades PVT del fluido. El ajuste de las propiedades PVT del fluido es necesaria ya que las variaciones de presión y temperatura asociadas al flujo a través de la tubería vertical y los sistemas de levantamiento artificial permiten establecer el grupo de correlaciones que permiten modelar la variación de las propiedades con el mejor ajuste con respecto a la data medida en laboratorio. Además se deben realizar ajustes que consideren la caída de presión, perdida por fricción y gravedad entre el fondo

del pozo y el nivel alcanzado por el fluido, estableciendo la profundidad y nivel de la bomba, así como la relación entre la diferencial generada por la bomba electrosumergible y la presión en cabeza de pozo.

### **1.3.3 Bombeo por cavidades progresivas (BCP)**

#### **1.3.3.1 Generalidades**

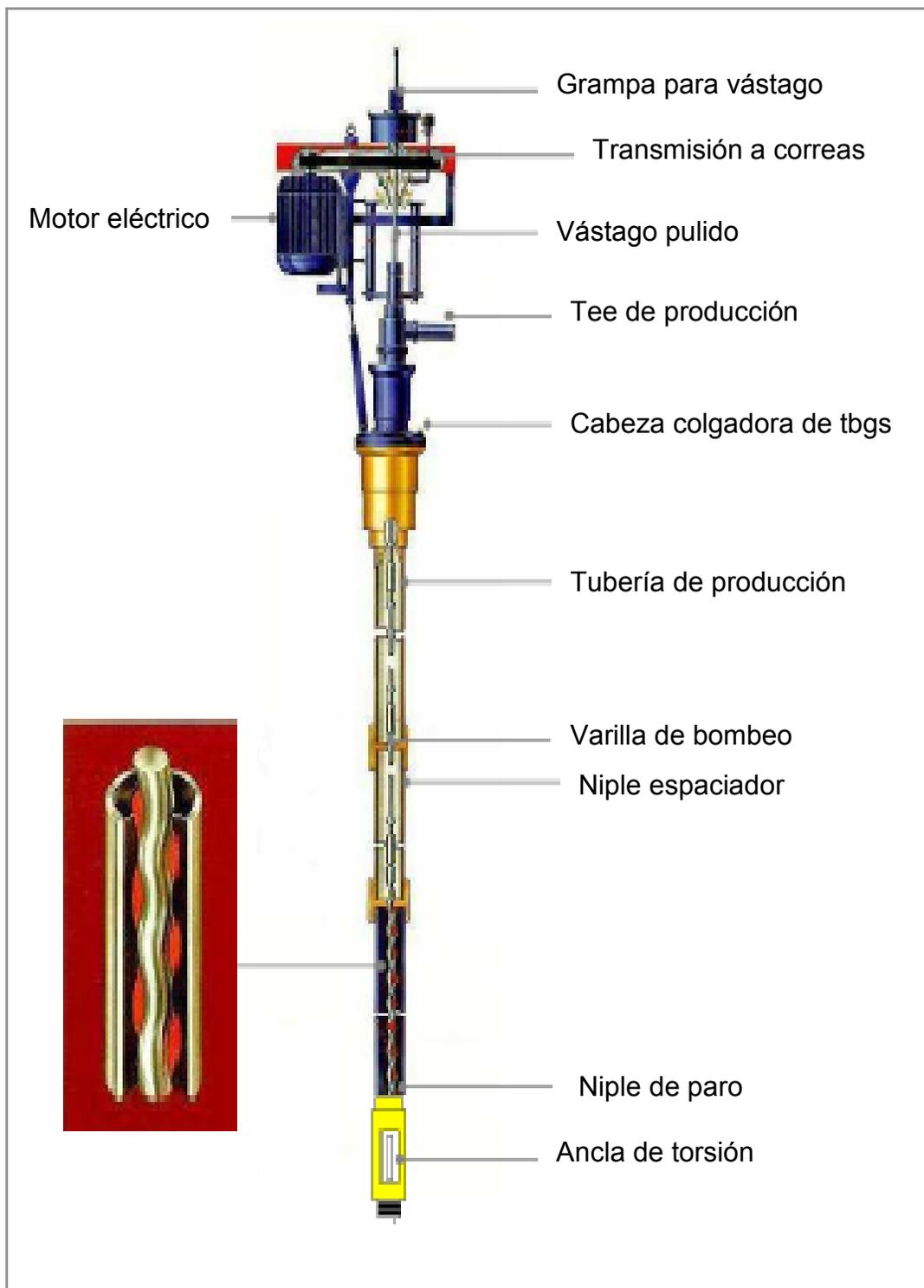
La Bomba de Cavidades Progresivas está compuesta por el Rotor y el Estator. El Rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de varillas la cual, a su vez, se encuentra conectada al Rotor. El estator es el componente estático de la bomba y contiene un polímero de alto peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica llamado elastómero.

El funcionamiento de las BCP está basado en el principio ideado por René Moineau, la BCP utiliza un Rotor de forma helicoidal de  $n$  lóbulos dentro de un estator en forma de helicoides de  $n+1$  lóbulos. Las dimensiones del Rotor y el estator están diseñadas de manera que producen una interferencia, la cual crea líneas de sello que definen las cavidades. Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan (o progresan), en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba (figura 6) hasta su descarga.

#### **1.3.3.2 Diseño y selección del sistema BCP**

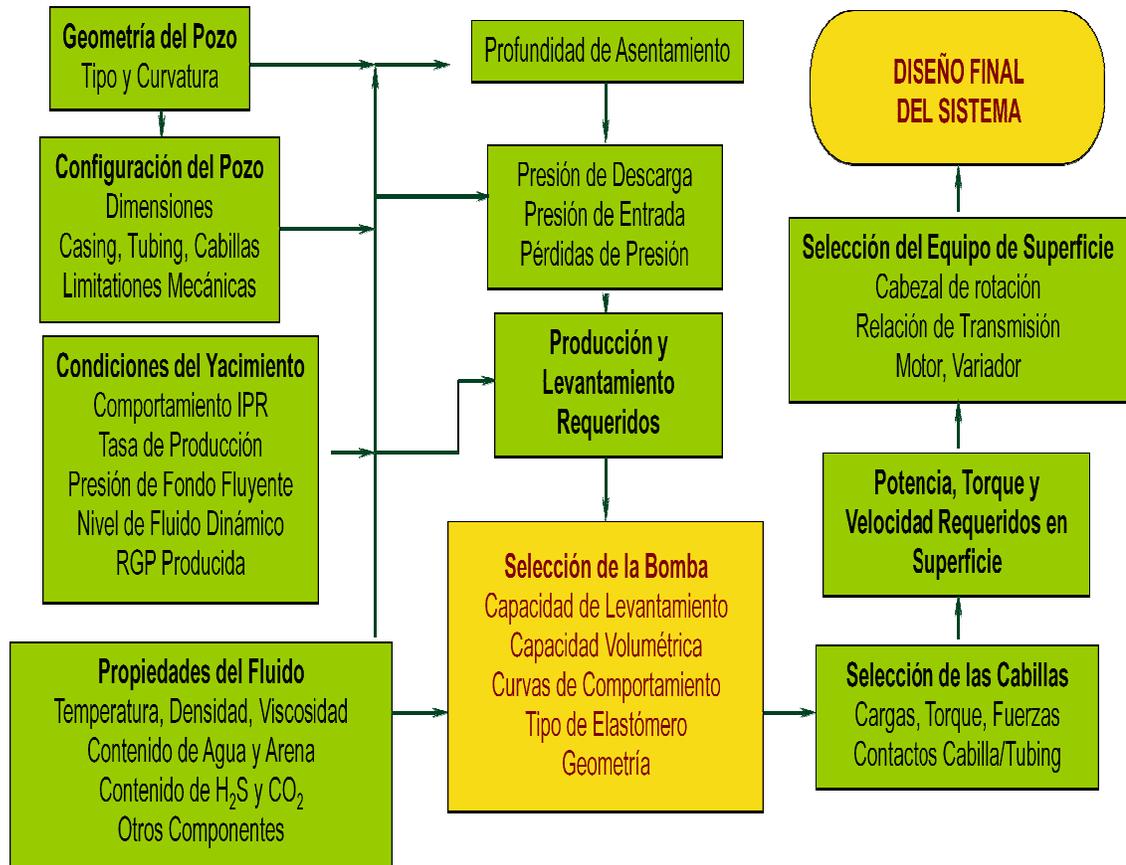
Antes de comenzar a diseñar un método de producción, es de suma importancia contar con todos los datos necesarios para ello y los mismos deben ser confiables a fin de garantizar el diseño adecuado, en este punto hay que destacar que no existe una solución (o diseño único) y que la misma depende de diversos factores técnico económicos incluyendo las políticas de explotación del yacimiento, a la hora de diseñar y seleccionar un sistema de bombeo por cavidades progresivas se debe tener en cuenta el procedimiento que se muestra en la figura 7.

**Figura 6. Instalación típica de una BCP**



Fuente: Pan American Energy. PAE, Manual de producción.

**Figura 7. Procedimiento para diseñar una BCP**



Fuente: TDA Supply & Service S.A

### 1.3.3.3 Optimización del sistema

La optimización debe entenderse como las condiciones de operación en la cuales se puede obtener la mayor relación beneficio/costo acordes con las políticas de explotación del yacimiento.

Una ayuda para el proceso de optimización la constituyen las gráficas de comportamiento o tendencia de las variables de operación/control del sistema, estas pueden ser: profundidad de la bomba, Sumergencia, tasa de producción, potencia entre otras.

En el bombeo por cavidades progresivas inicialmente el equipo debe trabajar a bajas velocidades (sobre todo si es la primera vez que el pozo trabaja en BCP), para que de esta manera todas las variables se estabilicen. Principalmente, la

presión de cabezal, el nivel dinámico de fluido, el ajuste elastómero-rotor, etc. En esta etapa se debe llevar un seguimiento de todas las variables, ya que es aquí, donde se presenta el mayor caso de fallas.

Una vez estabilizado el sistema se realizan las mediciones de las variables más importantes:

- Tasa de producción.
- Nivel de fluido (para calcular la sumergencia de la bomba).
- Relación Gas/Petróleo.
- Porcentaje de agua y sedimentos
- Presión de cabezal.
- velocidad de rotación, frecuencia, torque, potencia, etc.

Esta información se compara con los cálculos teóricos ajustando el simulador a manera de reproducir las condiciones del campo (pozo), una vez establecida la correspondencia entre el software y los resultados, es posible “predecir” nuevas condiciones de operación a una nueva velocidad.

Es recomendable realizar la optimización en por lo menos dos pasos de modo que se tenga mayor información para estimar la curva de afluencia del pozo y con ello poder establecer los parámetros de funcionamiento para la tasa máxima.

#### **1.4 PROGRAMAS DE ANÁLISIS, DISEÑO Y ADMINISTRACIÓN DE INFORMACIÓN EMPLEADOS EN LA REALIZACIÓN DEL MÉTODO**

Durante el presente estudio se emplearon diferentes programas (figura 8), que se utilizaron tanto para el diseño como para la interpretación, análisis y administración de la información de los datos obtenidos en campo de los diferentes sistemas de extracción artificial. Estos programas son:

-  Programas de análisis y administración de información
-  Programas de diseño
-  Programas adicionales

**Figura 8. Diagrama de programas empleados en el desarrollo del método**



Fuente: los autores

### **1.4.1 Programas de análisis y administración de información**

#### **1.4.1.1 Lowis (Life of Well Information Software)**

Comprende un amplio conjunto de herramientas que permite mejorar la eficiencia y efectividad de los procesos de gestión de pozos, sus herramientas cubren el ciclo de vida de las operaciones de producción de petróleo y gas e incluye supervisión en tiempo real con alarmas, ajuste de configuración de controladores, diseño, análisis de sistemas de levantamiento artificial, tendencias, reportes y gráficos instantáneos, de igual forma contiene todos los aspectos de

administración de servicios de pozos, incluyendo planificación de trabajos, finanzas, prioridades y capacidades de retrospectiva y tarjeta de puntuación. LOWIS proporciona al usuario la oportunidad de identificar y responder de una forma más rápida a la gran variedad de problemas que pueden surgir en las operaciones de gas y petróleo, ya que una resolución rápida de problemas puede reducir costos de la operación en general.

Los beneficios del uso de este software se resumen de la siguiente manera:

- Trabajos más eficientes
- Información de mayor calidad
- Las herramientas facilitan una transferencia más efectiva del conocimiento.
- Reconocimiento rápido de las causas de los problemas de producción.
- Desarrollo de mejores prácticas alrededor de la gestión de fallas y la optimización del levantamiento artificial.
- Revisión del estatus de los pozos y equipos en poco tiempo.
- Control de las anomalías de producción.
- Diagnóstico de las ineficiencias operativas en los sistemas de levantamiento artificial.

#### 1.4.1.2 OpenWells

El OpenWells comprende un completo reporte de las operaciones de pozo, análisis de información y un sistema de administración de datos integrado con el sistema Landmark's The Engineer's DeskTop, este software soporta la historia de producción completa de cualquier pozo, los datos de operaciones reportados en OpenWells pueden ser analizados con la aplicación Landmark's Engineering sobre la plataforma Engineer's Data Model (EDM), de igual forma soporta reportes de operaciones como: perforación, completamiento, servicios de pozo, sitios de construcción y reclamos de operación.

Este programa captura la información de las operaciones realizadas en los pozos para la elaboración de informes corporativos y regulatorios, análisis de rendimiento, compensación y evaluación comparativa y la planificación de los pozos.

Este software incluye beneficios como:

- Flujos de trabajo eficientes
- Fácil análisis
- Ahorro de tiempo y costos
- Rendimiento de perforación.

#### 1.4.1.3 Total Well Management (TWM)

El programa Total Well Management (Administración Completa del Pozo) consiste de una serie de rutinas para la adquisición, análisis y presentación de los datos. Cuando es necesario, el programa le pregunta al usuario si desea seguir una acción específica o si desea escoger una de las opciones disponibles que se muestran en el menú de la pantalla.

Para manejar el TWM Hay varias combinaciones disponibles para operar el computador, el programa, los directorios del disco duro y los discos Portátiles. Los procedimientos recomendados requieren que exista un directorio principal del TWM en el disco duro. Este directorio contiene todos los programas necesarios para el uso del programa.

#### 1.4.1.4 Wesems (well services management system)

Es un sistema para administración de datos de producción y servicio a pozo, creada por ECOPETROL S.A, donde se recopila toda la información correspondiente a: producción, dinagramas-sonolog, equipos instalados, contratos de servicio a pozo y base de datos de bombas.

### 1.4.2 Programas de diseño

#### 1.4.2.1 Rodstar:

Rodstar es un poderoso simulador y herramienta de diseño de fácil uso para sistemas de bombeo mecánico. Con él se pueden diseñar nuevas instalaciones de bombeo mecánico o hacer cambios a las ya existentes. Es una herramienta que se puede usar para comparar unidades de bombeo, velocidades, tamaño del pistón, varillas, tipos de motor, etc. También, es útil para estudiar el efecto de la variación de la velocidad del motor, fricción de la prensa estopas (Stuffing box), etc.

Características:

Tiene la ventaja de guardar la información que se esté manejando aun cuando se sale del programa en medio del ingreso de la información. Contiene data para todas las bombas comunes, diámetro de varillas, grado de varillas, unidades de bombeo, diámetro de tubería, etc. También reconoce cuando se necesita slim hole coupling o una bomba de pared delgada, cuales varillas se ajustan al diámetro de

la tubería seleccionada, la máxima velocidad de bombeo recomendada para cualquier sistema diseñado.

Puede simular cualquier sistema de bombeo y puede predecir de modo preciso su comportamiento, el programa predice las cartas dinámicas de fondo y superficie. También calcula el torque máximo de la caja reductora, la estructura de cargas, la carga de varillas, la carrera de la bomba, longitud del pistón, rata de producción esperada, el contrabalance requerido, tamaño del motor, eficiencia del sistema, consumo diario de energía, y otra información útil.

En contraste al sistema de diseño por ensayo y error, con RODSTAR se puede entrar la producción deseada y preguntarle al programa simultáneamente los SPM, tamaño del pistón, y el diseño de la sarta de varillas. O puede ingresar información de IPR y el RODSTAR calcula la producción y diseña el sistema basándose en cualquier PIP o nivel de fluido que se desee trabajar. Puede modelar cualquier geometría de unidades de bombeo incluyendo las de carrera larga como la Rotaflex.

Este simulador posee dos versiones RODSTAR-D y RODSTAR-V, desviado y vertical respectivamente, el primero permite entrar a estudios de desviación y calcular cargas laterales, severidad de las desviaciones, espaciamiento recomendado de la varilla guía.

#### 1.4.2.2 C-FER

El software C-FER es un herramienta interactiva de diseño que sirve para evaluar el rendimiento de la bombas de cavidades progresivas utilizadas para producir los pozos petroleros, con la ayuda del software se permitirá tomar las mejores decisiones en el diseño y la operación de la BCP. Algunas de las aplicaciones de C-FER son:

- Diseño de fondo y geometría de los pozos
- Selección de los equipos de fondo y superficie del pozo y posterior evaluación
- Banco de prueba y análisis de la bomba
- Análisis de fatiga de la sarta de varillas
- Desgaste por contacto de la sarta varillas y tubería
- Optimización de la producción
- Reacondicionamiento, análisis y prevención
- Evaluaciones de seguridad de la rotación anti horaria en la sarta de varillas (Back spin)

Su estructura interna se compone de numerosas rutinas de análisis, relaciones empíricas y las especificaciones de los fabricantes de los equipos, integrada con una grafica usuario-interfaz desarrollada por Microsoft Windows, que permite realizar evaluaciones técnicas.

#### 1.4.2.3 AutographPC

AutographPC puede ser usado para diseñar sistemas de producción, incluyendo sistemas de bombeo electro sumergible, sistemas de cavidades progresivas.

Cada sistema de instalación es único y con AutographPC todas las especificaciones acerca de información de pozo, incluyendo características de producción y condiciones de pozo, pueden ser ingresadas y usadas durante la fase de diseño del sistema para producir una única curva de comportamiento para cada tamaño. El software puede ser usado tanto para reparaciones rápidas, como para aplicaciones a velocidad variable, lo cual hace práctico producir curvas de comportamiento características para cada tamaño.

El simulador es el único software de este tipo en la industria, permitiendo al usuario “ver” como el sistema de bombeo se comporta en su etapa inicial de operación, o ya sea un término más largo tales como los cambios en las edades de los pozos y las condiciones en fondo del mismo. Esta aplicación permite al usuario cambiar hasta 28 condiciones de operación para simular como el sistema reaccionará y qué se debe hacer.

El simulador puede seguir la trayectoria de los cambios en los resultados de ratas de flujo, presión, energía o corriente, temperatura del motor y torque, solo por nombrar algunos parámetros. Además, el simulador puede indicar alarmas cuando el sistema se sale de su rango de operación; ayuda a diagnosticar problemas comunes como fugas en tuberías o las camisas de las bombas, y asiste en un análisis forense simulando las condiciones que llevaron a la falla. El software de simulación garantiza un sistema más eficiente y una producción optimizada para la vida de un pozo

### 1.4.3Programas adicionales

#### 1.4.3.1 Excel

Microsoft Excel es una aplicación para manejar hojas de cálculo. Este programa es desarrollado y distribuido por Microsoft, y es utilizado normalmente en tareas financieras y contables.

#### 1.4.3.2 Matlab (Matrix Laboratory)

Matrix Laboratory o "laboratorio de matrices" es un software matemático que ofrece un entorno de desarrollo integrado (IDE) con un lenguaje de programación propio (lenguaje M).

Entre sus prestaciones básicas se hallan: la manipulación de matrices, la representación de datos y funciones, la implementación de algoritmos, la creación de interfaces de usuario (GUI) y la comunicación con programas en otros lenguajes y con otros dispositivos hardware.

#### 1.4.3.3 Scatter Plots

Un gráfico de dispersión o Scatter Plots es una representación gráfica de dos variables o más en un conjunto de datos, la trama se representa mediante coordenadas cartesianas con las variables independientes X en el eje horizontal y la variable dependiente en el eje vertical. El diagrama Scatter permite en cierto grado visualizar relaciones entre distintos datos, y es una herramienta básica de control de calidad, el cual incluye: histograma, diagrama de Pareto, check sheet, diagrama de control, diagrama de causa-y-efecto y diagrama de flujo.

Entre las técnicas más populares de visualización se encuentra el Scatter Plot 2D, que visualiza datos multidimensionales mapeando dos dimensiones a las coordenadas X y Y, y mapeando otras dimensiones a atributos visuales como color, tamaño, intensidad o forma, cada dato es representado por un punto en el espacio bidimensional, con el objetivo de estudiar la posible relación entre dichas variables. Entre las relaciones más conocidas se encuentran la lineal y la cuadrática, las cuales pueden ayudar a identificar patrones en los datos.

Los Scatter Plots 3D corresponden a una extensión conceptualmente simple de los Scatter Plot 2D. Visualizan una relación entre tres o más variables, explotando la tercera dimensión, representando las coordenadas X, Y y Z en el espacio tridimensional. Eventualmente se podrían agregar más coordenadas al modelo, llevándolo al espacio n-dimensional.

## **2. PILOTO DE MODELO ESTANDARIZADO DE ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LOS SLA**

En este capítulo se expondrá la metodología correspondiente al piloto de modelo estandarizado de análisis y optimización, el cual tiene como objetivo, encontrar oportunidades de aumento de caudal y analizar el aumento de la profundidad de la bomba, para que de esta manera se pueda aumentar el drawdown y reubicar o cambiar los sistemas de levantamiento actualmente existentes en los pozos que serán candidatos a optimizar.

Inicialmente se construirá una base de datos de todos los pozos productores activos de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima (SOH), esta base de datos se realiza con el objetivo de que se agrupe la información pertinente para diseñar y evaluar los sistemas de levantamiento artificial. Posteriormente se seleccionarán y categorizarán los pozos con características similares de operación, sin importar la ubicación geográfica y que tengan oportunidades de cambio de sistema de levantamiento, esto se hace con el propósito de que si hay un pozo trabajando en un SLA en particular con el que presenta muchas fallas de operación, (lo que conlleva a la parada del pozo, perdidas de producción, etc.,) pueda trabajar bajo otro sistema de levantamiento que presente mejor desempeño o se acomode mejor a los objetivos de producción, confiabilidad, costos e impacto ambiental. Esta selección se hará de manera grafica en la cual estarán presentes las variables más relevantes en el desempeño operativo de un pozo; a cada variable se le asignaran distintos rangos de operación, y así, de esta manera ir filtrando los pozos que serán candidatos a optimizar.

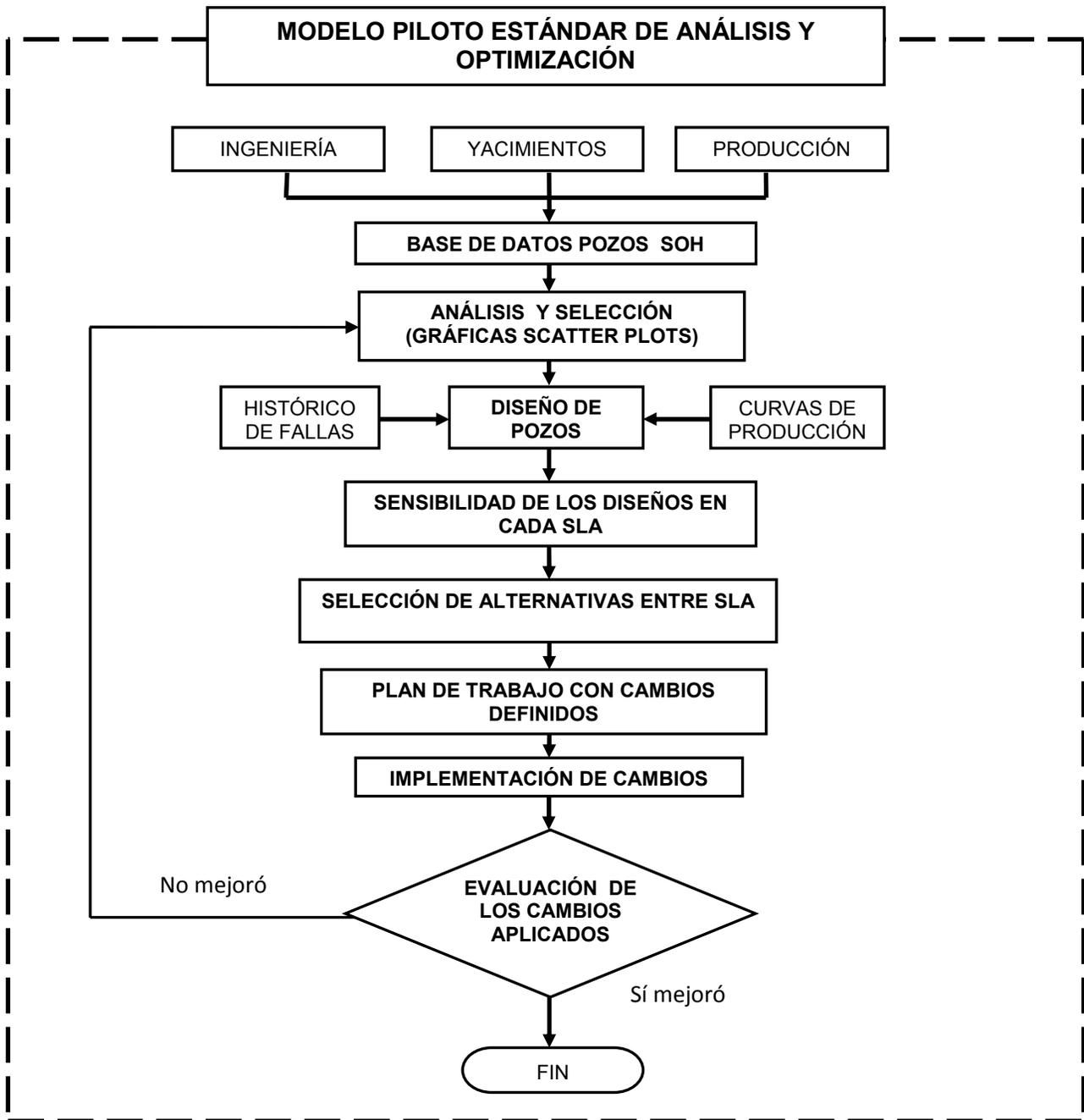
Seleccionados los pozos candidatos a optimizar, se realizarán los diseños por cada sistema de levantamiento (BM, BES, BCP), teniendo en cuenta además, el historial de fallas, curvas de producción y la tendencia de variables claves como la eficiencia de flujo y el comportamiento del equipo de levantamiento artificial. A cada pozo se le harán varias simulaciones, con la intención de observar cual será el mejor diseño a ser empleado. Luego se procederá a realizar la sensibilidad de los diseños por SLA, es decir, se comparará cada diseño teniendo en cuenta las variables críticas de cada sistema y de esta forma escoger los mejores diseños.

Con los mejores diseños por cada sistema se realizará una matriz de ponderación, donde se evaluará el desempeño del pozo; bajo cada uno de estos diseños de acuerdo a diferentes variables objetivo y de esta forma definir la mejor alternativa. El objetivo del análisis debe ser lo primero en plantearse, ya que para cada caso el ponderador brinda la posibilidad de asignar un nivel de importancia particular según el nivel y los requerimientos del estudio.

Por último se procederá a realizar el plan de trabajo para hacer el cambio y posteriormente intervenir el pozo. Se requiere la evaluación del cambio realizado para reiniciar de nuevo el ciclo de optimización.

## 2.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PILOTO DE MODELO ESTÁNDARIZADO DE ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LOS SLA

Figura 9. Diagrama de flujo del piloto de modelo estandarizado de análisis y optimización de los SLA



Fuente: los autores

## 2.2 CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE LOS POZOS DE LA SOH A OPTIMIZAR

### 2.2.1 Información general del estado operativo de los pozos de la SOH

Para realizar la clasificación y categorización de los pozos candidatos a optimizar de la superintendencia de operaciones Huila-Tolima, lo primero que se realizó fue una base de datos donde se recopiló toda la información de las variables necesarias para dicho estudio, esta data se obtuvo de las distintas bases de datos como TWM, Open Wells, Lowis, Wessems, las variables fueron: BFPD, % BSW, BOPD, perforados, API, PIP, entre otras, que se muestran a continuación:

- **UWI:** Unique Well Identification, identificación oficial de cada pozo, normatividad internacional para identificar cada pozo.
- **WELL:** nombre del pozo
- **BFPD:** barriles de fluido por día
- **BSW:** Cantidad de agua y sólidos que contiene el crudo.
- **BOPD:** barriles de aceite por día.
- **GOR:** relación gas-aceite
- **DENSIDAD DEL AGUA, ACEITE Y GAS**
- **THP:** tubing head pressure, presión de cabeza de tubería
- **CHP:** casing head pressure. Presión de cabeza del casing
- **SBHP:** static bottom hole pressure, presión estática del fondo del pozo.
- **PBHP:** producing bottom hole pressure, presión dinámica de fondo de pozo.
- **SUMERGENCIA EFECTIVA:** es el nivel de fluido (sin gas) sobre la bomba.
- **PIP:** pump intake pressure. Presión de entrada a la bomba.
- **PID:** pump intake Depth, profundidad de entrada a la bomba
- **THT (°F):** tubing head temperature, temperatura de cabeza de tubería
- **BHT (°F):** bottom hole temperatura, temperatura de fondo de pozo.
- **TD PLUG BACK:** total depth plug back, ultimo fondo del pozo.
- **PERFORADOS:** intervalo cañoneado.
- **DIÁMETRO TUBING (in)**
- **DIÁMETRO DEL CASING (in)**
- **PROFUNDIDAD DISPONIBLE DE ASENTAMIENTO.**

La tabla que contiene toda la información del estado operativo de los pozos de la SOH se puede apreciar en el Anexo A.

## 2.2.2 Análisis y selección de los pozos acorde a los límites mecánicos de los SLA

El método cuenta con variables mecánicas y operativas que son de gran importancia en el momento de seleccionar qué sistema de levantamiento es el más adecuado para trabajar bajo las condiciones de cualquier pozo. Para la realización de este estudio se tomaron las siguientes variables:

2.2.2.1 Profundidad de la bomba (PID): Es la profundidad a la cual es posicionada la bomba, dependiendo a la profundidad de asentamiento, así mismo se tiene referencia de cual SLA es el más adecuado para trabajar a dichas condiciones o bajo qué límites podría trabajar de acuerdo con el estado mecánico (colapsos, restricciones. Dog leg, etc.).

En la superintendencia de operaciones Huila-Tolima está en un rango entre los 900 ft y los 12000 ft de profundidad. Tomando como base el artículo de Marcelo Hirshfield<sup>2</sup>, el cual dice que al someter un SLA a una profundidad que excede el rango permitido de operación, puede generar límites mecánicos como:

- En el caso de bombeo mecánico se puede generar carga máxima en las varillas, y restricción en el diámetro del casing, ya que al tener mayores profundidades, se van a necesitar diámetros mayores de los equipos de fondo, este parámetro afecta tanto para BCP, como para ESP.
- En el sistema de bombeo por cavidades progresivas este parámetro afecta en forma directa los materiales de los elastómeros, ya que a mayor profundidad de la bomba mayor es la temperatura de fondo del pozo, y también perjudica la carga máxima en las varillas de bombeo
- Por último en el bombeo electrosurgible la temperatura del fondo del pozo afecta en forma directa el enfriamiento del motor.

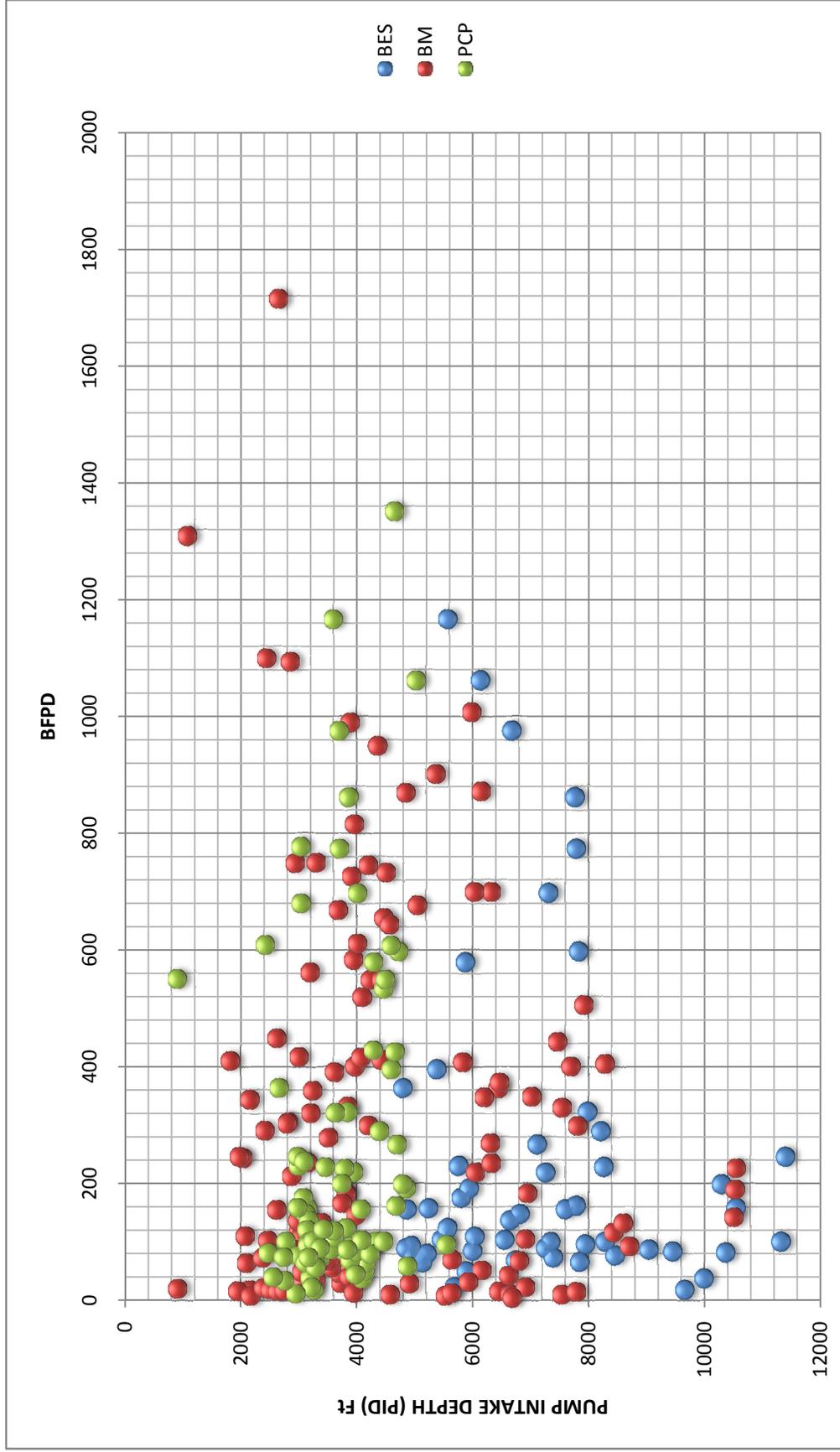
2.2.2.2 BFPD: Es la cantidad de fluido (agua y aceite) que se extrae bajo las condiciones operativas existentes. En el caso de la SOH, la producción de los pozos varía desde 5 hasta 2500 barriles de fluido.

De acuerdo a las anteriores variables se realizó el gráfico BFPD vs PID (Gráfico 1), a partir de esta gráfica se inició la selección de los pozos a optimizar.

---

<sup>2</sup> Hirshfield Marcelo, Criterios de selección para sistemas de levantamiento artificial basado en los límites mecánicos: Caso de estudio Golfo de San Jorge, SPE, 2007.

Gráfico 1: BFPD vs Pump Intake Depth (PID)



El propósito de seleccionar los pozos a optimizar con un método gráfico es el poder observar cuáles de ellos están trabajando bajo condiciones operativas similares. De la anterior gráfica se toma un rango de operación con el fin de filtrar los pozos. Para este estudio se tomaron las siguientes condiciones:

- pozos que produzcan de 350 a 2500 BFPD
- operen a una profundidad entre 4400 y 6000 ft.

Estos rangos se evaluaron visualmente de manera que existiera en igual proporción pozos de cada sistema de levantamiento artificial, ya que en esta zona se concentra la mayor cantidad pozos que podrían estar trabajando al límite con el sistema de levantamiento actual, lo que conlleva a la posibilidad de obtener mayor rendimiento con otro sistema de levantamiento.

De acuerdo a las anteriores características mecánicas se seleccionaron 28 pozos (Ver tabla 4) de los cuales se escogerán los pozos que serán optimizados.

### **2.2.3 Variables a considerar en el desempeño de los SLA y pozos candidatos a optimizar**

Con los 28 pozos seleccionados previamente, se procede hacer la evaluación de cada uno de acuerdo a diferentes variables que son de importancia en el desempeño de los diferentes SLA, estas son:

2.2.3.1 Sumergencia: columna de líquido sobre el intake (admisión) de la bomba. Una alta sumergencia ocasiona que la bomba tenga que desplazar el fluido con poca potencia debido a la disminución del levantamiento neto en la tubería; lo inverso ocasionará una mayor demanda de energía para igual producción.

Generalmente la sumergencia está asociada a altas presiones fluyentes (PBHP) lo que origina una restricción al flujo en la cara de la arena. Para efectos operativos una sumergencia óptima está en un rango de 200 a 300 ft, para el presente estudio se seleccionarán los pozos cuya sumergencia supere los 400 ft, debido a que por encima de este valor se evidencia restricción en el aporte de fluidos de la formación (Ver gráfico 2).

2.2.3.2 Profundidad disponible: diferencia entre el último fondo del pozo y la profundidad de asentamiento de la bomba. La reducción de esta diferencia

**Tabla 4. Estado operativo de los pozos candidatos a optimizar**

ecóPETROL		ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS CANDIDATOS A OPTIMIZAR SOH										ecóPETROL				
UWI	WELL	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN (WESSEMS)					DENSIDAD DE FLUIDOS					DATOS TWM				
		BFPD	BSW	BOPD	SLA	GOR	Oil*	Water**	Gas***	THP	CHP	SBHP	PBHP	Sumergencia Efectiva (ft)		
BRBR0009	BR-09	412	86	60	BM	146	23,0	1,00	0,70	57	58	1446	164	225		
CBCB0004	CB-04	902	82	162	BM	17	20,0	1,00	0,99	90	0	1700	1010	2322		
CBCB0006	CB-06	2302	97	69	BES	37	20,0	1,00	0,84	110	0	2242	661	1698		
CBCB0007	CB-07	655	84	105	BM	22	20,0	1,00	1,00	53	0	2148	1318	1806		
DKDK0015	DK-15	1841	94	111	BES	208	21,0	1,00	0,84	70	0	1700	608	1573		
DKDK0016	DK-16	733	94	44	BM	172	21,0	1,05	0,90	130	0	1700	1510	1716		
DKDK0020	DK-20	2399	98	48	BES	80	21,0	1,00	0,82	86	0	1700	400	1029		
DKDK0022	DK-22	643	98	14	BM	686	21,0	1,00	1,03	160	0	2084	1507	2138		
DKDK0023	DK-23	2083	96	83	BES	146	24,0	1,05	0,94	100	2	1700	906	2434		
DKDK0025	DK-25	2054	99	21	BES	138	21,0	1,00	1,06	89	0	1829	1243	3261		
DTDT0108	DT-108	1062	89	117	PCP	240	18,3	1,05	0,60	148	78	1520	1314	1802		
DTDT0112	DT-112	396	79	84	PCP	100	18,0	1,05	0,62	150	73	900	160	570		
DTDT0139	DT-139	598	55	269	PCP	754	19,2	1,00	0,62	109	81	900	155	295		
DTDT0044	DT-44	549	94	34	BM	70	20,0	1,05	0,63	90	45	1625	1005	2424		
DTDT0078	DT-78	608	86	85	PCP	12	19,0	1,05	0,79	120	47	704	704	1958		
DTDT0090	DT-90	426	90	43	PCP	427	20,5	1,05	0,62	100	73	316	316	1027		
DTDT0094	DT-94	534	97	18	PCP	361	15,0	1,05	0,61	200	78	784	304	1542		
LMLM0004	LL-04	1352	89	143	PCP	237	19,0	1,03	0,65	58	51	56	56	33		
PGPG0006	PG-06	870	0	0	BM							1841				
PGPG0011	PG-11	1530	84	245	BES	15	20,0	1,00	0,88	197	0	1700	370	944		
PGPG0012	PG-12	408	50	204	BM	14	20,0	1,00	0,93	20	0	416	363	1074		
PGPG0013	PG-13	1536	95	77	BES	900	20,0	1,00	1,03	126	0	1700	635	1629		
PGPG0014	PG-14	916	94	55	BES	143	20,0	1,00	1,05	190	0	1700	604	1547		
PGPG0024	PG-24	1008	85	151	BM	20	20,0	1,00	0,73	150	0	1700	478	655		
PGPG0025	PG-25	677	98	14	BM	2055	20,0	1,00	0,97	80	0	2045	1591	2561		
QUIJ0003	QUI-03	685	85	100	BES	20	17,0	1,05	0,55	380	0	895	895	1327		
SCSC0005S	SC-05SD	550	61	217	PCP	140	18,0	1,05	0,68	210	161	851	172	172		
TOLD0004	TOL-04	386	83	66	BES	73	31,0	1,05	0,55	110	1	391	391	697		

Fuente: los autores

\*\*API, \*\*\* $\gamma$  respecto al agua, \*\*\*\* $\gamma$  respecto al aire.

**Tabla 4. Continuación**

		ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS CANDIDATOS A OPTIMIZAR SOH											
NAME		DATOS TWM					OPENWELLS - LOWIS						
UWI	WELL	PIP (psi)	PID (ft)	THT (°F)	BHT (°F)	TD Plug Back (ft)	Comentario TD Plug Back	Perforados	Tubing	Casing (in)	lb/ft	Profundidad Disponible Asentamiento (ft)	Tope Arena
BRBR0009	BR-09	150	4431	90	135	4894	CFC	4374 - 4606	3,500	7,000	23.0	463	
CBCB0004	CB-04	899	5368	100	143	5825	CFC	5524 - 5670	2,875	5,500	15.5	457	
CBCB0006	CB-06	661	5577	90	143	6055	Packer	5788 - 6044	2,875	5,500	15.5	478	
CBCB0007	CB-07	705	4471	90	143	6033	Packer	5748 - 6017	3,500	5,500	15.5	1562	5743
DKDK0015	DK-15	608	5879	90	152	6518		5990-6406	2,875	5,500	15.5	639	
DKDK0016	DK-16	665	4515	90	152	4939	Pescado	6447 - 6738	2,875	5,500	15.5	424	
DKDK0020	DK-20	399	4853	90	152	4952	Pescado	6174 - 6544	2,875	5,500	15.5	99	4936
DKDK0022	DK-22	826	4573	90	152	6645	CFC	5950 - 6400	3,500	7,000	26.0	2072	6525
DKDK0023	DK-23	906	5895	90	190	6682	CFC	5929 - 6380	2,875	7,000	26.0	787	6600
DKDK0025	DK-25	1243	5529	90	152	6576		5988-6482	2,875	5,500	15.5	1047	
DTDT0108	DT-108	798	5027	70	150	5434	CFC	4260 - 4965	3,500	7,000	23.0	407	5242
DTDT0112	DT-112	302	4600	95	137	4840	CFC	4010 - 4500	3,500	7,000	23.0	240	
DTDT0139	DT-139	202	4723	95	137	5912	FCF	4827 - 5437	3,500	7,000	23.0	1189	5878
DTDT0044	DT-44	989	4428	90	137	4611		2104 - 4462	3,500	5,500	15.5	183	
DTDT0078	DT-78	823	4594	95	137	5052	FCF	3967 - 4506	3,500	7,000	23.0	458	
DTDT0090	DT-90	480	4660	95	137	4967	FCF	3860 - 4506	3,500	7,000	23.0	307	4891
DTDT0094	DT-94	700	4472	95	137	4872	FCF	1842 - 4433	3,500	7,000	23.0	400	4694
LMLM0004	LL-04	69	4656	70	150	4896	PACKER	4460 - 4947	3,500	7,000	29.0	240	
PGPG0006	PG-06		4847	70	143	6531		6455 - 5894	2,875	5,500		1684	
PGPG0011	PG-11	370	4932	90	143	5613	CFC	5114-5670	3,500	7,000	29.0	681	
PGPG0012	PG-12	421	5837	90	143	6288	CFC	5338-6038	2,875	5,500	15.5	431	5983
PGPG0013	PG-13	635	5389	90	143	6369		5426-6348	2,875	5,500	15.5	980	
PGPG0014	PG-14	604	5245	90	143	6214		5310 - 6222	2,875	5,500	15.5	969	
PGPG0024	PG-24	256	5989	90	143	6983	CFC	6374 - 6722	3,500	7,000	26.0	994	6945
PGPG0025	PG-25	993	5062	90	143	6480	Empaque EZ	5966 - 6518	2,875	5,500	15.5	1428	6441
QUIM0003	QUI-03	531	5563	70	146	6479	Packer EZ	5888 - 6206	3,500	7,000	29.0	916	
SCSC0005S	SC-05SD	172	4498	70	120	5043	CFC	3894 - 4405	3,500	7,000	29.0	545	
TOLD0004	TOL-04	272	5693	70	146	6590		5860 - 6170	3.5	7,000	26.0	897	

Fuente: los autores

ocasiona que la presión en perforados (pwf) disminuya obligando al pozo a entregar un mayor caudal.

Se tomarán aquellos pozos que tengan una profundidad disponible de asentamiento mayor a 200 ft para tener un rango de seguridad que no permita un taponamiento de la bomba. (Gráfico 3).

2.2.3.3 BSW:cantidad de agua y sólidosque contiene el fluido de producción del pozo. Los pozos a seleccionar para la optimización serán aquellos que tengan una producción de agua menor al 90% para que de esta manera se reduzcan cargas de potencia en el sistema de levantamiento, se eviten daños por corrosión en el mismo y reduzcan gastos en tratamientos en su manejo, esta selección se puede observar en el Gráfico 4.

2.2.3.4 BOPD: cantidad de aceite a condiciones de almacenamiento aportados por el pozo. El promedio de producción de aceite de los pozos de la SOH es de 100 BOPD, para este caso se escogerán aquellos pozos que produzcan más de 50 BOPD para garantizar una muestra representativa para el presente estudio. (Gráfico 5)

A continuación se muestra resumidamente el rango de las variables operacionales con las que se escogerán los pozos a optimizar.

**Figura 10. Rango de las variables a considerar en el desempeño de los SLA**

SUMERGENCIA	• MAYOR A 400 FT
DISPONIBILIDAD DE ASENTAMIENTO	• MAYOR A 200 FT
BOPD	• MAYOR A 50 BLS
BSW	• MENOR AL 90%

Fuente: los autores

A partir de los anteriores rangos se graficaron los pozos que fueron previamente seleccionados (tabla 4) para ser optimizados, cada una de las variables se Gráfico contra BFPD, ya que esta variable es el principal objetivo a la hora de optimizar cualquier pozo.

Gráfico 2. BFPD vs Sumergencia efectiva (Ft)

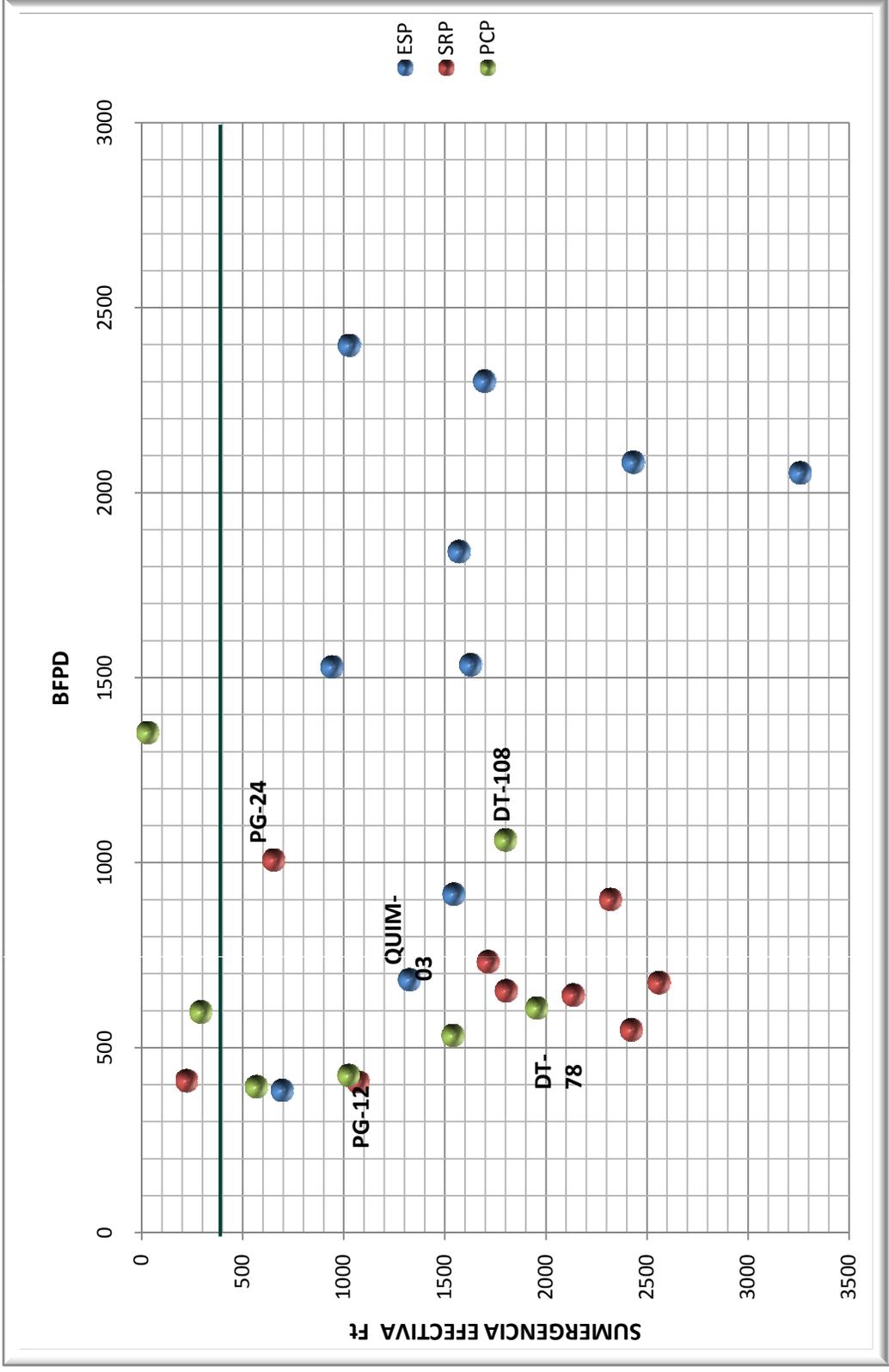


Gráfico 3. BFPD vs Profundidad disponible de asentamiento (Ft)

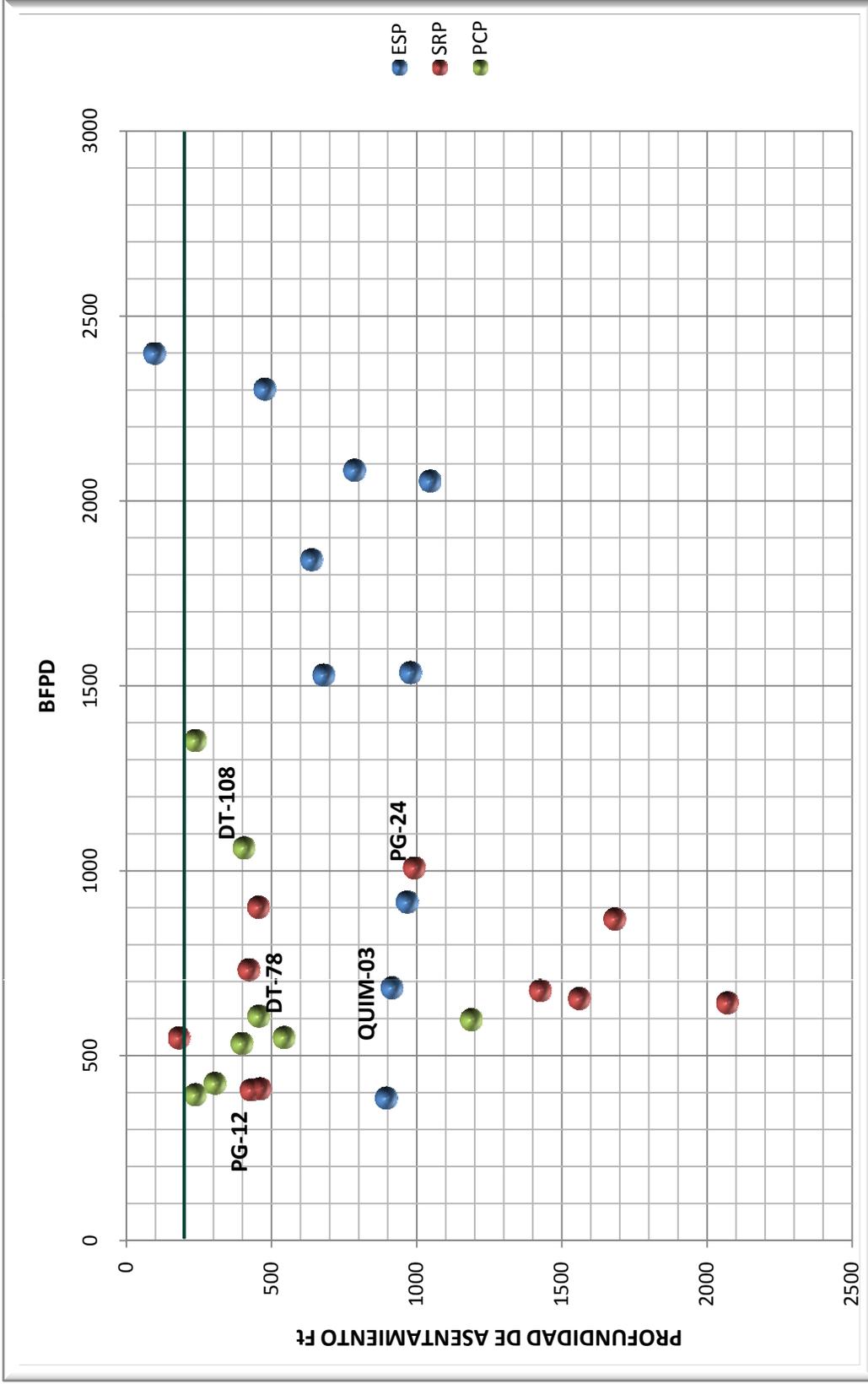
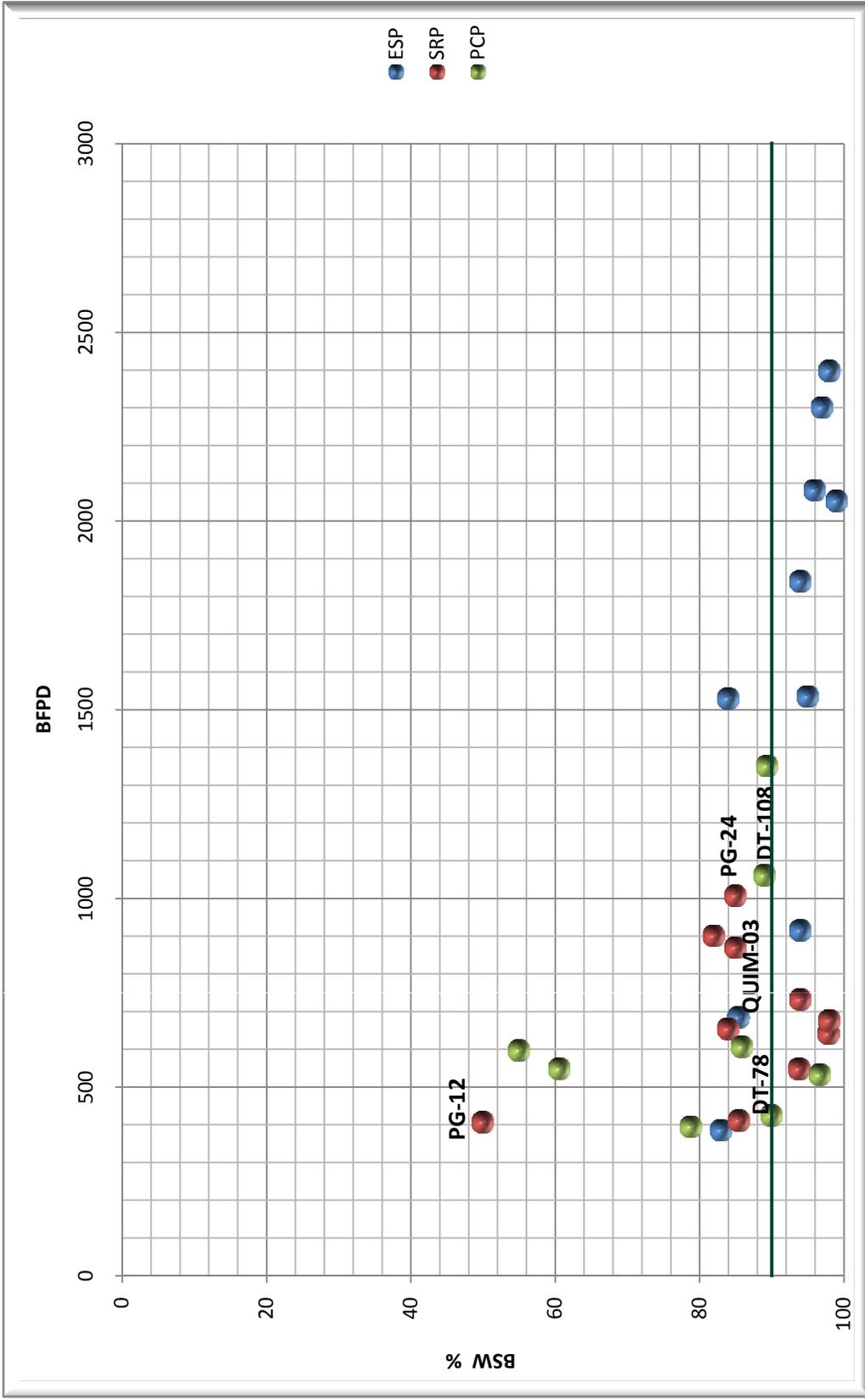
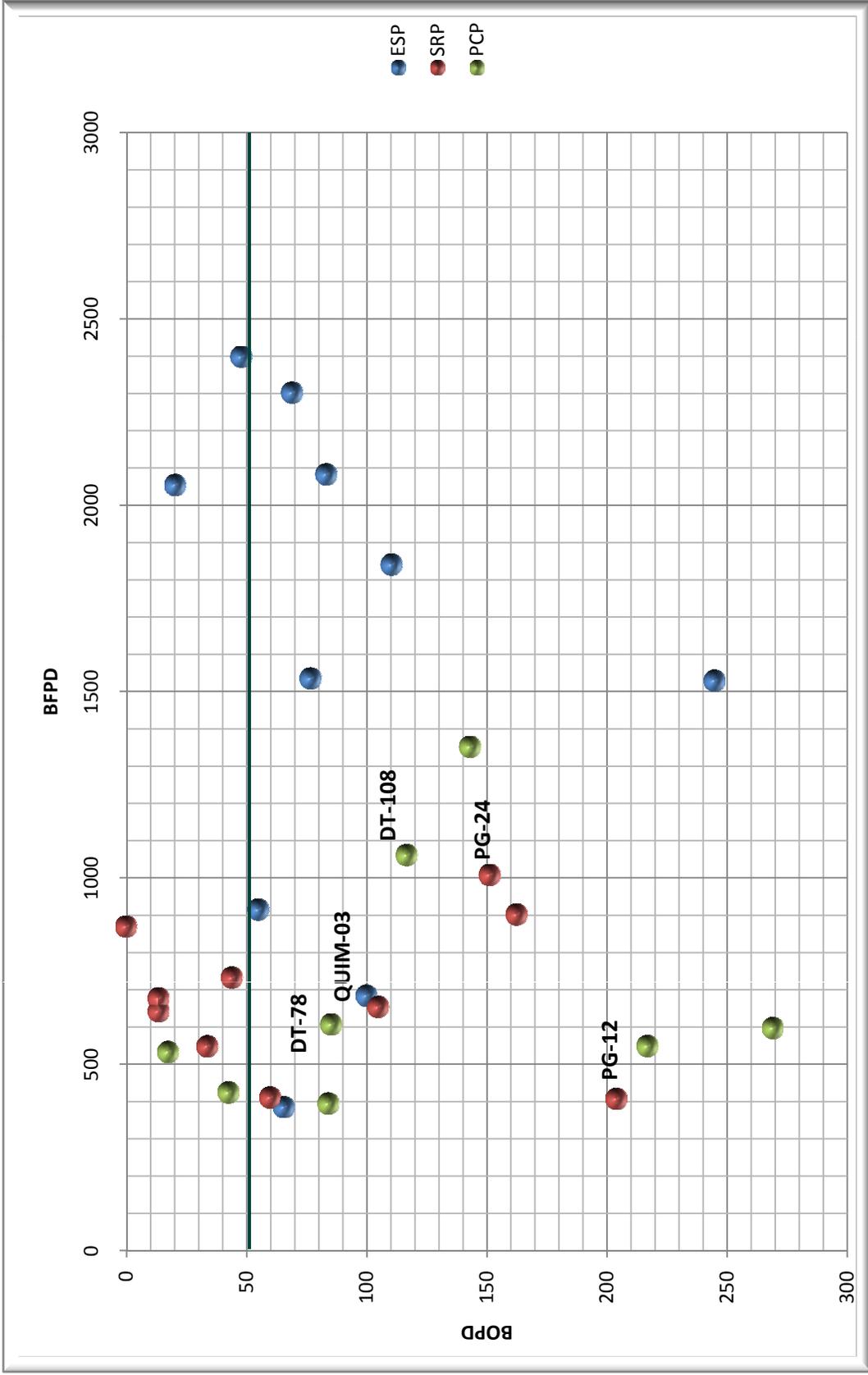


Gráfico 4. BFPD vs BSW (%)



Gráfica 5. BFPD vs BOPD



De igual forma se realizaron los gráficos en 3D de las anteriores variables, combinándolas entre sí, para tener una mejor visión del comportamiento de los mismos.

Grafica 6. Profundidad disponible de asentamiento vs Sumergencia Efectiva vs BFPD

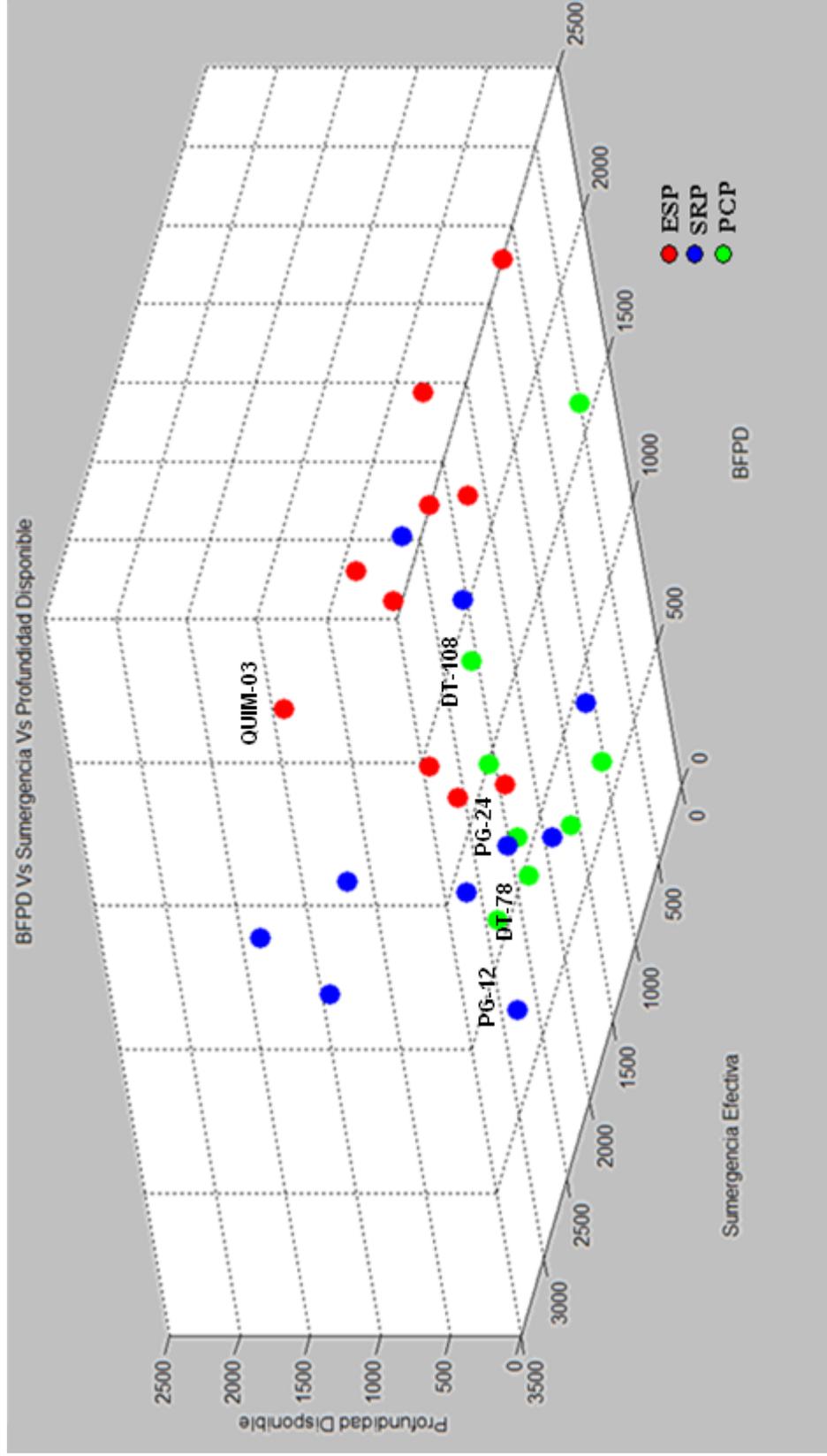
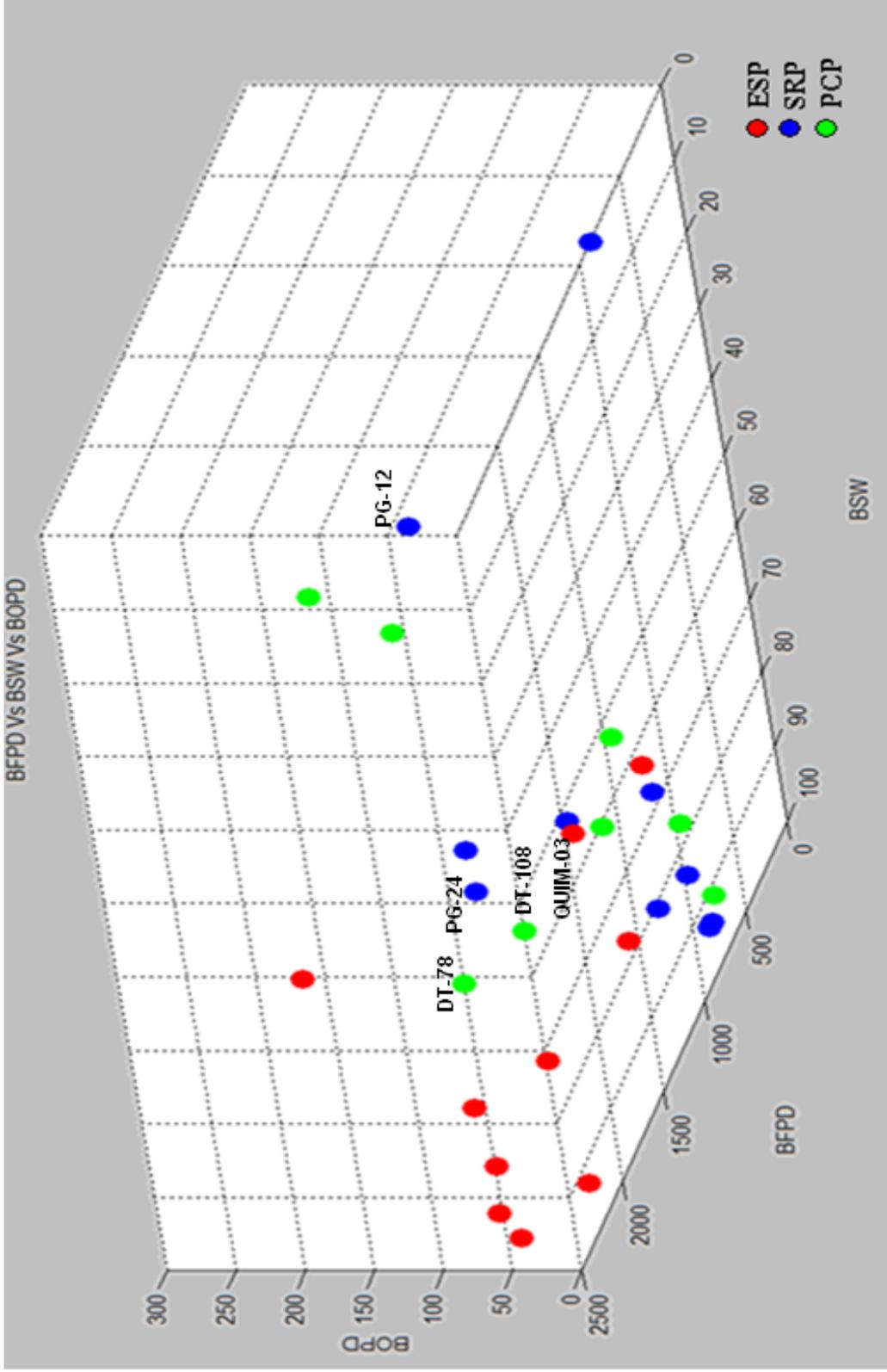


Gráfico 7. BOPD vs BFPD vs BSW



## 2.2.4 Selección final de los pozos a optimizar

De las anteriores graficas se realizó el respectivo filtro con los rangos expuestos en la figura 10, de los cuales 10 pozos cumplieron con los rangos mencionados, con el objetivo que el proyecto no fuera tan largo se escogió una muestra representativa de 5 pozos, de esta forma los pozos a optimizar son:

**Tabla 5. Información de los Pozos a optimizar**

NAME		ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH														
		PRUEBAS DE PRODUCCIÓN (WESESMS)					DENSIDAD DE FLUIDOS					DATOS TWM				
UWI	WELL	BFPD	BSW	BOPD	SLA	GOR	Oil*	Water**	Gas***	THP	CHP	SBHP	PBHP	Sumergencia Efectiva (ft)		
DTDT0108	DT-108	1062	89	117	PCP	240	18.3	1.05	0.60	148	78	1520	1314	1802		
DTDT0078	DT-78	608	86	85	PCP	111	19.0	1.05	0.79	120	47	900	704	1958		
PGPG0012	PG-12	408	50	204	BM	14	20.0	1.00	0.93	20	0	416	363	1074		
PGPG0024	PG-24	1008	85	151	BM	20	20.0	1.00	0.73	150	0	1700	478	655		
QUJIM0003	QUI-03	685	85	100	BES	140	17.0	1.05	0.55	380	0	1900	895	1327		

Fuente: los autores

\*°API, \*\* $\gamma_w$  respecto al agua, \*\*\* $\gamma_g$  respecto al aire.

**Tabla 5. Continuación**

NAME		ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH														
		DATOS TWM					OPENWELLS - LOWS					DATOS TWM				
UWI	WELL	PIP (psí)	PID (ft)	THT (°F)	BHT (°F)	TD Plug Back (ft)	Comentario TD Plug Back	Perforados	Tubing	Casing (in)	lb/ft	Profundidad Disponible Asentamiento (ft)	Topo Arena			
DTDT0108	DT-108	798	5027	70	150	5434	CFC	4260 - 4965	3.500	7.000	23.0	407	5242			
DTDT0078	DT-78	823	4594	95	137	5052	FCF	3967 - 4506	3.500	7.000	23.0	458	5983			
PGPG0012	PG-12	421	5837	90	143	6268	CFC	5338 - 6038	2.875	5.500	15.5	431	6945			
PGPG0024	PG-24	256	5989	90	143	6983	CFC	6374 - 6722	3.500	7.000	26.0	994				
QUJIM0003	QUI-03	531	5563	70	146	6479	Packet-EZ	5888 - 6206	3.500	7.000	29.0	916				

Fuente: los autores

## 2.3 HISTORIAL DE FALLAS

### 2.3.1 Resumen de las intervenciones por campos

Antes de comenzar con los diseños de los pozos a optimizar se revisó el histórico de fallas e intervenciones de los diferentes pozos en los campos de la SOH, de esta forma se puede tener una visión general de cómo ha sido el comportamiento desde sus inicios hasta la fecha, con qué frecuencia han tenido que ser intervenidos y los problemas recurrentes o inherentes a los Mismos.

A continuación se muestra el resumen de las intervenciones (tabla 6), Este histórico se realizó desde el año 2009 hasta el 15 de abril de 2011.

**Tabla 6. Resumen de las intervenciones a los campos de la SOH**

CAMPO	POZOS	2009			2010			Índice de falla (IF) PROM.	ABRIL 15 DE 2011			SUBTOTAL
		BM	ESP	BCP	BM	ESP	BCP		BM	ESP	BCP	
ANDALUCIA	9	8						0,44				8
ARRAYAN	2		1					0,25				1
BRISAS	7	8		5	5		8	1,86			1	27
CEBU	6	3	1		4	2		0,83				10
CRETACEOS	14	10	2		6	1		0,68	3	3		25
DINA	3				4		4	1,33	1			9
LOMA LARGA	3	2		9			1	2				12
ORTEGA	8	4			12			1	1			17
PACANDE	4	5			5	3		1,63	1	1		15
PALOGRANDE	20	25	4		25	1		1,38	4			59
PIJAO	7		1		2	3		0,43				6
QUIMBAYA	3		1			1		0,33				2
SANTA CLARA	27	14		21	12		20	1,24	6		5	78
TELLO	32	31	18		26	24		1,55	7	5		111
TEMPRANILLO	2		1					0,25				1
TENAX	1		1			2		1,5				3
TENAY	8	12	6		9	5		2	4	5		41
TERCIARIOS	119	8		7	18		85	0,5	10		32	160
TOLDADO	7	4	3		9	2		1,29	1			19
TOY	2						1	0,25				1
<b>ACUMULADO</b>											<b>605</b>	

Fuente: Ecopetrol

Es de aclarar que aunque aquí no se muestra el análisis de causa raíz de falla (RCA) debido a la no disponibilidad de esta información, es necesario llevar a cabo un estudio previo de éste para aquellos casos que requieran mayor grado de confiabilidad.

### 2.3.2 Tendencia del índice de falla (IF)

Como se aprecia en tabla 7, el Índice de Falla anual tiene un comportamiento decreciente que señala que año tras año los procesos de diseño, optimización y demás, han sido mejorados.

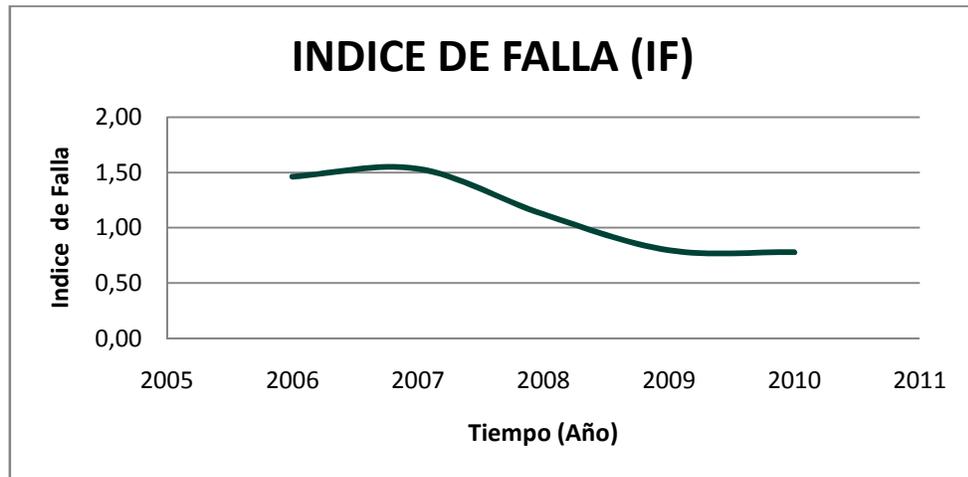
**Tabla 7. Indicador general de servicio a pozo**

INDICADOR GENERAL DE SERVICIOS A POZO					
AÑO	2006	2007	2008	2009	2010
No. POZOS	147	148	154	243	272
BM	192	186	153.0	140.0	107.0
ESP	18	14	7.0	26.0	30.0
BCP	5	27	13.0	28.0	76.0
ACUMULADO	215	227	173	194	213
INDICE FALLA	1.46	1.53	1.12	0.80	0.78

Fuente: Ecopetrol

De acuerdo a la anterior información se realizó el gráfico general del índice de falla (IF) (gráfico 8) de los sistemas de levantamiento artificial con respecto al tiempo, en el cual se puede concluir la disminución en la cantidad de fallas presentadas por cada sistema, lo que conlleva a pensar que los diferentes métodos de optimización que se han empleado han dado buenos resultados, es decir que los equipos instalados representan mejoras en la confiabilidad.

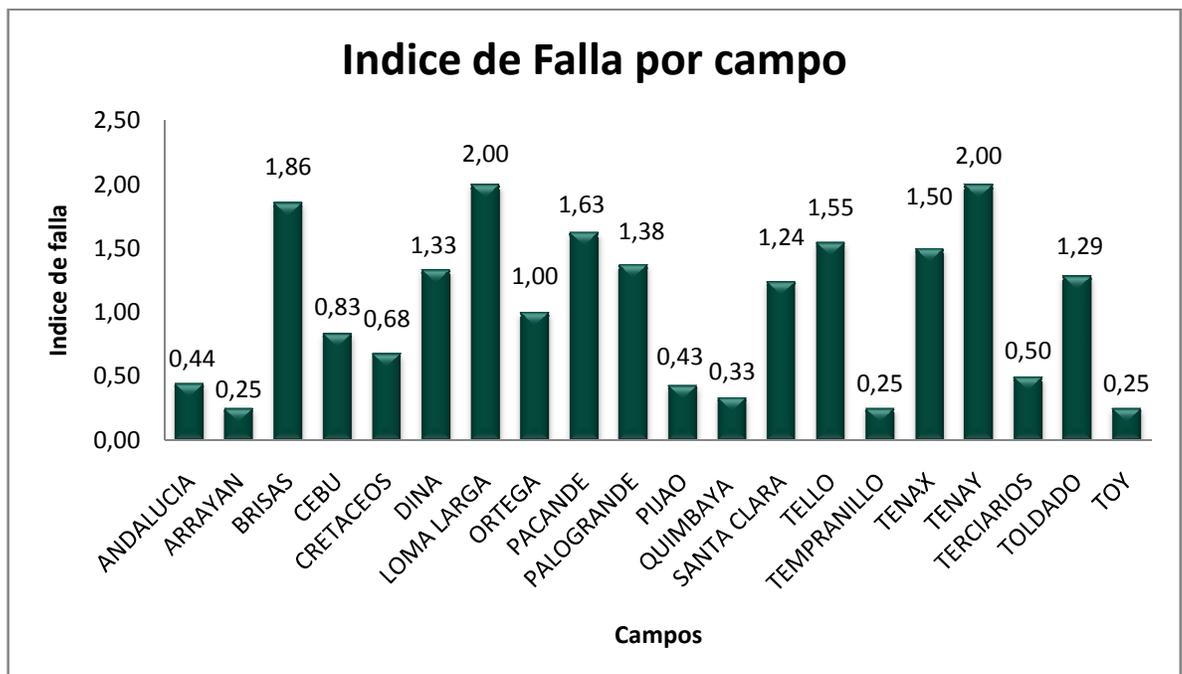
Gráfico 8. Índice de falla general vs tiempo (año)



Fuente: Ecopetrol

El gráfico anterior muestra una tendencia constante a partir del año 2009, por lo que a partir de este año hasta el 2010 se toma el Índice de Falla promedio para campo, el cual se muestra en el gráfico 9.

Gráfico 9. Índice de falla por campo



Fuente: Ecopetrol

### **2.3.3 Resumen de fallas de los pozos a optimizar**

A continuación se muestra el historial de fallas de los pozos a optimizar (Tabla 8) las cuales fueron datadas desde el año 2009 hasta el 15 de abril del 2011, en ésta tabla se puede observar que en la mayoría de los casos la falla más frecuente se dan por problemas en las varillas, con lo cual se puede concluir que esta parte es la más vulnerable de los diferentes sistemas, es de aclarar que actualmente en la SOH la mayoría de los pozos trabajan con varillas bajo los sistema de bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas los cuales son 129 y 91 pozos respectivamente de los 277 pozos activos, por lo que en el método se tendrá especial cuidado en generar un diseño que minimice las posibles fallas de las varillas.

## **2.4 COMPORTAMIENTO OPERATIVO DE LOS POZOS A OPTIMIZAR**

Un factor de mucha importancia a la hora de realizar la sensibilización y ponderación es el hecho de analizar la tendencia productiva del pozo (curva de producción y eficiencia). Para que el diseño sea realmente óptimo debe satisfacer las condiciones actuales y futuras. Por lo tanto, se considera el comportamiento histórico de producción durante un rango de tiempo, con el fin de evaluar la tendencia.

Para el presente estudio se tomó información desde mayo del 2010 hasta febrero del 2011 de caudales de producción y sumergencias. De igual manera la eficiencia del pozo nos revela la capacidad de aporte de la formación y estimar el potencial del pozo.

A continuación se muestran los gráficos que resumen los parámetros antes mencionados para cada uno de los pozos.

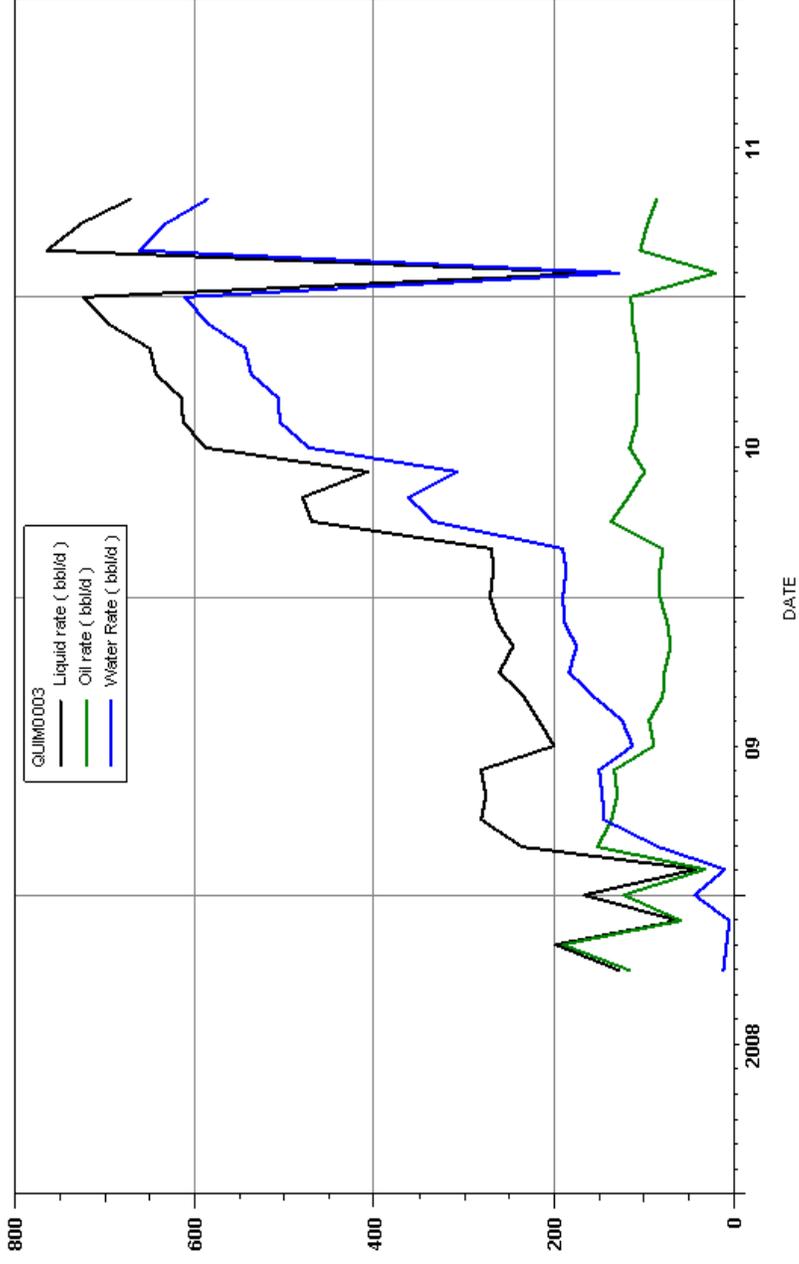
**Tabla 8. Resumen de las fallas de los pozos a optimizar**

FALLAS DE LOS POZOS DE LA SOH A OPTIMIZAR					
POZO	SLA	FECHA	CAUSA	DESCRIPCION	OBSERVACION
DT-108	PCP	1/4/2011	Bomba	Flushing	
		4/20/2010	Tuberia	Salen con corrosion externa ultimas 20 juntas.	Fricción,Corrosión
		4/26/2010	Varilla	Varilla partida @ 4684ft. Sale pin de paro partido. Se baja bomba nueva.	
		6/7/2010	Varilla	Partido el pin al final del cuello de gancho, Pup Joint sup. se encuentra roto.	Fricción, Corrosión,Arena
DT-78	PCP	8/8/2010	Tuberia	Probo tuberia con 1000 psi cayendo a 0 en 15 min.(Junta N° 52 salio rota.	Fricción
		10/3/2010	Tuberia	Tuberia rota, se baja raspador y se encuentran 91 ft de sucio.	Fricción
		10/30/2010	Tuberia	varilla en buen estado, las ultimas 10 varillas que no están centralizadas con coupling desgastados, rotor con leve degaste	Fricción
		2/16/2011	Bomba	Se saca tuberia, se baja scrapper hasta 4952ft tope de arena.	Corrosión
		4/13/2011	O. Produccion	Se retira cabezal PCP para revision	
		3/20/2011	O. Produccion	Se retira cabezal PCP	
PG-12	BM	1/17/2009	Varilla	Varilla # 14 de 7/8 partida @ 2530 ft	
		6/4/2009	Bomba	Piston partido debajo de la case toppe(Jaula).	Corrosión
		6/22/2009	Varilla	Partida rod valve de la bomba a 5801 ft.	
		8/4/2009	Varilla	Partida la Rod Valve de la bomba.	
		1/3/2010	Varilla	Varilla partida de 7/8" por cuerpo a 2342'. Se cambiaron 31 varillas de 7/8" por corrosión y desgaste de hombro, 112 coupling de 7/8" y 22	Fricción,Corrosión
		2/6/2010	Varilla	Varilla de 7/8" partida por cuerpo (Corroída).	Fricción,Corrosión
		3/27/2010	Tuberia	Tuberia rota(Junta 111 rota @ 3472ft), se instala varilla continua.	Corrosión
		5/16/2010	Varilla	Varilla continua 1" partida @ 124ft, se reemplazan 516 ft por varilla convencional.	Fricción
		6/14/2010	Varilla	Sale varilla continua partida @ 710ft aprox. (Tope de varilla continua 639ft; 71 ft de varilla convencional)	Fricción
		6/18/2010	Varilla	Varilla continua partida @ 3066ft. Se baja toda la varilla convencional de 1" y 7/8".	Fricción
PG-24	BM	2/4/2009	Varilla	Varilla de 1 in partida por pin @ 2473 ft	
		4/2/2009	Varilla	Partida varilla #3 de in por el cuerpo a 1832 ft	
		10/5/2009	Varilla	Barra lisa partida por el pin inferior.	Corrosión
		10/16/2009	Tuberia	Servicio por tuberia rota. No se especifica la profundidad del daño. En la nipplesilla se observa presencia de material extraño y el ancla con desgaste en cuñas	Arena
		8/2/2010	Varilla	Varilla # 8 de 1-1/8" partida @ 4ft del pin superior @ 217ft de superficie.	Fricción
QUI-03	BES	1/25/2009	Bomba	Etapas cubiertas completamente de solidos generando atascamiento y abrasion.	
		10/31/2008	Rediseño	Se aprovecha el rediseño de pozo para cambiar la bomba P12 por una P4	

Fuente: Ecopetrol

### 2.4.1 Tendencia productiva del pozo Quimbaya 3 (QUIM-03)

Gráfico 10. Histórico de producción pozo QUIM-03



Fuente: OFM Ecopetrol

### 2.4.2 Tendencia productiva del pozo Palogrande 12 (PG-12)

Gráfica 11. Histórico de eficiencia de flujo y producción pozo PG-12

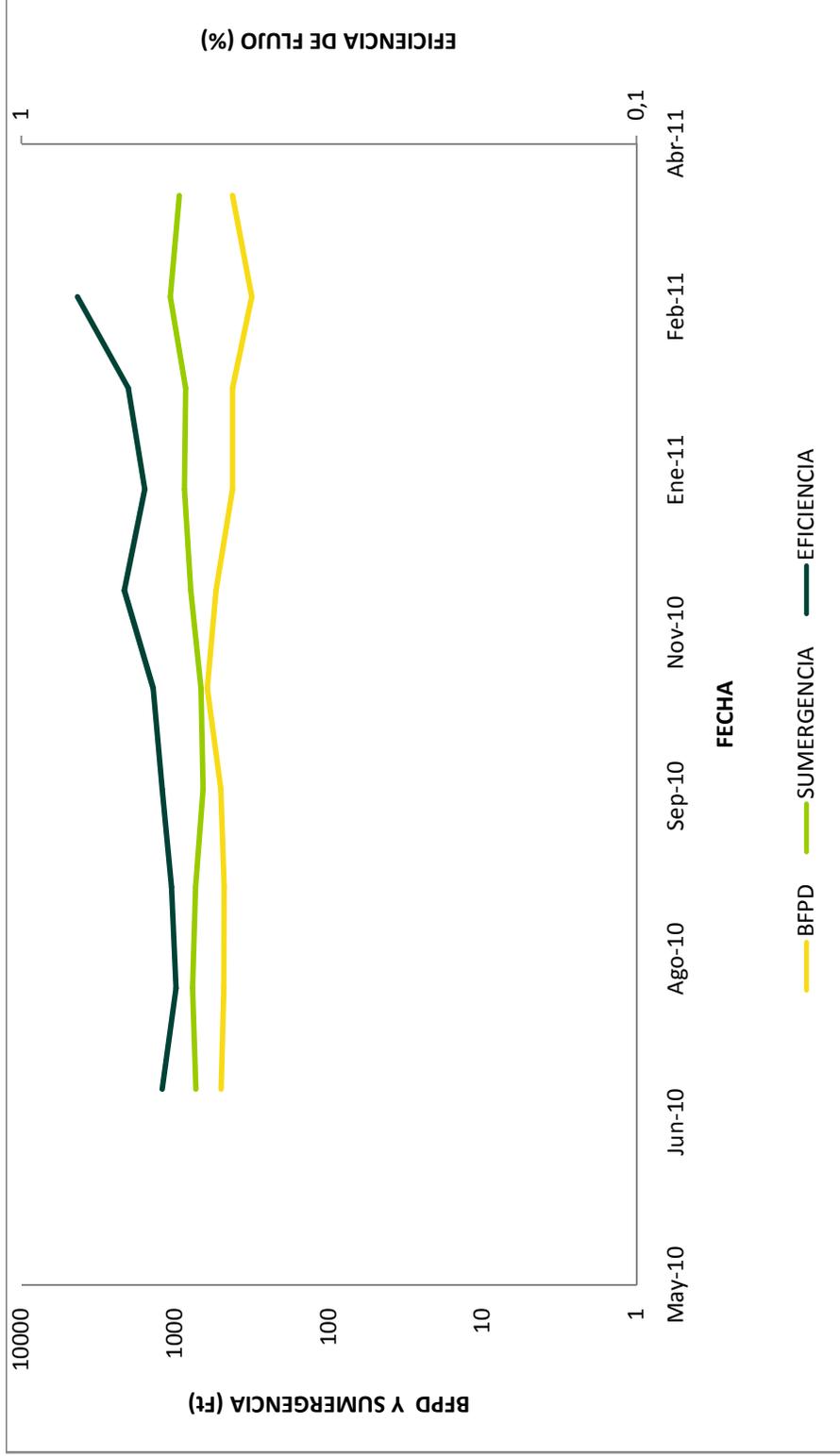
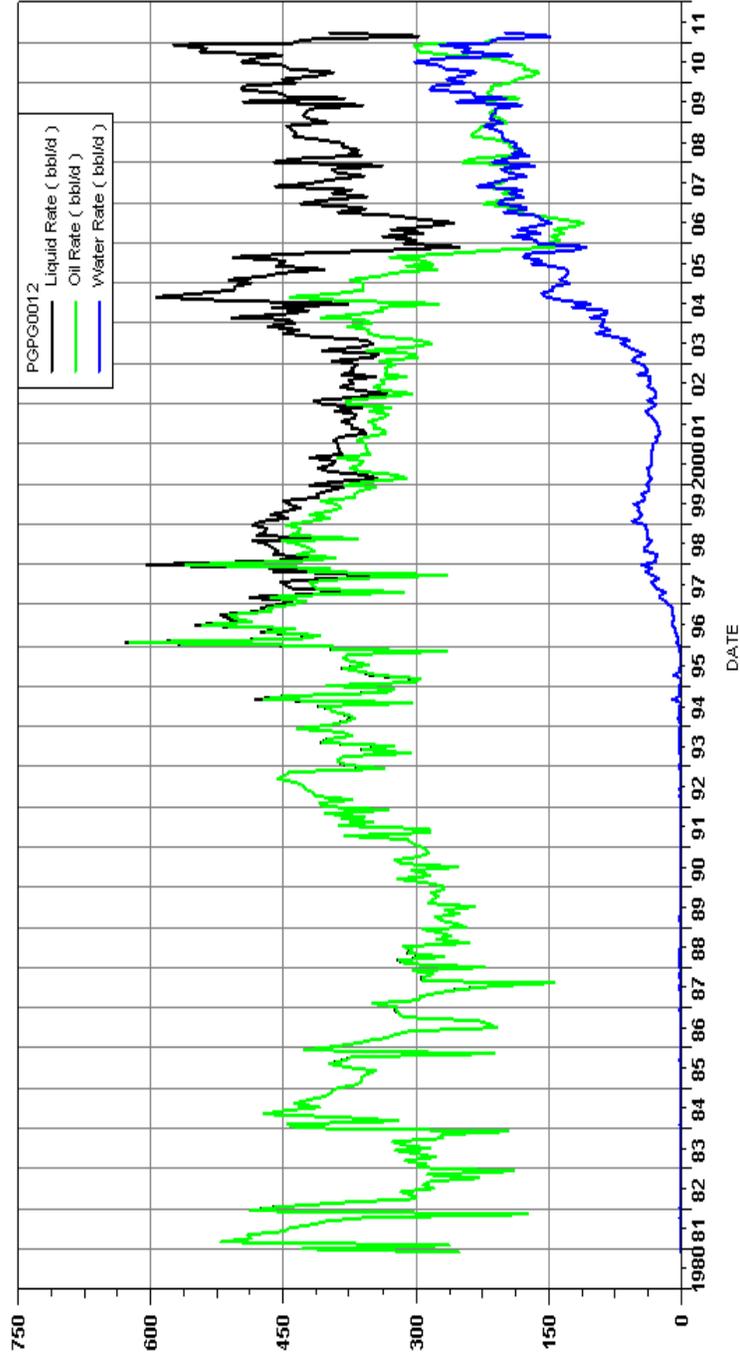


Gráfico 12. Histórico de producción pozo PG-12



Fuente: OFM Ecopetrol

### 2.4.3 Tendencia productiva del pozo Palogrande 24 (PG-24)

Grafica 13. Histórico de eficiencia de flujo y producción pozo PG-24

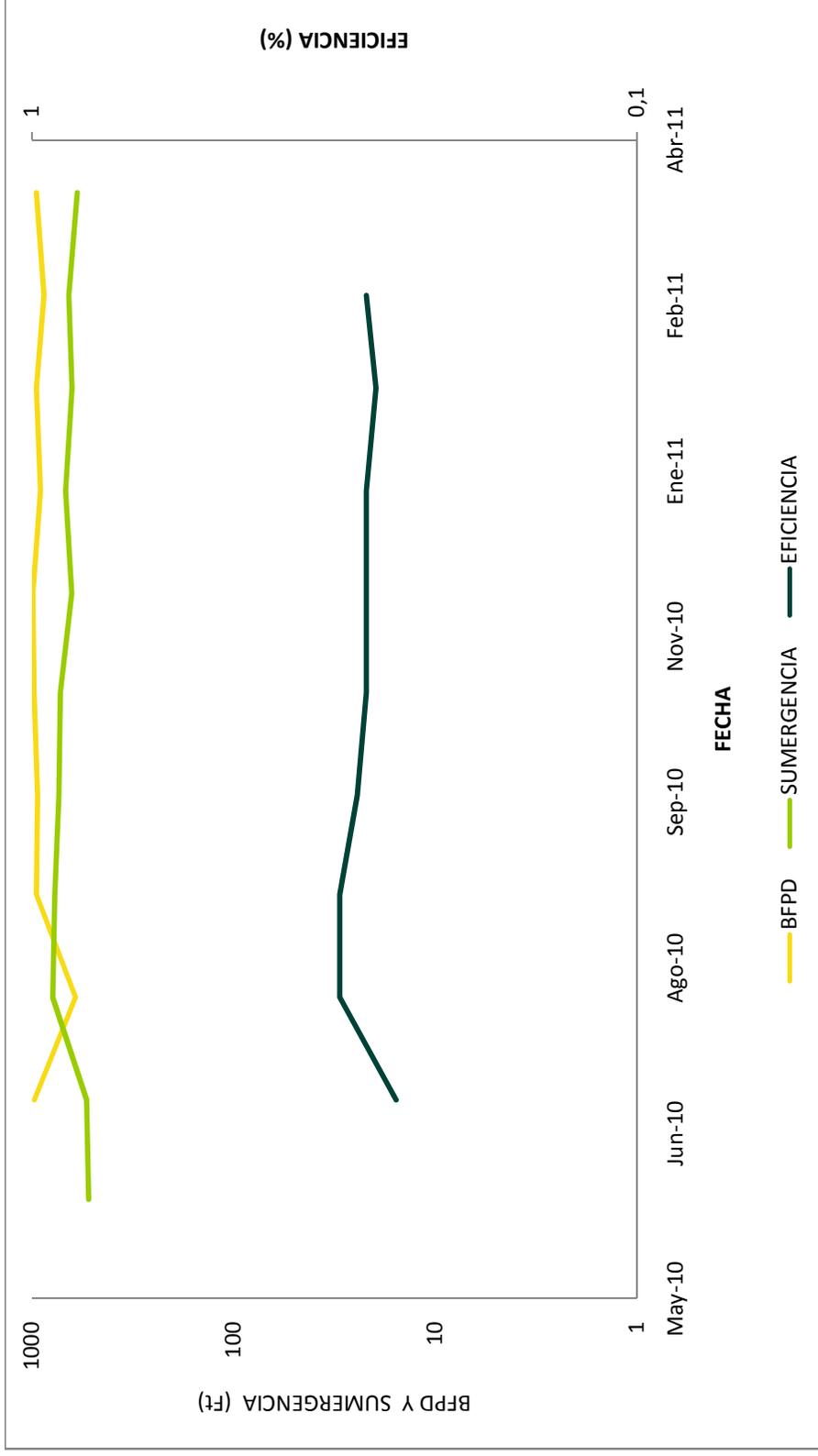
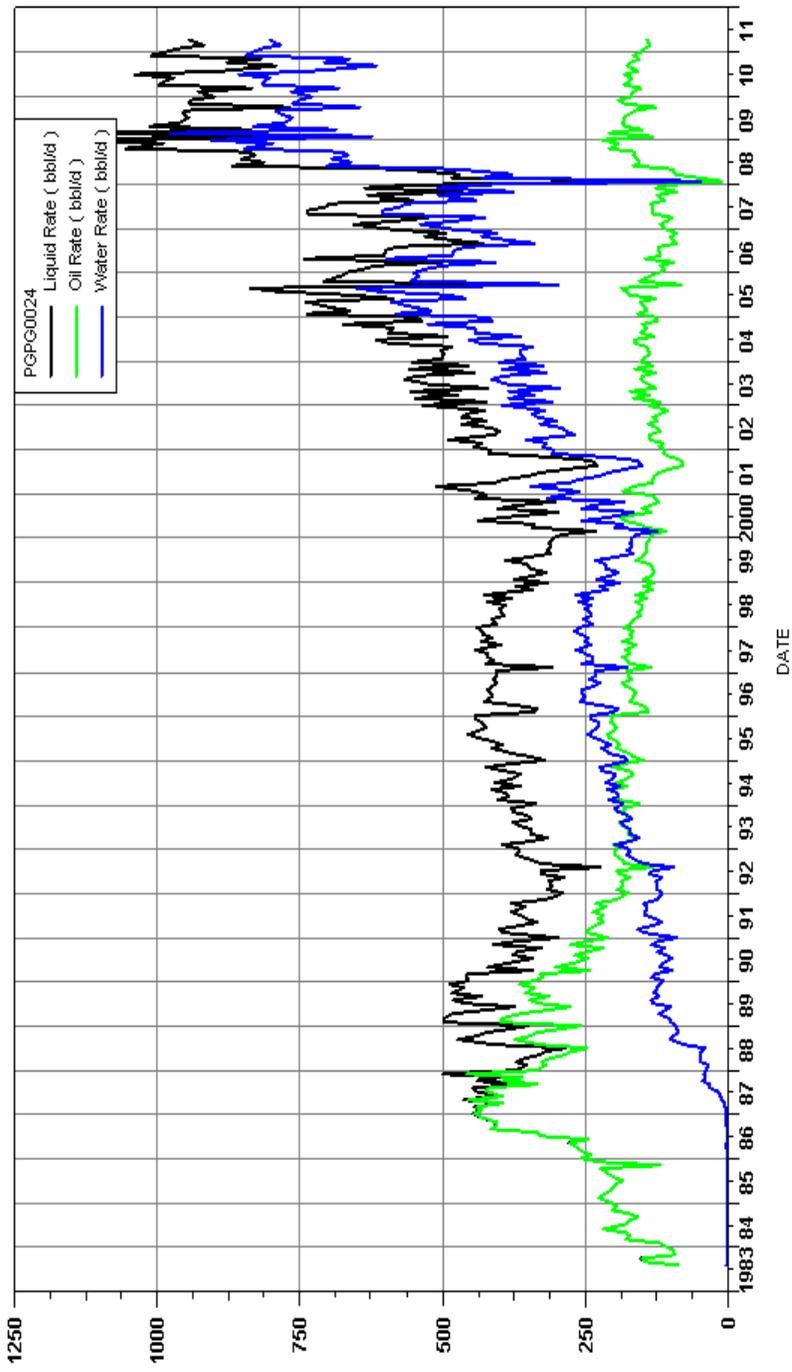


Gráfico 14. Histórico de producción pozo PG-24



Fuente: OFM Ecopetrol

### 2.4.4 Tendencia productiva del pozoDina terciarios 78 (DT-78)

Grafica 15. Histórico de eficiencia de flujo y producción pozo DT-78

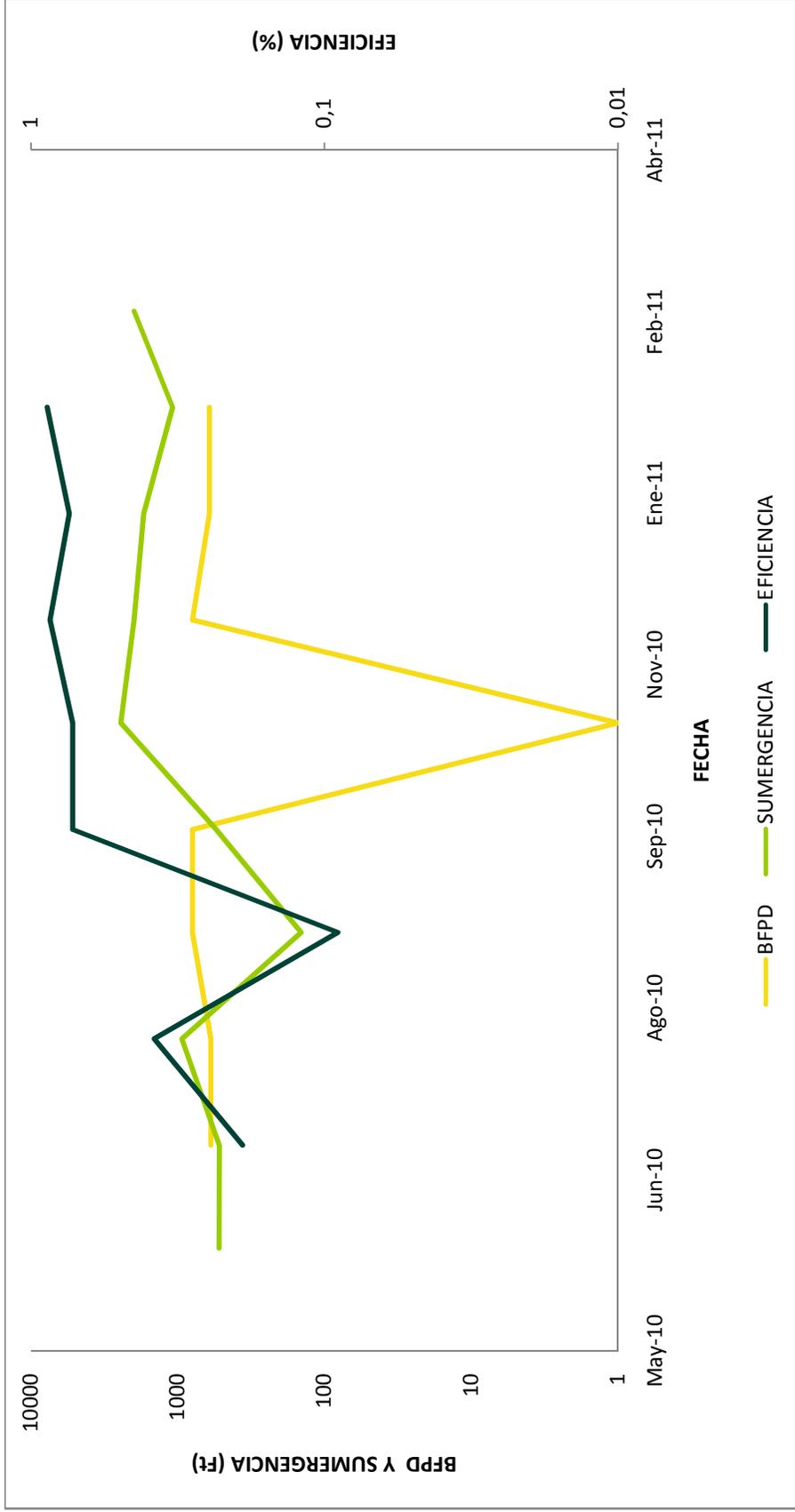
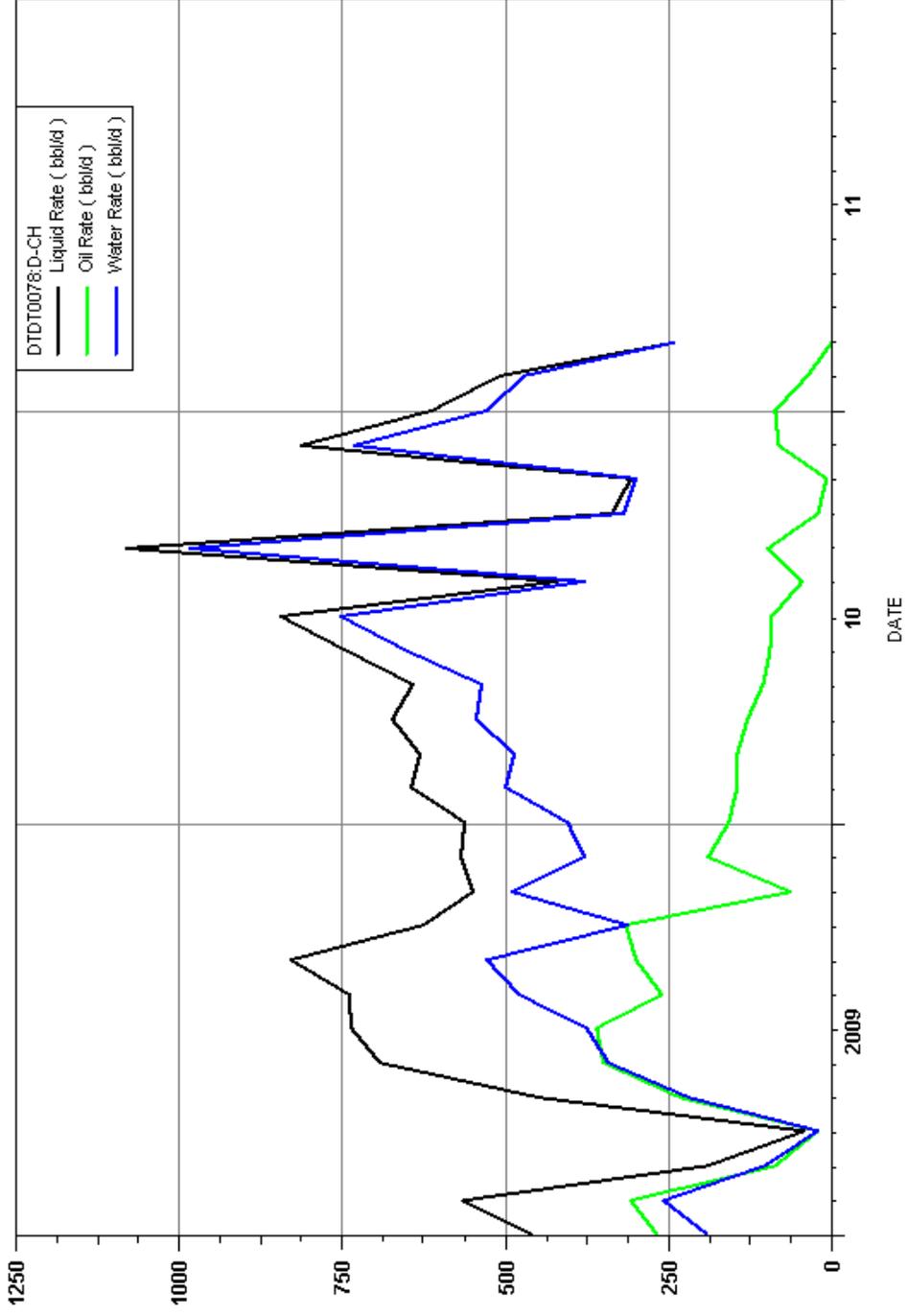


Gráfico 16. Histórico de producción pozo DT-78



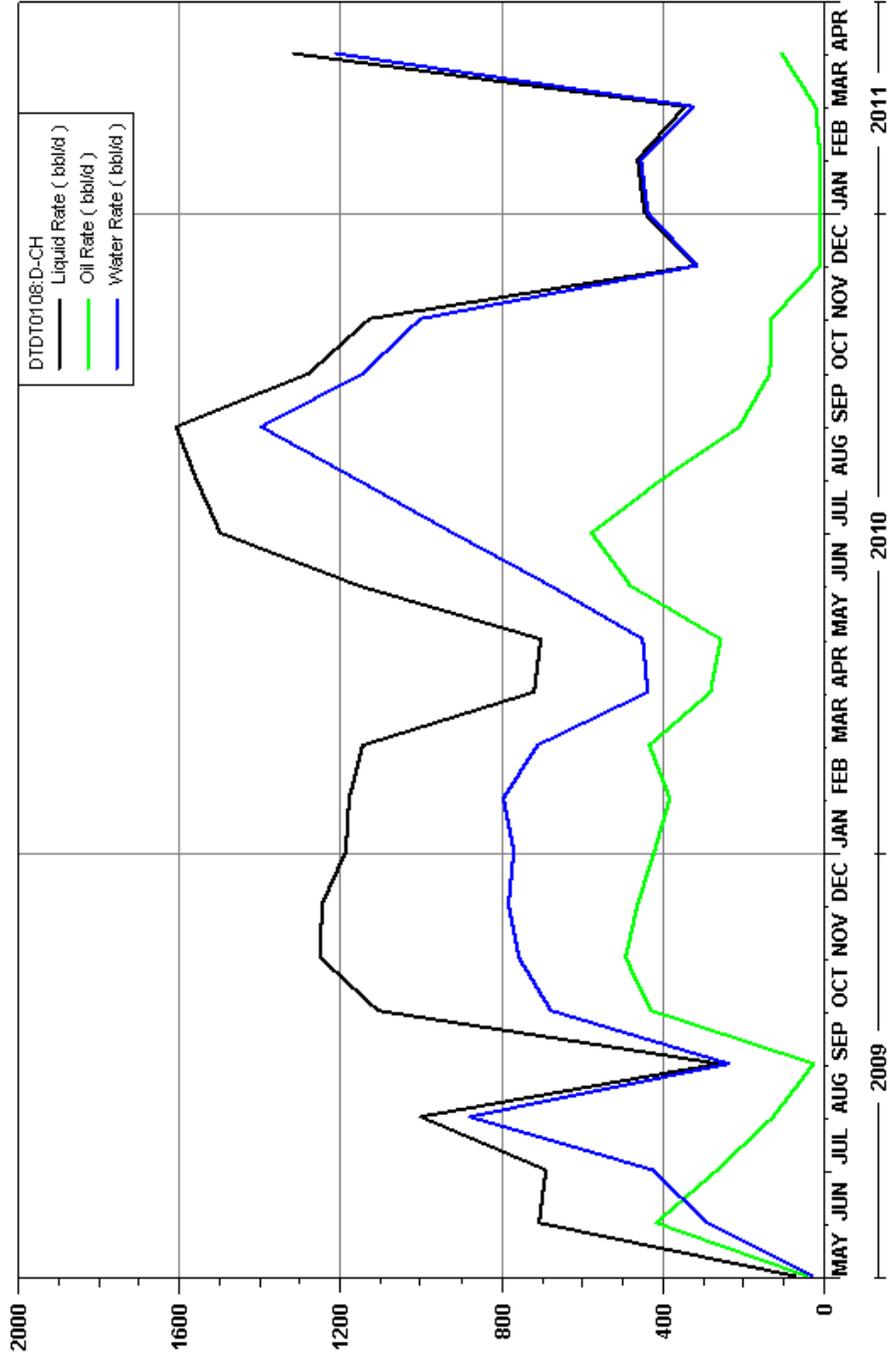
Fuente: OFM Ecopetrol

### 2.4.5 Tendencia productiva del pozo Dina terciarios 108 (DT-108)

Grafica 17. Histórico de eficiencia de flujo y producción pozo DT-108



Gráfico 18. Histórico de producción pozo DT-108



Fuente: OFM Ecopetrol

En la mayoría de los pozos la eficiencia de flujo está en constante aumento, una alta eficiencia refleja una alta sumergencia, (ver gráficos 11, 13, 15, 17) y en consecuencia a esto, una restricción de aporte de fluidos por parte de la formación y una disminución de la producción, la principal causa se debe a que la  $P_{wf}$  aumenta al igual que la columna hidrostática (contra presionando el flujo en perforados).

También se muestran las curvas de producción de los diferentes pozos donde se observa que los barriles de aceite ha sido constante a través del tiempo, en algunos de los pozos se puede apreciar caídas en la producción, esto se debe a que estos han entrado a servicio o han sido parados.

## **2.5 DISEÑOS DE LOS POZOS A OPTIMIZAR**

Luego de haber analizado y observado el comportamiento de las diferentes variables como lo son: índice de fallas, histórico de producción, eficiencia de los pozos a optimizar, se procede a diseñar de nuevo cada pozo (QUIM-03, PG-12, PG-24, DT-78, DT-108) por cada uno de los sistemas de levantamiento (BM, BCP, ESP), Para cada uno de los pozos se harán varios diseños o simulaciones por cada sistema de levantamiento, las simulaciones se realizaron de la siguiente forma:

- Un diseño ideal que se limita a alcanzar la producción deseada
- Uno o más diseños reales que además consideran disponibilidad de equipos en la gama de productos de las compañías contratistas, lecciones aprendidas, histórico de producción, etc.

A la hora de iniciar las corridas en el software de diseño respectivo a cada sistema, se debe ingresar cierta información inicial que estará disponible en la base de datos, también se tiene en cuenta información de flujo como el Índice de Productividad (IP) hallado por medio del AutographPC (método de Vogel) y la composición de los gases tomada del análisis fisicoquímico, es de aclarar que todos estos diseños se realizarán ingresando el caudal máximo que puede aportar la formación, el cual fue hallado multiplicando la presión estática con el IP de cada pozo.

A continuación se muestra los datos de IP de cada pozo y el respectivo caudal máximo utilizado en cada uno de los diseños (Tabla 9).

**Tabla 9. Datos de IP y caudal máximo.**

<b>UWI</b>	<b>POZO</b>	<b>IP (Método de Vogel)</b>	<b>SBHP</b>	<b>Q<sub>MAX</sub></b>
DTDT0108	DT-108	1.18	1520	1793.6
DTDT0078	DT-78	1.55	900	1395
PGPG0012	PG-12	2.15	416	894.4
PGPG0024	PG-24	0.79	1700	1343
QUIM0003	QUI-03	0.496	1900	942.4

Fuente: los autores

En los anexos C, D y E se muestra el procedimiento de diseño de cada uno de los pozos seleccionados en los programas empleados para tal fin.

De esta forma se realizaron 42 diseños de los diferentes sistemas de levantamiento, de los cuales 17 son de BM, 16 de BCP, 9 de BES, cada pozo fue simulado a diferentes condiciones, es decir, con diferentes tipos de bombas, varillas, unidades de superficie, cabezales, tubería etc. Para el caso de bombeo electrosumergible cable, motor y variador. En algunos casos solo se realizó un diseño ya que las condiciones del pozo eran muy altas para los rangos que manejan los sistemas de levantamiento en particular.

En los anexos F, G, H se muestran los reportes finales de los diseños seleccionados, por cada SLA para cada uno de los pozos.

## **2.6 SENSIBILIDAD DE DISEÑOS DE LOS POZOS CANDIDATOS A OPTIMIZAR**

Realizados los diseños de los pozos candidatos a optimizar por cada sistema de levantamiento, se procede a hacer la sensibilidad de cada uno, es decir se compara cada diseño por SLA con el objetivo de ver cuál cumple con los requisitos necesarios para que el pozo trabaje de forma óptima, a continuación se muestra qué variables son determinantes para escoger el mejor diseño por SLA.

### **2.6.1 Variables críticas del BM**

Cuando se realiza un diseño por BM para un pozo en particular se debe tener en cuenta el comportamiento de las siguientes variables: tensión en varillas, carga en la estructura, carga en la caja reductora, ya que éstas nos anuncia si el diseño propuesto es el indicado.

2.6.1.1 Carga en varillas: es el porcentaje calculado de carga sobre cada sección de varillas según el factor de servicio que se haya introducido. Indica las tensiones máximas y mínima en el tope y la tensión mínima al final de cada sección, una tensión mínima de fondo negativa puede causar ruptura prematura, la tensión debe ser inferior a 100%, si la carga de alguna sección excede este valor, se debe rediseñar la sarta de varillas.

2.6.1.2 Carga en la estructura: este número es un porcentaje y muestra si la carga máxima en la barra pulida excede el rango estructural de la unidad. Debe ser menor a 100% para evitar daños o fallas en la unidad de bombeo, pero por el contrario si este número es muy bajo, demuestra que la unidad está sobredimensionada para esta aplicación.

2.6.1.3 Carga en la caja de engranajes: para maximizar la vida de la caja de engranajes se debe mantener la carga en menos de 100%, el factor de carga cíclico muestra cuán suave está el torque en la caja de engranajes, cuanto menor sea este número, menos fluctuará el torque en la caja de engranajes. Además, un factor de carga cíclico pequeño fluctuará en mayor eficiencia del sistema.

Para realizar la sensibilidad de las anteriores variables se tomó un rango operacional (tabla 10) de cada una de ellas, con el objetivo de que no haya sobredimensionamiento y elegir el mejor diseño con el que puede trabajar el pozo.

**Tabla 10. Rango operacional de las variables críticas delBM**

<b>VARIABLE</b>	<b>RANGO ÓPTIMO</b>	<b>COMENTARIO</b>
Carga en Varillas	menor al 90%	La carga en las varillas puede llegar al 100% de su carga total real, para este caso como se tomó un factor de servicio de 0.9 El rango óptimo es menor de 90%.
Carga en la estructura	Del 30% hasta al 90%	Para evitar que haya un sobredimensionamiento sobre la estructura la carga mínima será del 30% y la máxima será del 90% para evitar daños en la unidad.
Carga en la caja reductora	hasta el 90 %	Entre más pequeño sea el porcentaje de torque en la caja de engranaje mayor será la eficiencia del sistema.

Fuente: los autores

De acuerdo a los anteriores rangos se comparan los diseños realizados, los cuales se muestran en la tabla 11, el mejor diseño será aquel que cumpla estos requisitos, es de aclarar que algunos diseños que cumplían con el requisito fueron descartados, ya que el principal objetivo a la hora de optimizar es aumentar producción y estos no cumplían con la producción requerida.

**Tabla 11. Sensibilidad de los diseños delBM**

SENSIBILIDAD DE DISEÑO SRP					
DISEÑO	POZO	DISEÑO	TENSIÓN EN	CARGA EN LA	CARGA EN LA CAJA
			VARILLAS (%)	ESTRUCTURA (%)	REDUCTORA (%)
1		30-275-THC-24-5-4 / 0.875" PR 970 / (A-912D-427-192) / NEMA D100 HP	86	56	99
2	DT-78	30-275-THC-24-5-4 / 0.75" - 0.875" Tenaris UHS-NR / (A-1280D-427-192*) NEMA D 100 HP	83	54	66
3		30-225-RHBC-24-5-4 / 0.875" PR 970 Alloy / (A-912D-427-192) / NEMA D 50 HP	68	44	71
1		30-325-OVER-36-5-2 / 1" - 0.875" PR 970 Alloy / R-320-500-306 / NEMA D 125 HP	104	76	90
2	DT-108	30-275-THC-24-5-4 / 1" Tenaris UHS-NR-0.875" PR 970 Alloy / A-1280-427-192 / NEMA D 125HP	96-97	80	110
3		30-275-THC-24-5-4 / 1" PR 970 Alloy / A-1280-427-192 / NEMA D 125HP	101	85	110
4		30-325-OVER-36-5-2 / 1" - 0.875" PR 970 Alloy / R-320-500-306 / NEMA 75 HP	82-80	62	70
1		30-275-THC-24-5-4 / 1" - 0.875" PR 960 Alloy / A-1280-427-192 / NEMA D 125HP	92-94	80	103
2	PG-12	30-275-THC-24-5-4 / 1" - 0.875" - 0.75" Tenaris UHS-NR / A-1280-427-192 / NEMA D 100 HP	91	79	106
3		25-200-RWBC-22-4 / 1" - 0.875" PR 960 Alloy / A-1280-427-192 / NEMA D 50HP	54-50	54	45
1		30-275-THC-29-5-4 / 1.125" Tenaris UHS-NR-1" PR 970 Alloy / A-2560-470-240 / NEMA D 179 HP	96-97	93	75
2	PG-24	30-275-THC-29-5-4 / 1.125" - 1" - 0.875" Tenaris UHS-NR / A-2560-470-240 / NEMA D 175 HP	96	92	84
3		30-275-THC-29-5-4 / 1.125" Tenaris UHS-NR-1" PR 970 Alloy / A-2560-470-240 / NEMA D 150 HP	84-85	84	84
1		30-275-THC-24-5-4 / 1" PR 970 Alloy / A-1280-427-192 / NEMA D 150 HP	113	93	133
2	QUIM-03	30-275-THC-24-5-4 / 1" - 0.875" PR 970 Alloy / A-1280-427-192 / NEMA D 150 HP	104-108	87	129
3		30-275-THC-24-5-4 / 1" - 0.875" PR 970 Alloy / A-2560-470-240 / NEMA D 150 HP	105-108	79	75
4		30-225-RHBC-24-5-4 / 1" PR 970 Alloy / A-1280-427-192 / NEMA D 100 HP	85	71	82

Fuente: los autores

Del anterior análisis los diseños propuestos para optimizar los pozos por bombeo mecánico son:

**Tabla 12. Selección del mejor diseño por pozo paraBM**

POZO	DISEÑO
DT-78	30-275-THC-24-5-4/0.75"-0.875"Tenaris UHS-NR/(A-1280D-427-192*)NEMA D 100 HP
DT-108	30-325-OVER-36-5-2/1"-0.875"PR 970 Alloy/R-320-500-306/NEMA D 125 HP
PG-12	30-275-THC-24-5-4/1"-0.875"PR 960 Alloy/A-1280-427-192/NEMA D 125HP
PG-24	30-275-THC-29-5-4/1.125"Tenaris UHS-NR-1" PR 970 Alloy/A-2560-470-240/NEMA D 179 HP
QUIM-03	30-275-THC-24-5-4 /1"-0.875"PR 970 Alloy/A-2560-470-240/NEMA D 150 HP

Fuente: los autores

### 2.6.2 Variables críticas delBCP

Para el sistema de bombeo por cavidades progresivas las variables que se tienen en cuenta para saber si el diseño realizado es el correcto o no son las siguientes:

2.6.2.1 Torque en varillas: Es importante porque se debe tener en cuenta la resistencia de las varillas evitando su ruptura por esfuerzos torsionales y se considera un porcentaje de seguridad para el manejo de sólidos o ciertas situaciones de bomba que incrementan el esfuerzo en el momento del giro.

2.6.2.2 Carga en el motor: la carga en el motor va directamente relacionada con el torque en las varillas, es decir, una alto torque indica una alta carga, y un bajo torque una baja carga en el motor. Este debe tener la potencia suficiente para mover el conjunto varillas-bomba.

2.6.2.3 Tensión máxima en varillas:la tensión máxima depende de la cantidad de varillas que se hayan introducido en el pozo, ya que a mayor longitud de varilla mayor será la tensión en las mismas, lo que ocasionará rupturas o daños.

Según las variables presentadas anteriormente, a cada una se le asignó un rango de operación óptimo, para así, determinar cuál es el mejor diseño con que puede trabajar el pozo. (Tabla 13)

**Tabla 13. Rango operacional de las variables críticas del BCP**

VARIABLE	RANGO ÓPTIMO
Torque en Varillas	menor al 90%
Carga en el motor	Del 30% hasta al 90%
Tensión máxima en varillas	hasta el 90 %

Fuente: los autores

A continuación se presentan los diseños que se realizaron para cada uno de los pozos seleccionados y el respectivo valor de cada una de las variables a ser evaluadas.

**Tabla 14. Sensibilidad de los diseños del BCP**

POZO	DISEÑO	SENSIBILIDAD DE DISEÑOS PCP		
		TORQUE VARILLAS (%)	CARGA EN EL MOTOR (%)	TENSIÓN MAX. EN VARILLAS (%)
DT-78	GEREMIA 28,40-2500 1-1/8" PROROD 970 100HP	72	85,28	91,3
	PCM400TP-1800 1" PROROD 970N 75HP RP 4,5	88	113,05	112,1
	TA55TP-1600 1" GR D 75HP	70	131,16	91,6
DT-108	GEREMIA 28,40-2500 PROROD 1-1/8" PROROD 970N 100HP	75	99,62	95,4
	PCM400TP1800 PROROD 1-1/8" PROROD 970N 100HP	66	100,2	84,4
	TA130-1800 COROD 1,156" 100HP	95	94,04	117,1
PG-12	BMW 400-6000 1" EL TUBING 2-7/8" 75HP	61	80,65	N/A
	PCM200TP-1800 1" AOT NORRIS 97 TUBING 2-7/8" 75HP	54	94,19	65,2
	PCM300TP-1800 1" AOT NORRIS 97 TUBING 2-7/8" 75HP	78	82,52	90,7
PG-24	TA115-2200 1-1/4" AOT NORRIS 97 100HP RP4,5	78	97,51	97,8
	TA105-2200 1-1/4" AOT NORRIS 97 100HP RP4,5	72	98,81	92,9
	PCM430-TP2000 1-1/4" AOT NORRIS 97 100HP	61	101,72	80,9
QUIM-O3	PCM300-TP2400 1-1/8" PROROD 970N 100HP	66	84,43	85
	GEREMIA 28,40-2100 1-1/8" PROROD 970N 100HP	73	82,29	94,3
	PCM430-TP2000 1-1/8" PROROD 970N 100HP	91	82,36	117,9
	TA85-1800 1-1/8" PROROD 970N 100HP	87	95,31	109,5

Fuente: los autores

Según los diseños planteados anteriormente, los diseños que más se ajustan a los rangos operacionales presentados, son los siguientes:

**Tabla 15. Selección de los mejores diseños por pozo para BCP**

<b>POZO</b>	<b>DISEÑO</b>
<b>DT-78</b>	GEREMIA 28,40-2500 1-1/8" PROROD 970 100HP
<b>DT-108</b>	PCM400TP1800 PROROD 1-1/8" PROROD 970N 100HP
<b>PG-12</b>	PCM200TP-1800 1" AOT NORRIS 97 TUBING 2-7/8" 75HP
<b>PG-24</b>	TA105-2200 1-1/4" AOT NORRIS 97 100HP RP4,5
<b>QUIM-03</b>	PCM300-TP2400 1-1/8" PROROD 970N 100HP

Fuente: los autores

### 2.6.3 Variables críticas del BCP

El sistema de bombeo electrosumergible al igual que los otros dos sistemas de levantamiento (BM y BCP) cuenta con variables que son determinantes a la hora de seleccionar el mejor diseño a ser implementado en un determinado pozo. Las cuales se presentan a continuación.

2.6.3.1 Torque en el eje: es la carga que experimenta el sistema debido al movimiento rotacional, un máximo torque puede presentarse cuando se manejan fluidos viscosos, sólidos o hay atascamiento en la bomba, un bajo torque es común cuando se maneja gas, hay ruptura de unaparte del eje.

2.6.3.2 Eficiencia: la eficiencia del sistema es un indicador importante de las condiciones operativas del sistema, una eficiencia mayor al 50%, es excelente, pozos de mayor profundidad tienen menor eficiencia que los pozos someros ya que los pozos profundos presentan más pérdida por fricción, eficiencia del sistema de 20% al 30% puede indicar desgaste en los alabes por downthrust o upthrust, eficiencias menores al 10% son comunes por desgaste de la bomba o bloqueo severo por gas, una eficiencia con este porcentaje sería crítica y llevaría al pozo a servicio inmediato.

2.6.3.3 Temperatura en el motor: la temperatura del pozo afecta directamente al motor, temperaturas de fondo por encima de 220 °F son consideradas altas para una aplicación ESP.

La temperatura de operación del motor depende principalmente de los siguientes factores:

- Temperatura del fluido
- Carga del motor
- Velocidad del fluido alrededor del motor
- Porcentaje de agua, gas y petróleo
- Viscosidad del fluido

De acuerdo a lo anterior, a continuación se presentan los rangos óptimos, con los que debe trabajar el sistema (Tabla 16).

**Tabla 16. Rangos óptimos de operación para BES**

VARIABLE	RANGO ÓPTIMO	COMENTARIO
Torque en el eje	Menor al 60%	El eje es el que le da el movimiento rotacional a la bomba (impulsores) se selecciona este porcentaje para disponer de torque al momento de un arranque, pega o manejo de sólidos.
Eficiencia	Mayor al 75%	A mayor eficiencia mejor es la transmisión de corriente a través del cable hacia el motor. Indica el rendimiento del BHA para las condiciones dadas.
Temperatura del motor	Menor a 220°F	Después del eje es el componente crítico de mayor importancia, para evitar un sobrecalentamiento ocasionando una falla eléctrica que desencadena en un corto circuito. Por eso es importante que este parámetro este por debajo del rango anteriormente expuesto.

Fuente: los autores

Con los datos presentados en la anterior tabla se procede a comparar cada una de las variables, teniendo en cuenta que se encuentren dentro de los rangos establecidos o lo más cercano a ello, ya que bajo estos parámetros el sistema trabajará lo mejor posible.

A continuación se muestra en la tabla 17 con cada uno de los diseños realizados para cada pozo, y los respectivos valores de las variables para cada diseño.

**Tabla 17. Sensibilidad de los diseños de BES**

SENSIBILIDAD DE DISEÑOS ESP				
POZO	DISEÑO	VARIABLES CRITICAS		
		TORQUE EJE (%)	TEMP. DEL MOTOR (°F)	
			EFICIENCIA (%)	
DT-78	398-338DC950/#4 CELF 5kv/MSP 75HP 1480V 37A [375Series]	59	237	77,24
	150-400P8SSD/#4 CELF 5kv/MSP1-250F 108HP 1775V 39A	19	137	79,33
DT-108	268-400P18SSD/#4 CELF 5kv/MSP1-250F 108HP 1775V 39A [450Series]	47	196	84,9
	232-400P18SSD/#4 CELF 5kv/MSP1-250F 108HP 1775V 39A [450Series]	47	198	84,92
PG-12	398-338DC950/#4 CELF 5kv/MSP 75HP 1480V 37A [375Series]	59	237	77,24
	248-400P4XSD/#4 CELF 5kv/MSP1-250F 108HP 1775V 39A [450Series]	24	202	80,82
PG-24	226-400P12SSD/#4 CELF 5kv/MSP1-250F 108HP 1775V 39A [450Series]	60	212	84,9
QUIM-03	346-400P12SSD/#4 CELF 5kv/MSP1-250F 108HP 1775V 39A [450Series]	54	240	84,96
	226-400P8SSD/#2 CELF 5kv/FMH 132HP 1370V 64A [450Series]	46	245	80,37

Fuente: los autores

Según lo anterior los diseños recomendados para cada pozo bajo el sistema BES son:

**Tabla 18. Selección de los mejores diseños por pozo para BES**

<b>POZO</b>	<b>DISEÑO</b>
<b>DT-78</b>	150-400P8SSD/#4 CELF 5kV/MSP1-250F 108HP 1775V 39A
<b>DT-108</b>	268-400P18SSD/#4 CELF 5kV/MSP1-250F 108HP 1775V 39A [450Series]
<b>PG-12</b>	398-338DC950/#4 CELF 5kV/MSP 75HP 1480V 37A [375Series]
<b>PG-24</b>	226-400P12SSD/#4 CELF 5kV/MSP1-250F 108HP 1775V 39A [450Series]
<b>QUIM-03</b>	226-400P8SSD/#2 CELF 5kV/FMH 132HP 1370V 64A [450Series]

Fuente: los autores

Obtenidos los mejores diseños por cada sistema de levantamiento para cada uno de los pozos seleccionados, se hará una evaluación de cada una de las variables de estudio y posteriormente una matriz de evaluación donde se le asignará una importancia dependiendo del tipo de estudio a realizar.

## **2.7 EVALUACIÓN DE LAS VARIABLES OPERATIVAS PARA CADA SLA DE ACUERDO A SU APLICABILIDAD**

Los rangos de aplicación de cada variable se evalúan de acuerdo a la aplicabilidad que tiene cada una en un sistema de levantamiento determinado, a cada variable se le asignará un valor de 0 a 5 de acuerdo a su desempeño, donde cero será la mínima calificación y 5 la mayor calificación, las variables a evaluar se dividieron en 5 grupos los cuales son: yacimiento y producción, fluidos producidos, facilidades de superficie, impacto ambiental y costos, cada uno de los anteriores grupos se componen de las siguientes variables:

- Yacimiento y producción: tasa de producción, profundidad del pozo, tamaños del casing, grado de inclinación del pozo, severidad del Dog-leg, temperatura de operación, presión de fondo fluyente, tipo de recobro.
- Fluidos producidos: BSW, viscosidad del fluido producido, presencia de fluidos corrosivos, contenido de arena, GOR.

- Facilidades de superficie: disponibilidad de la energía eléctrica y espacio.
- Medio ambiente: impacto ambiental.
- Costo: costo capital.

Para realizar una evaluación completa de cada una de las variables, se realizó una descripción de cada calificación con el objetivo de que ésta sea más fácil de entender, la descripción se realizó de la siguiente manera<sup>3</sup>:

- No aplicable (0): no se debe utilizar el SLA bajo este rango, ya que el sistema no opera a dichas condiciones.
- Limitado (1): es posible que el sistema trabaje bajo estas condiciones, pero presentaría restricciones, lo que conlleva a tener que intervenir frecuentemente el pozo o adoptar un diseño especial que aumentaría el costo de instalación.
- Aceptable (2): el sistema funciona bajo este rango sin mayores restricciones, pero puede presentar baja eficiencia.
- Bueno (3): el sistema es altamente aplicable dentro de este rango comparado con los anteriores rangos, presenta buena eficiencia.
- Excelente (4): presenta un alto grado de aplicabilidad y por tanto un largo periodo de vida útil, sin tener que estar realizando intervenciones en el pozo, dentro de este rango el sistema presenta una alta eficiencia.
- Óptimo (5): dentro de este rango el sistema trabajaría “idealmente” presentando un alto rendimiento.

A continuación se muestran los rangos de operación a los que serán sometidos de cada sistema de levantamiento.

---

<sup>3</sup> Muñoz R. Álvaro, Torres Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementada en campos maduros, diseño de una herramienta software de selección. UIS, 2007.

## 2.7.1 Evaluación de las variables operativas para el sistemaBM<sup>4</sup>

**Tabla 19. Evaluación de las variables operativas del sistema BM**

CARACTERÍSTICA	VARIABLES	RANGOS					
		0	1	2	3	4	5
YACIMIENTO - PRODUCCIÓN	Tasa de producción (BFPD)	>10000	4001 - 10000	1001 - 4000	501-1000	301 a 500	50 a 300
	Profundidad del pozo (FT)	>14000	10001-14000	7001-10000	3001-7000	2501-3000	1 a 2500
	Tamaño del casing (In ID)	> 9 5/8	2 3/8 y 9 5/8	7	6 5/8	5 1/2	4 1/2
	Grado de inclinación (°)	>45	36 a 45	21 a 35	11 a 20	6 a 10	0 a 5
	Severidad del Dogleg (ft/100)	>20	15 a 20	14 a 10	9 a 6	4 a 5	0 a 3
	Temperatura (°F)	>600	551 a 600	401-550	251-400	151-250	1 a 150
	Presión de fondo fluyendo Pwf (Psi)	>4000	501-4000	301-500	201-300	101-200	14-100
	Tipo de recobro	NA			terciario	secundario	primario
FLUIDOS PRODUCIDOS	BSW (%)	*			91 a 99,9	71 a 90	0,1 a 70
	Viscosidad del fluido producido (Cp)	>7000	5001-7000	3001-5000	1001-3000	501 a 1000	21 a 500
	Presencia de fluidos corrosivos	si **			No **		
	Contenido de arena (ppm)	>1000	501 a 1000	201 a 500	51 a 200	11 a 50	0 a 10
	GOR	>700	401 a 700	301 a 400	201 a 300	101 a 200	0 a 100
FACILIDADES SUPERFICIE	Energía eléctrica (Disponibilidad)	NA			Bajo	Medio	Alto
	Espacio	No hay espacio		Reducido	Limitado	Moderado	Amplio
MEDIO AMBIENTE	Impacto ambiental	Muy alto	Alto	Medio	Bajo	Muy bajo	No hay impacto ambiental
COSTO	Costo capital	NA	Muy alto	Alto	Medio	Bajo	Muy bajo
<p>* Bajo estos rangos no se califica, ya que en la SOH los cortes de agua son muy altos.  ** Calificación dependiendo del tipo de fluidos</p>							

Fuente: Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementada en campos maduros, diseño de una herramienta software de selección. UIS, 2007 (modificada)

<sup>4</sup> Muñoz R. Álvaro, Torres Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementada en campos maduros, diseño de una herramienta software de selección. UIS, 2007

## 2.7.2 Evaluación de las variables operativas para el sistema BES<sup>5</sup>

**Tabla 20. Evaluación de las variables operativas para el sistema BES**

CARACTERÍSTICA	VARIABLES	RANGOS					
		0	1	2	3	4	5
YACIMIENTO - PRODUCCIÓN	Tasa de producción (BFPD)	1 a 100 y >60000	100 a 200	201 a 300 y 50001 a 60000	301 a 800 y 30001 a 50000	1001 a 10000 y 20001 a 30000	10001 a 20000
	Profundidad del pozo (FT)	>15000	12501-15000	10001 a 12500	7501 a 10000	5001 a 7500	1 a 5000
	Tamaño del casing (In ID)	NA	4 1/2	5	5 1/2	6 5/8	>7
	Grado de inclinación (°)	>81	61-80	41-60	11 a 40	6 a 10	0-5
	Severidad del Dogleg (ft/100)	>10		9 a 10	6 a 8	3 a 5	0 a 2
	Temperatura (°F)	> 450	351 a 450	236 a 350	251 a 325	151 a 250	1 a 150
	Presión de fondo fluyendo Pwf (Psi)	<100		100 a 200	201 a 400	401 a 600	>600
	Tipo de recobro	NA			Primario	Secundario	Terciario
FLUIDOS PRODUCIDOS	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
	Presencia de fluidos corrosivos	Si**			No**		
	Contenido de arena (ppm)	>200	101 a 200	51 a 100	16 a 50	6 a 15	0 a 5
	GOR	> 5000	4001 a 5000	1501 a 4000	501 a 1500	51 a 500	0 a 50
FACILIDADES SUPERFICIE	Energía eléctrica (Disponibilidad)	NA			Bajo	Medio	Alto
	Espacio	NA			Reducido	Amplio	Standard
MEDIO AMBIENTE	Impacto ambiental	Muy alto	Alto	Medio	Bajo	Muy bajo	No hay impacto ambiental
COSTO	Costo capital	NA	Muy alto	Alto	Medio	Bajo	Muy bajo
<p>* Bajo este rango no se califica, ya que los cortes de agua en la SOH son muy altos.  ** Se califica dependiendo del tipo de fluidos</p>							

Fuente: Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementada en campos maduros, diseño de una herramienta software de selección. UIS, 2007, (modificada)

<sup>5</sup> Muñoz R. Álvaro, Torres Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementada en campos maduros, diseño de una herramienta software de selección. UIS, 2007

### 2.7.3 Evaluación de las variables operativas para el sistema BCP<sup>6</sup>

**Tabla 20. Evaluación de las variables operativas para el sistema BCP**

CARACTERÍSTICA	VARIABLES	RANGOS					
		0	1	2	3	4	5
YACIMIENTO - PRODUCCIÓN	Tasa de producción (BFPD)	>4500	3901 a 4500	3401 a 3900	2701 a 3400	2001 a 2700	5 a 2000
	Profundidad del pozo (FT)	>5500	4901 a 5500	4001 a 4900	3401 a 4000	2501 a 3400	1501 a 2500
	Tamaño del casing (In ID)	>9 5/8	9 5/8	7	5 1/2	5	4 1/2
	Grado de inclinación (°)	> 90	50 a 90	11 a 50	9 a 10	4 a 8	0 a 3
	Severidad del Dogleg (ft/100)	>15		10 a 14	9 a 6	4 a 6	0 a 3
	Temperatura (°F)	> 350	250 a 300	200 a 250	150 a 200	101 a 150	75 a 100
	Presión de fondo fluyendo Pwf (Psi)	<60	70 - 150	150 - 300	300 - 500	500 - 700	700 a 1000
	Tipo de recobro	NA			Terciario	Secundario	Primario
FLUIDOS PRODUCIDOS	BSW (%)	*		> 90	71 a 90	41 a 70	0,1 a 40
	Viscosidad del fluido producido (Cp)	>12000	10001 a 12000	101 a 500 y 80001 a 10000	501 a 1000 y 6001 a 8000	1001 a 8000	5001 a 6000
	Presencia de fluidos corrosivos (%)	>5	3 a 5	1 a 3	0,05 a 1	<0,05	No
	Contenido de arena (ppm)	>10000	8001 a 10000	501 a 8000	201 a 500	51 a 200	0 a 50
	GOR	> 500	301 a 500	200 - 300	121 a 200	51 a 120	0 a 50
FACILIDADES SUPERFICIE	Energía eléctrica (Disponibilidad)	NA			Bajo	Medio	Alto
	Espacio	Limitado			Reducido	Moderado	Amplio
MEDIO AMBIENTE	Impacto ambiental	Muy alto	Alto	Medio	Bajo	Muy bajo	No hay impacto ambiental
COSTO	Costo capital	NA	Muy alto	Alto	Medio	Bajo	Muy bajo

\* Bajo este rango no se califica, ya que los cortes de agua en la SOH son muy altos.

Fuente: Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementada en campos maduros, diseño de una herramienta software de selección. UIS, 2007 (modificada)

<sup>6</sup> Muñoz R. Álvaro, Torres Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementada en campos maduros, diseño de una herramienta software de selección. UIS, 2007

De acuerdo a los anteriores rangos de operación de cada una de las variables expuestas se procede a realizar la ponderación, el cual indicara qué sistema de levantamiento es el más apropiado para operar en cada pozo.

Nota: Las tablas anteriores (Tabla 19,20 Y 21) Fueron modificadas respecto a la referencia original por encontrarse inconsistencias en algunas de sus variables y se ajustaron a lo que el conocimiento específico del tema nos los permite.

## **2.8 PONDERACIÓN Y SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE DISEÑO**

### **2.8.1 cuantificación de la importancia de las variable a la hora de seleccionar un SLA**

Para realizar la ponderación final con los diseños de los pozos que fueron previamente seleccionados, se realizó una matriz de evaluación donde se calificó la importancia de cada variable, con el fin de evaluar cada diseño según las variables que más importancia tienen.

La importancia se realizó de la siguiente forma:

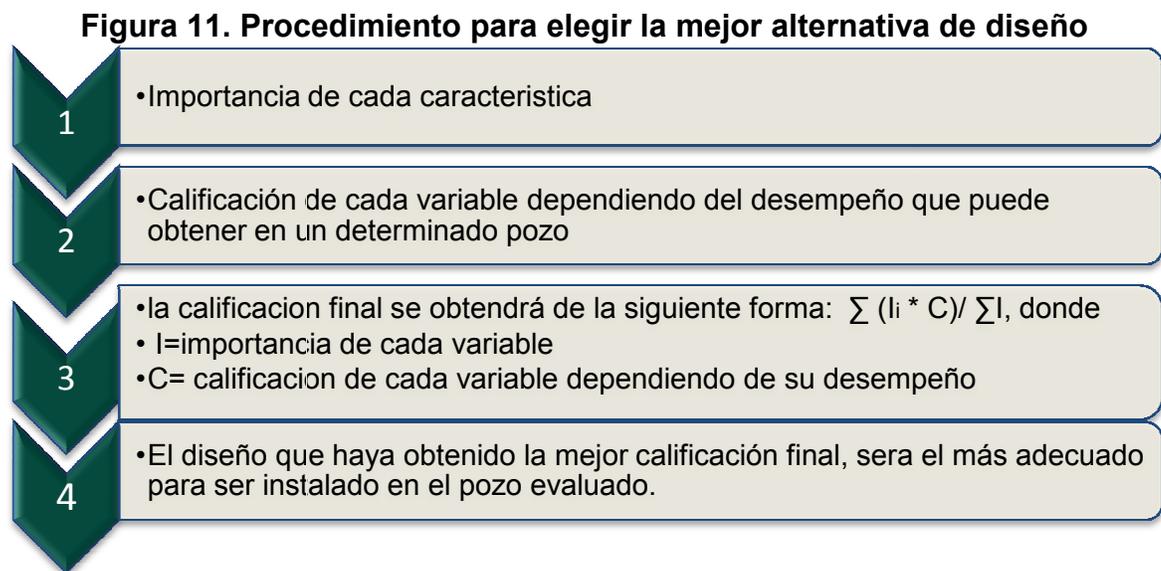
- Se calificó con 5 (cinco) aquellas variables que son de mayor importancia dependiendo del objetivo del estudio a la hora de escoger un sistema de levantamiento, para este caso se tomaron las siguientes variables: el caudal, la profundidad de operación.
- 4 (cuatro): las variables que son importantes pero no son determinantes al momento de elegir sistema de bombeo.
- 3 (tres): son variables que se deben tener en cuenta para la selección del SLA, pero no representan gran impacto en su desempeño.
- 2 (dos): variables que no juegan un papel relevante para el objetivo del análisis.
- 1 (uno): esta calificación corresponde a esas variables que por sus características están limitadas para el sistema de levantamiento.
- 0(cero): son variables que no tienen importancia a la hora de seleccionar un sistema de levantamiento artificial o para determinado estudio no se tienen en cuenta.

## 2.8.2 Selección de la mejor alternativa de diseño por pozo a ser implementada

De acuerdo a lo anterior se realizó la matriz de evaluación, con el fin de determinar cuál es el mejor sistema de levantamiento a utilizar en los pozos seleccionados de la SOH

Para elegir la mejor alternativa de diseño para cada pozo, en la matriz de evaluación se le dio una importancia a cada variable donde ésta multiplicada por las calificación que se le asignó a cada variable, obtenida de la aplicación que tenga cada una según el diseño evaluado, se obtendrá la mejor alternativa con el cual un pozo determinado puede trabajar.

A continuación (Figura 11) se muestra la secuencia con la cual se realizó el promedio ponderado para seleccionar los mejores diseños.



Fuente: los autores

Para el presente estudio se realizaron 3 casos de matriz de evaluación donde a cada una de las características o variables se le asignaron diferentes valores de importancia. De esta manera observar que impacto tiene cada una a la hora de seleccionar un sistema de levantamiento.

Es de aclarar que La disponibilidad de los equipos se evaluó de acuerdo con los equipos que cuenta cada contratista encargado.

El costo capital fue evaluado de acuerdo a la disponibilidad de los equipos y que tan rentable es utilizar un sistema de levantamiento determinado en cualquiera de los pozos. El impacto ambiental se evaluó de acuerdo al impacto visual, de ruido y contaminación de cada uno de los sistemas en la SOH.

A continuación se muestra la descripción de cada caso y cuáles son las principales variables a tener en cuenta en cada uno.

**Tabla 22. Descripción de los casos de selección**

<b>CASO</b>	<b>COMENTARIO</b>
<p align="center"><b>1. CONDICIONES MECÁNICAS</b></p>	<p>Este caso considera todas las condiciones mecánicas del pozo. Aquí solo se tuvieron en cuenta éstas condiciones ya que el objetivo del método es aumentar Producción, encontrar oportunidades de aumento de la profundidad de la bomba y verificar cambio o reubicación del SLA, sin ninguna consideración económica ni ambiental. (Tabla 23) Motivo por el cual la importancia del ponderador en caudal y profundidad tiene un valor de 5.</p>
<p align="center"><b>2. VERIFICACIÓN DE LA VIABILIDAD ECONOMICA DE LA SELECCIÓN</b></p>	<p>En este caso la importancia radica en la economía del sistema de bombeo. El costo, además del costo capital, va asociado a la intervención del pozo, la disponibilidad del equipo y su metalurgia, bajo las cuales se tengan las mejores condiciones mecánicas. (Tabla 24). Razón por la cual el ponderador asigna una importancia de 5 para el costo capital.</p>
<p align="center"><b>3. CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS E IMPACTO AMBIENTAL</b></p>	<p>Se otorga prioridad al desempeño del sistema de bombeo acorde a las propiedades de los fluidos, como la viscosidad, gravedad API, GOR, salinidad y componentes corrosivos en estos, también se considera el mantenimiento del equipo y el impacto ambiental. (Tabla 25). Por lo tanto se da un valor de 5 a estas variables en la matriz de ponderación.</p>

Fuente: los autores

Tabla 23. Matriz de evaluación (Caso 1)

MEJORES ALTERNATIVAS		MATRIZ DE EVALUACIÓN														CALIFICACIÓN FINAL		
		YACIMIENTO Y PRODUCCIÓN										FLUIDOS PRODUCIDOS					FACILIDADES SUPERFICIE	
POZO	SLA	CAUDAL (BFPD)	PÉREDA DE PRESIÓN (PSI)	INCLINACIÓN DEL POZO	SEVERIDAD DE DOLLEG (1/100)	TAMAÑO DEL CASING	TEMPERATURA (°F)	CORROSIÓN	(PROB. EFECTIVIDAD)	BSW (%)	GOR	VISCOSIDAD	SÓLIDOS	ENERGÍA ELÉCTRICA	COSTO CAPITAL	DISPONIBILIDAD	IMPACTO AMBIENTAL	
		IMPORTANCIA-PONDERACIÓN																
		MEJOR DISEÑO																
DT-78	SRP	30-275-THC-24-5-4/0.75"-0.875" Tenaris UHS-NR-1(A)-1280D-427-192" NEMA D 100 HP	2	1	2	4	2	5	4	3	4	3	4	3	4	4	4	2
	PCP	GEREMIA 28-40-2500-1-1/8" PROROD 970 100HP	5	2	2	4	2	5	4	3	3	5	3	4	4	3	4	3
	ESP	150-400P8SSD#4 CELF 5K/MSP 1-250F 108HP 1775V 39A	3	5	2	4	4	5	2	3	4	5	3	2	4	2	4	3
DT-108	SRP	30-325-OVER-36-5-2/1"-0.875" PR 970 Alloy/R-320-500-306 NEMA D 125 HP	2	3	2	4	2	5	4	3	4	3	3	4	2	2	2	2
	PCP	PCM400TP1800 PROROD 1-1/8" PROROD 970N 100HP	5	1	2	3	2	5	4	3	3	3	4	4	3	4	2	2
	ESP	268-400P18SSD#4 CELF 5K/MSP 1-250F 108HP 1775V 39A [450Series]	4	4	2	4	4	5	3	3	4	4	3	2	4	1	4	3
PG-12	SRP	30-275-THC-24-5-4/1"-0.875" PR 960 Alloy/A-1280-427-192 NEMA D 125HP	3	3	5	5	4	5	3	3	5	3	3	4	4	4	4	2
	PCP	PCM200TP-1800 1" AOT NORRIS 97 TUBING 2-7/8" 75HP	5	1	5	5	4	5	3	3	4	5	3	4	4	3	4	2
	ESP	398-338D C950#4 CELF 5K/MSP 75HP 1480V 37A [375Series]	3	4	5	5	3	5	3	3	5	5	3	2	4	2	4	3
PG-24	SRP	30-275-THC-29-5-4/1.125" Tenaris UHS-NR-1" PR 970 Alloy/A-2560-470-240 NEMA D 179 HP	2	3	5	5	2	5	3	3	4	5	3	3	4	1	2	2
	PCP	TA105-2200-1-1/4" AOT NORRIS 97 100HP RP4.5	5	0	5	5	2	5	3	3	5	3	4	4	3	4	2	
	ESP	226-400P12SSD#4 CELF 5K/MSP 1-250F 108HP 1775V 39A [450Series]	4	4	5	5	4	5	2	3	4	4	3	2	4	3	4	3
QUIM-03	SRP	30-275-THC-24-5-4/1"-0.875" PR 970 Alloy/A-2560-470-240 NEMA D 160 HP	3	3	0	2	2	5	3	3	4	4	3	3	4	1	2	1
	PCP	PCM800-TP2400 1-1/8" PROROD 970N 100HP	5	0	1	1	2	5	3	3	4	3	3	4	3	4	2	2
	ESP	226-400P8SSD#2 CELF 5K/FIMH 132HP 1370V 64A [450Series]	4	4	2	4	4	5	3	3	4	4	3	2	4	3	4	3

Fuente: Los autores

Tabla 24. Matriz de evaluación (Caso 2)

MEJORES ALTERNATIVAS		MATRIZ DE EVALUACIÓN														CALIFICACIÓN FINAL				
		CARACTERÍSTICA	YACIMIENTO/ PRODUCCIÓN				FLUIDOS PRODUCIDOS				FACILIDADES SUPERFICIE				IMPACTO AMBIENTAL					
POZO	SLA	MEJORDISEÑO	CAUDAL (BFPD)	PROFUNDIDAD DE OPERACIÓN (ft)	INCLINACIÓN DEL POZO	SEVERIDAD DEL DOBLEG (#/100)	TAMAÑO DEL CASING	TEMPERATURA DE OPERACIÓN (F)	CORROSIÓN	EFICIENCIA (PRODUCTIVIDAD)	BSW (%)	GOR	VISCOSIDAD	SÓLIDOS	ENERGÍA ELÉCTRICA	COSTO CAPITAL	DISPONIBILIDAD DE EQUIPOS	IMPACTO AMBIENTAL	CALIFICACIÓN FINAL	
			IMPORTEANCIA																	51
			MEJORDISEÑO																	
DT-78	SRP	30-275-THC-24-5-4/0.75"-0.875"Teramis UHS-NR-1"(A-1280D-427-192)NEMA D 100 HP	2	1	2	4	2	5	4	3	4	5	3	3	4	4	4	4	2	3.06
	PCP	GEREMIA 28.40-2500 1-1/8" PROROD 970 100HP	5	2	2	4	2	5	4	3	3	5	3	4	4	3	4	4	3	3.41
	ESP	150-400P8SSD#4 CELF 5K/MSP1-250F 108HP 1775V 39A	3	5	2	4	4	5	2	3	4	5	3	2	4	2	4	4	3	3.49
DT-108	SRP	30-325-OVER-36-5-2/1"-0.875"PR 970 AlloyR-320-500-306/NEMA D 128 HP	2	3	2	4	2	5	4	3	4	3	3	3	4	2	2	2	2	2.86
	PCP	PCM400TP1800 PROROD 1-1/8" PROROD 970N 100HP	5	1	2	3	2	5	4	3	3	3	3	4	4	3	4	4	2	3.08
	ESP	268-400P18SSD#4 CELF 5K/MSP1-250F 108HP 1775V 39A [450Series]	4	4	2	4	4	5	3	3	4	4	3	2	4	1	4	4	3	3.39
PG-12	SRP	30-275-THC-24-5-4/1"-0.875"PR 960 Alloy(A-1280-427-192)NEMA D 128HP	3	3	5	5	4	5	3	3	5	5	3	3	4	4	4	4	2	3.78
	PCP	PCM200TP-1800 1" AOT NORRIS 97 TUBING 2-7/8" 75HP	5	1	5	5	4	5	3	3	4	5	3	4	4	3	4	4	2	3.65
	ESP	398-338DC950#4 CELF 5K/MSP 75HP 1480V 37A [375Series]	3	4	5	5	3	5	3	3	5	5	3	2	4	2	4	4	3	3.67
PG-24	SRP	30-275-THC-29-5-4/1.125"Teramis UHS-NR-1" PR 970 Alloy(A-2560-470-240)NEMA D 179 H	2	3	5	5	2	5	3	3	4	5	3	3	4	1	2	2	2	3.04
	PCP	TA105-2200 1-1/4" AOT NORRIS 97 100HP RP45	5	0	5	5	2	5	3	3	3	5	3	4	4	3	4	4	2	3.31
	ESP	226-400P12SSD#4 CELF 5K/MSP1-250F 108HP 1775V 39A [450Series]	4	4	5	5	4	5	2	3	4	4	3	2	4	3	4	4	3	3.78
QUIM-03	SRP	30-275-THC-24-5-4/1"-0.875"PR 970 Alloy(A-2560-470-240)NEMA D 150 HP	3	3	0	2	2	5	3	3	4	4	3	3	4	1	2	2	1	2.53
	PCP	PCM300-TP2400 1-1/8" PROROD 970N 100HP	5	0	1	1	2	5	3	3	3	4	3	3	4	3	4	4	2	2.76
	ESP	226-400P8SSD#2 CELF 5K/FMH 132HP 1370V 64A [450Series]	4	4	2	4	4	5	3	3	4	4	3	2	4	3	4	4	3	3.59

Fuente: los autores

Figura 25. Matriz de evaluación (caso 3)

MEJORES ALTERNATIVAS		MATRIZ DE EVALUACIÓN														CALIFICACIÓN FINAL		
		YACIMIENTO Y PRODUCCIÓN										FLUIDOS PRODUCIDOS					FACILIDADES SUPERFICIE	
POZO	S/A	CAUDAL (BFPD)	OPERACIÓN (D.F.)	INCLINACIÓN DEL POZO	SEVERIDAD (TIPO)	TAMAÑO DEL TUBO	TEMPERATURA (°F)	CORROSIÓN	(PROFUNDIDAD)	BSW (%)	GOR	VISCOSIDAD	SÓLIDOS	EFECCIÓN	COSTO CAPITAL	DISPONIBILIDAD	IMPACTO AMBIENTAL	
		IMPORTANCIA/ponderación																
		MEJOR DISEÑO																
DT-78	SRP	PC1400TP1800 PROROD 1-1/8" PROROD 970N 100HP	2	1	2	4	2	5	4	3	4	5	3	3	4	4	2	3.08
	POP	288-400P18SSD#4 CELF 5K/MSP1-250F 108HP 1775V 39A [450Series]	5	2	2	4	2	5	4	3	3	5	3	4	4	3	4	3.5
	ESP	30-275-THC-24-5-4/1"-0.875"PR 960 Alloy/A-1280-427-192/NEUMA D 125HP	3	5	2	4	4	5	2	3	4	5	3	2	4	2	4	3
DT-108	SRP	PC1200TP-1800 1" AOT NORRIS 97 TUBING 2-7/8" 75HP	2	3	2	4	2	5	4	3	4	3	3	3	4	2	2	3
	POP	398-338DC950#4 CELF 5K/MSP 75HP 1480V 37A [375Series]	5	1	2	3	2	5	4	3	3	3	3	4	4	3	4	3.08
	ESP	30-275-THC-29-5-4/1.125" Tenaris JHS-NR-1" PR 970 Alloy/A-2560-470-240/NEUMA D 179 HI	4	4	2	4	4	5	3	3	4	4	3	2	4	1	4	3
PG-12	SRP	TA105-2200 1-1/4" AOT NORRIS 97 100HP RP4,5	3	3	5	5	4	5	3	3	5	5	3	3	4	4	2	3.73
	POP	226-400P12SSD#4 CELF 5K/MSP1-250F 108HP 1775V 39A [450Series]	5	1	5	5	4	5	3	3	4	5	3	4	4	3	4	3.67
	ESP	30-275-THC-24-5-4/1"-0.875"PR 970 Alloy/A-2560-470-240/NEUMA D 150 HP	3	4	5	5	3	5	3	3	5	5	3	2	4	2	4	3
PG-24	SRP	PCM300-TP2400 1-1/8" PROROD 970N 100HP	2	3	5	5	2	5	3	3	4	5	3	3	4	1	2	3.31
	POP	226-400P8SSD#2 CELF 5K/FMH 132HP 1370V 64A [450Series]	5	0	5	5	2	5	3	3	3	5	3	4	4	3	4	3.33
	ESP	226-400P12SSD#4 CELF 5K/MSP1-250F 108HP 1775V 39A [450Series]	4	4	5	5	4	5	2	3	4	4	3	2	4	3	4	3.69
QUIM-03	SRP	30-275-THC-24-5-4/1"-0.875"PR 970 Alloy/A-2560-470-240/NEUMA D 150 HP	3	3	0	2	2	5	3	3	4	4	3	3	4	1	2	2.81
	POP	PCM300-TP2400 1-1/8" PROROD 970N 100HP	5	0	1	1	2	5	3	3	3	4	3	3	4	3	4	2.81
	ESP	226-400P8SSD#2 CELF 5K/FMH 132HP 1370V 64A [450Series]	4	4	2	4	4	5	3	3	4	4	3	2	4	3	4	3.58

Fuente: los autores

### 2.8.3 Resultados arrojados por el método

Como resultado del anterior análisis y teniendo en cuenta que la evaluación de este piloto modelo de análisis y optimización de los SLA, se realizó de acuerdo a la tabla 23 (Caso 1) donde solamente se tuvieron en cuenta las condiciones mecánicas del pozo, los resultados que se obtuvieron se presentan en la tabla 26 donde se puede evidenciar que es posible realizar cambios de sistema de levantamiento o realizar cambios al sistema con el que actualmente trabaja, para que de esta manera se aumente la rentabilidad en los pozos. Es de aclarar que para el presente estudio los resultados obtenidos cumplen con los objetivos pautados.

**Tabla 26. Resultados de la evaluación**

<b>POZO</b>	<b>CONDICIONES ACTUALES</b>	<b>RECOMENDACIÓN</b>
<b>PG-12</b>	<b>BM Lufkin A-1280 427-192 408 BFPD.</b>	<p>Según los resultados del método de ponderación, se evidencia que los resultados obtenidos frente a cada diseño propuesto son iguales, lo que sugiere que el pozo operaría satisfactoriamente bajo cualquiera de estos diseños.</p> <p>Debido a que el objetivo de estudio es el incremento de producción, se recomienda instalar el sistema de bombeo mecánico, ya que para este caso este es capaz de extraer mayor cantidad de fluido que los otros sistemas. Las nuevas condiciones serían:</p> <p><b>SPM: 7.83</b></p> <p><b>Longitud del stroke: 193.6 in</b></p> <p><b>Producción: 909 BPD</b></p>

<b>PG-24</b>	<p align="center"><b>BM</b></p> <p align="center"><b>Lufkin A-2560 D-470-240</b></p> <p align="center"><b>1008 BPD.</b></p>	<p>Se recomienda realizar un cambio de sistema de levantamiento, ya que la ponderación muestra la menor puntuación para el sistema actual, este cambio apunta al bombeo electrosumergible bajo las siguientes condiciones:</p> <p><b>-Bomba: 226-400P12SSD</b></p> <p><b>-Motor: MSP1-250F 108HP 1775V 39A [450Series]</b></p> <p><b>-Cable: #4 CELF 5kV</b></p> <p><b>-Frecuencia: 59.1 Hz</b></p> <p><b>-Producción: 1238 BPD</b></p>
<b>DT-78</b>	<p align="center"><b>BCP</b></p> <p align="center"><b>2840-2100, Varilla convencional 1" Grado D, Motor 75 HP.</b></p> <p align="center"><b>608 BPD</b></p>	<p>La única opción de cambio posible para este pozo es al sistema de bombeo electrosumergible que opere bajo estas condiciones:</p> <p><b>-Bomba:150-400P8SSD</b></p> <p><b>-Motor:MSP1-250F 108HP 1775V 39A</b></p> <p><b>-Cable: #4 CELF 5kV</b></p> <p><b>-Frecuencia: 46.1 Hz</b></p> <p><b>-Producción: 622 BPD</b></p>

<b>DT-108</b>	<p align="center"><b>BCP</b></p> <p align="center"><b>PCM300TP2400, Varilla continua 1" SER6, Motor75 HP.</b></p> <p align="center"><b>1062 BPD</b></p>	<p>Igual que en el caso anterior, la mejor opción para hacer un cambio de sistema es al bombeo electrosumergible con las siguientes condiciones:</p> <p><b>-Bomba: 268-400P18SSD</b></p> <p><b>-Motor: MSP1-250F 108HP 1775V 39A [450Series]</b></p> <p><b>-Cable: #4 CELF 5kV</b></p> <p><b>-Frecuencia: 51.6 Hz</b></p> <p><b>-Producción: 1532 BPD</b></p>
<b>QUIM-03</b>	<p align="center"><b>BES</b></p> <p align="center"><b>Centurion 400P8, #2 CELF SOL5KV, Motor FMHG 132 HP/1370V/064AX [450 Series].</b></p> <p align="center"><b>685 BPD</b></p>	<p>Los valores arrojados por el método de ponderación indican que este pozo no se desempeñaría apropiadamente bajo otro SLA, en este caso se ajustarían algunas de las condiciones con las que actualmente está trabajando el pozo por las siguientes características:</p> <p><b>-Bomba: 226-400P8SSD</b></p> <p><b>-Motor: FMH 132HP 1370V 64A [450Series]</b></p> <p><b>-Cable: #2 CELF 5kV</b></p> <p><b>-Frecuencia: 56.1 Hz</b></p> <p><b>-Producción: 881 BPD</b></p>

Modificando los valores de la matriz del caso 1 (condiciones mecánicas) se realizaron dos casos adicionales de estudio en el cual se tuvieron en cuenta aspectos importantes como: verificación de la viabilidad económica de la selección y caracterización de los fluidos e impacto ambiental (ver tablas 24 y 25). Los resultados que se obtuvieron a partir del anterior análisis se resumen a continuación:

- Pozo DT-78 presentará un buen desempeño bajo el sistema con el que actualmente trabaja (BCP) o también se puede realizar un cambio de sistema en este caso bajo un bombeo electrosumergible. bajo alguna limitación con el sistema BM
- Pozo DT-108 trabajará con mejor desempeño bajo un sistema BES
- Pozo PG-12 muestra buen desempeño con cualquiera de los tres sistemas (BM, BCP, BES)
- Pozo PG-24 buen desempeño bajo el sistema BES y bajo algunas limitaciones puede trabajar con los sistemas BCP o BM
- Pozo QUIM-03 trabajará de forma óptima bajo el sistema de levantamiento actual.

De esta manera se demuestra la flexibilidad del método y su aplicación a casos de investigación particulares.

### 3. CONCLUSIONES

- En el presente trabajo de grado se presentó un método piloto para el análisis y optimización de los sistemas de levantamiento artificial (SLA). Por esta razón se desarrolla un procedimiento básico que representa la guía para el Proyecto de Optimización del grupo de producción el cual manejará mayor grado de profundización.
- La base de datos realizada permite un fácil análisis e interpretación gráfica (scatterplot 2D – 3D) de la misma, con lo que se puede observar el comportamiento de un grupo particular de pozos y hacer anotaciones respecto a su modo operativo
- El componente crítico para BCP resulta ser el elastómero afectado por la corrosividad de los fluidos producidos y la temperatura de fondo, sin embargo estos factores no son significativos con las características presentes en la SOH. No obstante, según los diseños para pozos con profundidad mayores a 6000 ft y caudales superiores a 500 BFPD varillas como Prorod, Corod y Tenaris resultan con cargas torsionales altas que proyectan una falla rápida de este componente.
- Para los diseños realizados al sistema BES sus componentes de fondo (motor, eje, cable) resultaron con porcentajes de carga muy inferiores a los de integridad de los equipos por ejemplo la temperatura operacional del motor no excedían a máximo límite y las cargas en el eje resultaban alrededor del 50%.
- Las cargas en las varillas Tenaris UHS (varillas de alta resistencia) de bombeo mecánico excedían el 80% al igual que la carga en la estructura y el torque en la caja reductora. Esto hace que el sistema trabaje de forma eficiente aprovechando la disponibilidad mecánica de este.
- Se demostró que la mayoría de los pozos presenta un mayor rendimiento aplicando el método expuesto anteriormente, cuyos resultados sugieren un cambio de sistema de levantamiento o una optimización del sistema con el que trabaja actualmente.
- Finalmente se demuestra que el método ofrece la flexibilidad de ajustarse al objetivo de análisis del usuario y por ende los resultados varían de acuerdo a la importancia asignada a cada una de las variables de la matriz de evaluación.

#### 4. RECOMENDACIONES

- Se recomienda que la tabla de datos realizada en un futuro pueda estar trabajando automáticamente, para que de esta manera se puedan tener actualizada toda la información de los pozos en tiempo real.
- Se requiere una participación activa tanto de los ingenieros de área como los responsables de los SLA para que el método sea implementado y aplicado de forma permanente.
- Incluir un estudio económico detallado para evaluar la viabilidad de un cambio de sistema de levantamiento, pues durante el desarrollo del anterior estudio este parámetro no se le dio una importancia significativa.
- A la hora de analizar las tendencias de cada pozo (producción, eficiencia y sumergencia) es necesario tener una muestra representativa en tiempo, que permita visualizar de manera más exacta el comportamiento del pozo.
- Es fundamental el aseguramiento y la confiabilidad de la información requerida en el momento de realizar un proyecto, porque de esta misma depende que los resultados obtenidos sean precisos.
- Realizar proyectos de grado aplicados a la industria permite ampliar y ratificar los conocimientos obtenidos en la universidad, y a su vez tener un contacto directo con todos los procesos que se llevan a cabo en la misma.

## 5. BIBLIOGRAFÍA

**BROWN, Kermit.** The Technology of Artificial Lift Method. Volúmen 2. Introduction of Artificial Lift System beam Pumping: Desing and Analysis. 1980. 217 a 312 p.

**ESP OIL INTERNATIONAL.** Manual Bombeo Electrosumergible, análisis, diseño, optimización y Trouble shooting, 2004

**HIRSHFIELD Marcelo,** Criterios de selección para sistemas de levantamiento artificial basado en los limites mecánicos: Caso de estudio Golfo de San Jorge, SPE, 2007.

**HIRSHFIELD Marcelo.** Manual de bombeo de cavidades progresivas, Oil production.net, Volumen 1, 2008.

**Muñoz A, Torres E.** Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementada en campos maduros, diseño de una herramienta de optimización, Universidad Industrial de Santander, 2007, pág. 94 a 116.

**Nind T.E.W.** Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros, volumen 1, Cap. 2.

**PAN AMERICAN ENERGY.** Manual de producción, 2002.

**THETA Enterprises.** “Optimización de Bombeo Mecánico” Venezuela. 2005

“Manual del Software RODSTAR” 2010.

**Weatherford.** Guía del usuario, Lowis ESP y BCP 5.0 Software.

# **ANEXOS**

# **ANEXO A**

## **ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH**

**TABLA 1. Estado operativo de todos los pozos de la SOH**

NAME		ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH										DATOS TWM									
UWI	WELL	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN (WESSEMS)										DENSIDAD DE FLUIDOS					DATOS TWM				
		BRPD	BSW	BOPD	SLA	GOR	OIL	Water	Gas	THP	CHP	SBHP	PBHP	Sumergencia Efectiva (ft)							
ARRA0001	ARR-01	534	51	261	BES	185	19.5	1.07	1.02	60	42	900	339	3205							
ARRA0002	ARR-02ST2	972	0	971	BES	182	19.5	1.07	0.84	190	123		1126	5420							
ANDS0001	AS-01	94	97	3	BM		31.4	1.05	0.84			907									
ANDS0002	AS-02	410	92	32	BM	200	31.4	1.05	0.84	80	0		114	280							
ANDS0010	AS-10	64	56	28	BM		31.4	1.05	0.84	120											
ANDS0011	AS-11	244	94	14	BM		31.4	1.05	0.84	0	0	417	396	725							
ANDS0016	AS-16	18	78	4	BM		31.4	1.05	0.84												
ANDS0022	AS-22	16	88	2	BM		31.4	1.05	0.84	0	0	600									
ANDS0025	AS-25	344	88	42	BM		31.4	1.05	0.84	80	0		261	587							
ANDS0026	AS-26	246	98	4	BM		31.4	1.05	0.84	35	4		5	7							
ANDS0035	AS-35	110	100	0	BM		31.4	1.05	0.84												
BRBR0001	BR-01	520	91	47	BM	140	23.0	1.00	0.68	43	43	600	269	425							
BRBR0002	BR-02	816	94	49	BM	381	23.0	1.00	0.69	60	249	600	369	47							
BRBR0004	BR-04	950	92	80	BM	88	23.0	1.00	0.66	65	267	600	452	30							
BRBR0008	BR-08	401	82	71	BM	200	23.0	1.00	0.69	140	68	600	196	194							
BRBR0009	BR-09	412	86	60	BM	146	23.0	1.00	0.70	57	58	1446	164	225							
BRBR0010	BR-10	38	71	11	PCP	22	23.0	1.00	0.77	50	50	600	229	225							
BRBR0011	BR-11	10	64	4	BM	88	23.0	1.00	0.77			730	687								
CBCB0002	CB-02	5136	98	103	BES	78	20.0	1.00	0.87			2221									
CBCB0003	CB-03	2000	97	60	BES							2470									
CBCB0004	CB-04	902	82	162	BM	17	20.0	1.00	0.99	90	0	1700	1010	2322							
CBCB0006	CB-06	2302	97	69	BES	37	20.0	1.00	0.84	110	0	2242	661	1698							
CBCB0007	CB-07	655	84	105	BM	22	20.0	1.00	1.00	53	0	2148	1318	1806							
DKDK0002	DK-02	872	90	87	BM	62	21.0	1.00	0.72	100	2	1700	461	972							
DKDK0000	DK-05	2857	99	34	BES		21.0	1.00	0.82			2011									
DKDK0012	DK-12	29	94	2	BM		21.0	1.00	0.82			1089									
DKDK0015	DK-15	1841	94	111	BES	208	21.0	1.00	0.84	70	0	1700	608	1573							
DKDK0016	DK-16	733	94	44	BM	172	21.0	1.05	0.90	130	0	1700	1510	1716							
DKDK0019	DK-19	1468	96	59	BES	80	22.0	1.00	0.70	130	0	1700	204	523							
DKDK0020	DK-20	2399	98	48	BES	80	21.0	1.00	0.82	86	0	1700	400	1029							
DKDK0022	DK-22	643	98	14	BM	686	21.0	1.00	1.03	160	0	2084	1507	2138							
DKDK0023	DK-23	2083	96	83	BES	146	24.0	1.05	0.94	100	2	1700	906	2434							
DKDK0024	DK-24	973	94	58	BES	19	21.0	1.00	0.82	70	0	1700	639	1659							
DKDK0025	DK-25	2054	99	21	BES	138	21.0	1.00	1.06	89	0	1829	1243	3261							
DKDK0027	DK-27	3671	97	109	BES	438	21.0	1.00	0.88	133	0	1700	520	1345							

Fuente: Los autores

**Tabla 1. Continuación**

NAME		DATOS TWM						ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH						OPENWELLS - LOWIS	MCCO-METROCAL
UWI	WELL	PIP (psi)	PID (ft)	THT ( °F)	BHT ( °F)	TD Plug Back (ft)	Comentario TD Plug Back	Perforados	Tubing	Casing (in)	Ib/ft	Profundidad Disponible de Asentamiento (ft)	Tope Arena		
ARRA0001	ARR-01	1277	9995	80	165	11949		11702-11762	3.500	5.000	18.0	1954			
ARRA0002	ARR-02ST2	2184	10370	80	165	12210		11769 - 11829	3.500	5.000	18.0	1840	12114		
ANDS0001	AS-01		2885	90	170	2376	CFC	2174 - 2211	2.875	5.500	14.0	-509			
ANDS0002	AS-02	108	1823	90	170	2117	CFC	1684 - 1988	2.875	5.500	14.0	294			
ANDS0010	AS-10		2100	90	170		Packer Seal	1687 - 2096	2.875	5.500	20.0	-2100			
ANDS0011	AS-11	281	2041	90	170			2251 - 2337	2.875	5.500		-2041			
ANDS0016	AS-16		2153	90	170		Packer	2042 - 2162	2.875	5.500	20.0	-2153			
ANDS0022	AS-22		1950	90	170	2045	CFC	1677 - 1988	2.875	5.500	14.0	95			
ANDS0025	AS-25	226	2160	90	170	2443	CFC	2205 - 2280	3.500	7.000	23.0	283			
ANDS0026	AS-26	8	1977	90	170	2131	CFC	1790 - 2040	2.875	5.500	14.0	154			
ANDS0035	AS-35		2080	90	170	2253	Packer	1978 - 2088	2.875	7.000	23.0	173			
BRBR0001	BR-01	209	4099	90	135	4430	Packer	4132-4410	2.875	5.500	17.0	331			
BRBR0002	BR-02	292	3963	80	135	4226		4124-4274	3.500	5.500	15.5	263			
BRBR0004	BR-04	305	4366	70	135	4950	Packer	4709 - 5056	3.500	5.500	15.5	584	4950		
BRBR0008	BR-08	148	3969	90	135	4190		4132 - 4186	3.500	7.000	23.0	221			
BRBR0009	BR-09	150	4431	90	135	4894	CFC	4374 - 4606	3.500	7.000	23.0	463			
BRBR0010	BR-10	141	4097	90	135	4733	CFC	4262 - 4390	3.500	7.000	29.0	636			
BRBR0011	BR-11		4576	70	135	4542	CFC	4174 - 4620	2.875	7.000	29.0	-34			
CBCB0002	CB-02		4805	90	143	6146	Packer	5918 - 6142	2.875	5.500	15.0	1341			
CBCB0003	CB-03					6419	Packer	5975 - 6392	2.875	5.500	15.0	6419			
CBCB0004	CB-04	899	5368	100	143	5925	CFC	5524 - 5670	2.875	5.500	15.5	457			
CBCB0006	CB-06	661	5577	90	143	6055	Packer	5788 - 6044	2.875	5.500	15.5	478			
CBCB0007	CB-07	705	4471	90	143	6033	Packer	5748 - 6017	3.500	5.500	15.5	1562	5743		
DKDK0002	DK-02	377	6152	70	152	6483	Packer	6205 - 6452	3.500	5.500	23.0	331			
DKDK0000	DK-05		5944	90	152	6500	CFC	5948 - 6378	2.875	5.500	17.0	556			
DKDK0012	DK-12		4913	90	152	6220	Fish	2599-3366	3.500	5.500	14.0	1307			
DKDK0015	DK-15	608	5879	90	152	6518		5990-6406	2.875	5.500	15.5	639			
DKDK0016	DK-16	665	4515	90	152	4939	Pescado	6447 - 6738	2.875	5.500	15.5	424			
DKDK0019	DK-19	204	6044	90	152	6628		6505 - 6520	2.875	5.500	15.5	584			
DKDK0020	DK-20	399	4853	90	152	4952	Pescado	6174 - 6544	2.875	5.500	15.5	99	4936		
DKDK0022	DK-22	826	4573	90	152	6645	CFC	5950 - 6400	3.500	7.000	26.0	2072	6525		
DKDK0023	DK-23	906	5895	90	190	6682	CFC	5929 - 6380	2.875	7.000	26.0	787	6600		
DKDK0024	DK-24	639	6137	90	152	6857	CFC	6218-6663	2.875	5.500	15.5	720	6757		
DKDK0025	DK-25	1243	5529	90	152	6576		5988-6482	2.875	5.500	15.5	1047			
DKDK0027	DK-27	520	5768	90	152	6715		6103-6460	2.875	5.500	15.5	947			

Fuente: Los autores

**Tabla 1. Continuación**

NAME		ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH										DATOS TWM									
UWI	WELL	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN (WESSEMS)										DENSIDAD DE FLUIDOS					DATOS TWM				
		BFPD	BSW	BOPD	SLA	GOR	OII	Water	Gas	THP	CHP	SBHP	PBHP	Sumergencia Efectiva (ft)							
DKDK0028	DK-28	562	98	11	BM	140	21.0	1.00	0.81	80	0	1581	1459	417							
DKDK0036	DK-36	2162	97	67	BES	51	22.0	1.00	0.72	100	0	1700	170	441							
DNDN001A	DN-01A	31	30	21	BM	707	20.0	1.00	0.69	120	74	900	78	29							
DNDN0002	DN-02	143	28	103	BM	549	20.0	1.00	0.65	92	91	900	514	1791							
DNDN0008	DN-08	82	30	58	PCP	80	22.0	1.05	0.84	130	140	153	153	250							
DTDT0001	DT-01	364	70	109	PCP	1726	20.0	1.00	0.67	60	60	900	105	312							
DTDT0002	DT-02	1100	98	19	BM	198	20.1	1.00	0.85	100	0	754	683	1811							
DTDT0003	DT-03	25	2	24	BM	40	20.1	1.05	0.64	100	104	900	110	225							
DTDT0005	DT-05	391	98	8	BM	357	20.5	1.00	0.66	90	44	900	338	1914							
DTDT0006	DT-06	549	90	55	BM	1993	20.1	1.00	0.69	80	63	655	68	28							
DTDT0008	DT-08	39	20	31	PCP	1993	20.1	1.00	0.69	120	72	900	900	1889							
DTDT0010	DT-10	22	6	21	BM	48	21.3	1.00	0.63	170	84	929	466	692							
DTDT0102	DT-102	1167	91	109	PCP	6	16.0	1.05	0.63	98	75	900	246	79							
DTDT0103	DT-103	192	70	58	PCP	255	19.0	1.00	0.63	70	26	920	691	32							
DTDT0104	DT-104	579	96	23	PCP	7	19.0	1.00	0.64	103	74	900	224	150							
DTDT0105	DT-105	109	65	38	PCP	11	19.3	1.00	0.63	100	79	900	88	32							
DTDT0106	DT-106	89	30	63	PCP	10	18.5	1.00	0.63	100	79	900	88	150							
DTDT0107	DT-107	50	60	20	PCP	10	19.3	1.05	0.65	125	71	78	78	32							
DTDT0108	DT-108	1062	89	117	PCP	240	18.3	1.05	0.60	148	78	1520	1314	1802							
DTDT0109	DT-109	99	57	43	PCP	135	19.9	1.05	0.62	135	73	296	296	714							
DTDT0011	DT-11	230	50	115	PCP	302	20.0	1.05	0.69	110	84	524	90	310							
DTDT0110	DT-110	85	50	42	PCP	12	17.6	1.05	0.88	132	89	700	98	8							
DTDT0111	DT-111	64	40	38	PCP	780	19.8	1.05	0.66	170	90	99	99	31							
DTDT0112	DT-112	396	79	84	PCP	100	18.0	1.05	0.62	150	73	160	160	570							
DTDT0113	DT-113	158	15	135	PCP	5	16.6	1.05	0.63	70	71	75	75	307							
DTDT00114	DT-114	104	30	73	PCP	8	15.0	1.05	0.64	80	67	70	70	238							
DTDT00115	DT-115	124	30	87	PCP	203	17.0	1.05	0.67	60	85	1600	92	111							
DTDT00116	DT-116	156	55	70	PCP	480	20.5	1.05	0.58	80	97	520	102	474							
DTDT00117	DT-117	176	30	123	PCP	338	20.5	1.05	0.68	70	84	520	90	120							
DTDT00118	DT-118	976	90	98	PCP	399	17.5	1.05	0.61	170	75	900	621	2162							
DTDT0119	DT-119	104	62	40	PCP	49	18.2	1.05	0.70	220	74	900	80	97							
DTDT0012	DT-12	449	3	437	BM	241	20.3	1.00	0.71	60	54	900	59	49							
DTDT0120	DT-120	148	28	107	PCP	487	18.0	1.05	0.65	160	74	252	84	808							
DTDT0122	DT-122	137	30	96	PCP	135	16.2	1.05	0.84	170	84	700	515	928							
DTDT0123	DT-123	84	16	71	PCP	288	18.0	1.05	0.68	130	80	320	85	63							

Fuente: Los autores

Tabla 1. Continuación

NAME		DATOS TWM						ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH						OPENWELLS - LOWIS		HCC PARTNERS	
UWI	WELL	PIP (psi)	PID (ft)	THT (°F)	BHT (°F)	TD Plug Back (ft)	Comentario TD Plug Back	Perforados	Tubing	Casing (in)	Ib/ft	Profundidad Disponible de Asentamiento (ft)	Topo Arena				
DKDK0028	DK-28	163	3202	90	150	5714	Pescado	5738 - 6420	3.500	7.000	26.0	2512					
DKDK0036	DK-36	169	6006	90	152	6678		6238-6500	2.875	7.000	26.0	672					
DNDN0001A	DN-01A	91	3070	90	137	3877		1589 - 3018	2.875	5.500	15.5	807					
DNDN0002	DN-02	786	3090	90	140	3172	Plug Cement	1730 - 3050	2.875	5.500	15.5	82					
DNDN0008	DN-08	236	3886	70	150	4580	Pescado	2734 - 4502	2.875	5.500	15.5	694					
DTDT0001	DT-01	187	2659	90	137	3325	Plug Cement	2152 - 2587	2.875	5.500	13.5	666	3098				
DTDT0002	DT-02	706	2443	80	137	2650		2160 - 2604	2.875	5.500	14.0	207					
DTDT0003	DT-03	197	2531	90	137	2655		1450 - 2622	2.875	5.500	17.0	124					
DTDT0005	DT-05		3618	90	137	3702	Packer	2390 - 2984	2.875	7.000	26.0	84	3669				
DTDT0006	DT-06	783	4238	90	137		Sin Reporte CSG	2060 - 4350	3.500	7.000	26.0	-4238					
DTDT0008	DT-08	79	3201	90	140	3423	CFC	1758 - 2474	2.875	5.500	15.5	222	3416				
DTDT0010	DT-10	77	2487	90	130	3560	Cement Retainer	1709 - 2460	2.875	5.500	15.5	1073					
DTDT0102	DT-102	843	3596	70	150	3961	CFC	1783 - 3506	3.500	7.000	23.0	365	3910				
DTDT0103	DT-103	351	4859	95	137	5174		4250 - 4840	3.500	7.000	23.0	315					
DTDT0104	DT-104	98	4294	95	137	4296	Tapon 3.5"	3772 - 4222	3.500	7.000	23.0	2	4585				
DTDT0105	DT-105	86	3473	95	137	4499		3577 - 4122	3.500	7.000	23.0	1026					
DTDT0106	DT-106	146	4145	95	137	4486	CFC	3574 - 4080	3.500	7.000	23.0	341	4479				
DTDT0107	DT-107	91	4142	95	137	4410	CFC	3660 - 4130	3.500	7.000	26.0	268	5242				
DTDT0108	DT-108	798	5027	70	150	5434		4260 - 4965	3.500	7.000	23.0	407					
DTDT0109	DT-109	354	4319	95	137	4498		3910 - 4295	3.500	7.000	23.0	179					
DTDT0011	DT-11	213	2995	95	137	3204	CFC	1953 - 3056	2.875	5.500	15.5	209					
DTDT0110	DT-110	102	4227	95	137	4334	CFC	3865 - 4210	3.500	7.000	23.0	107					
DTDT0111	DT-111	111	4158	95	137	4380	CFC	3824 - 4210	2.875	7.000	23.0	222	4373				
DTDT0112	DT-112	302	4600	95	137	4840	CFC	4010 - 4500	3.500	7.000	23.0	240					
DTDT0113	DT-113	198	3147	95	137	3591		1825 - 3070	3.500	7.000	23.0	444					
DTDT0014	DT-114	166	3203	95	137	3686		1870 - 3608	3.500	7.000	23.0	483					
DTDT0015	DT-115	137	3824	95	137	3933		2187-3732	3.500			109					
DTDT0016	DT-116	283	3019	95	137	3445	CFC	2618 - 2962	3.500	7.000	23.0	426	3282				
DTDT0017	DT-117	112	3078	95	137	3613	CFC	1680 - 3017	3.500	7.000	23.0	535	3475				
DTDT0018	DT-118	926	3697	95	137	4054	CFC	2165 - 3645	3.500	7.000	23.0	357	4024				
DTDT0119	DT-119	119	3431	95	137	4172		2145 - 3265	3.500	7.000	23.0	741					
DTDT0012	DT-12	78	2626	90	137		Sin Reporte CSG	1890 - 2568	2.875	5.500	15.5	-2626	4044				
DTDT0120	DT-120	397	3126	95	137	4218	CFC	1760 - 3055	3.500	7.000	23.0	1092					
DTDT0122	DT-122	400	3175	70	150	3884	Plug Cement		3.500	7.000	23.0	709					
DTDT0123	DT-123	111	3798	95	137	4335		1772 - 3580	3.500	7.000	23.0	537					

Fuente: Los autores

Tabla 1. Continuación

NAME		ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH										DATOS TWM									
UWI	WELL	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN (WESSEMS)										DENSIDAD DE FLUIDOS					DATOS TWM				
		BFPD	BSW	BOPD	SLA	GOR	Oil	Water	Gas	THP	CHP	SBHP	PBHP	Sumergencia Efectiva (ft)							
DTDT0126	DT-126	121	11	108	PCP		18.0	1.05	0.63	126	81	406	89	193							
DTDT0127	DT-127	93	10	84	PCP	417	17.9	1.05	0.84	85	81		86	215							
DTDT0128	DT-128	219	3	212	PCP	1900	17.9	1.05	0.59	165	104		113	46							
DTDT0130	DT-130	90	68	29	PCP	308	18.0	1.05	0.61	160	84	900	88	33							
DTDT0131	DT-131	74	48	39	PCP	567	19.0	1.05	0.59	170	89	900	235	75							
DTDT0132	DT-132	774	45	426	PCP	151	18.0	1.05	0.55	170	165		1271	2395							
DTDT0133	DT-133	323	3	313	PCP	675	17.9	1.05	0.58	200	103	980	115	49							
DTDT0134	DT-134	69	14	59	PCP	5	18.0	1.05	0.59	180	106	980	115	37							
DTDT0135	DT-135	96	65	34	PCP	351	18.7	1.05	0.68	130	73	900	276	744							
DTDT0136	DT-136	156	70	47	PCP	323	19.3	1.05	0.66	100	79	900	338	46							
DTDT0137	DT-137	290	40	174	PCP	489	17.3	1.05	0.55	100	83	221		300							
DTDT0138	DT-138	162	52	78	PCP	980	18.0	1.05	0.63	105	80	900	149	52							
DTDT0139	DT-139	598	55	269	PCP	754	19.2	1.00	0.62	109	81	900	155	295							
DTDT0014	DT-14	100	40	60	PCP	346	19.5	1.05	0.68	55	53	1452	57	76							
DTDT0015	DT-15	321	90	32	BM	128	20.3	1.00	0.64	140	71	900	534	2023							
DTDT0016	DT-16	8	3	8	BM		20.3	1.05	0.69	100	72	900	76	265							
DTDT00160	DT-160	267	25	201	PCP	175	18.3	1.05	0.84	110	83	800	215	177							
DTDT0166	DT-166	698	4	670	PCP	385	19.0	1.05	0.81	205	272	900	519	999							
DTDT0167	DT-167	229	50	115	PCP	1465	19.0	1.05	0.61	190	80	900	259	428							
DTDT0168	DT-168	862	69	266	PCP	327	18.5	1.05	0.55	205	203	900	982	2569							
DTDT0017	DT-17	22	15	19	BM	483	20.4	1.05	0.71	145	75	900	118	8							
DTDT0170	DT-170	87	28	62	PCP	832	19.0	1.05	0.61	170	80	1511	144	115							
DTDT0018	DT-18	213	68	68	BM	423	18.5	1.05	0.68	230	77	958	82	170							
DTDT0019	DT-19	36	8	33	BM	238	19.4	1.00	0.69	100	67	900	73	5							
DTDT0020	DT-20	30	30	21	BM	744	20.1	1.00	0.64		71	900	788	1849							
DTDT0021	DT-21	73	40	44	BM	879	20.1	1.05	0.69	150	78	900	127	7							
DTDT0022	DT-22	305	92	24	BM	91	20.0	1.00	0.74	80	2	540	3	36							
DTDT0025	DT-25	184	85	28	BM	202	19.5	1.00	0.65	90	66	699	71	89							
DTDT0026	DT-26	101	54	46	PCP	313	18.5	1.05	0.70	220	73	1600	78	47							
DTDT0027	DT-27	19	1	18	BM	2079	20.5	1.00	0.66	100	70	900	73								
DTDT0028	DT-28	34	57	15	BM	78	19.5	1.00	0.66	130											
DTDT0029	DT-29	727	94	44	BM	388	20.3	1.05	0.61	64			1293	3156							
DTDT0031	DT-31	47	4	45	BM	464	19.5	1.00	0.67	81	68	900	73	7							
DTDT0032	DT-32	181	60	72	BM	362	17.5	1.00	0.59	180	79	900	85								
DTDT0033	DT-33	55	30	39	BM	51	19.3	1.00	0.69	130	75	900	82	16							

Fuente: Los autores

Tabla 1. Continuación

NAME		DATOS TWM					ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH					OPENWELLS - LOWIS			MCC-ENH-FWCL	
UWI	WELL	PIP (psi)	PID (ft)	THT (°F)	BHT (°F)	TD Plug Back (ft)	Comentario TD Plug Back	Perforados	Tubing	Casing (in)	Ib/ft	Profundidad Disponible de Asentamiento (ft)	Tope Arena			
DTDT0126	DT-126	164	3145	95	137	3660		1845 - 3458	3.500	7.000	23.0	515				
DTDT0127	DT-127	171	3212	70	150	3619	CFC	1905 - 3139	3.500	7.000	23.0	407	3540			
DTDT0128	DT-128	131	3950	95	137	4076	CFC	3407 - 3895	3.500	7.000	23.0	126				
DTDT0130	DT-130	104	3401	95	137	4700		1991 - 3344	3.500	7.000	23.0	1299				
DTDT0131	DT-131	120	3373	95	137	4113		3406 - 3987	3.500	7.000	23.0	740				
DTDT0132	DT-132	1111	3705	95	137	4702	CFC	3733-4466	3.500	7.000	23.0	997	4105			
DTDT0133	DT-133	134	3847	95	137	4135	CFC	3425 - 4102	3.500	7.000	23.0	288	4129			
DTDT0134	DT-134	113	3893	95	137	4047		3547 - 3980	3.500	7.000	23.0	154				
DTDT0135	DT-135	377	5547	95	137	5895	CFC	4110 - 5504	3.500	7.000	23.0	348	5764			
DTDT0136	DT-136	104	4073	95	137	5525		4623 - 5360	3.500	7.000	23.0	1452				
DTDT0137	DT-137	219	4396	95	137	5251	CFC	4495 - 5261	3.500	7.000	23.0	855	5265			
DTDT0138	DT-138	107	4681	95	137	5784		4710 - 5611	3.500	7.000	23.0	1103				
DTDT0139	DT-139	202	4723	95	137	5912	FGF	4827 - 5437	3.500	7.000	23.0	1189	5878			
DTDT0014	DT-14	87	3178	95	137	3726		1796 - 3194	2.875	5.500	15.5	548	3671			
DTDT0015	DT-15	852	3208	90	137	3357		1775 - 2971	2.875	7.000	23.0	149				
DTDT0016	DT-16	154	4701	70	150		Sin Reporte CSG	1450 - 2252	2.875	5.000	15.5	-2173				
DTDT00160	DT-160	154	4701	70	150		No reportadoOpenwell	5082 - 5890	3.500	7.000	23.0	-4701				
DTDT0166	DT-166	606	4015	95	137	4113	FCF	3518 - 3965	3.500	7.000	23.0	98				
DTDT0167	DT-167	253	3464	95	137	3773		3291 - 3712	3.500	7.000	23.0	309				
DTDT0168	DT-168	1046	3868	95	137	4049		3505 - 3819	3.500	7.000	23.0	181				
DTDT0017	DT-17	83	2400	90	150	2512		1680 - 2490	2.875	5.500	15.5	112				
DTDT0170	DT-170	132	3548	95	137	3912		3370 - 3835	3.500	7.000	23.0	364				
DTDT0018	DT-18	149	2877	90	140	2925	Packer cement retainer	1724 - 2852	2.875	5.500	15.5	48				
DTDT0019	DT-19	77	3866	90	137	3934		2119 - 3886	2.875	5.500	15.5	68				
DTDT0020	DT-20	1025	3731	90	137	3788	FCF	2305 - 3748	2.875	5.500	15.5	57	3768			
DTDT0021	DT-21	85	2381	90	130	2680	Plug Cement	1750 - 2754	2.875	5.500	15.5	299				
DTDT0022	DT-22	17	2824	90	137	3100	Slurry Base MD	1860 - 2880	2.875	5.500	15.5	276				
DTDT0025	DT-25	107	3822	90	137	3923	FCF	1944 - 3838	2.875	5.500	15.5	101	3886			
DTDT0026	DT-26	92	2784	95	137	3012	Taponamiento	1710 - 2970	2.875	5.500	15.5	228	2990			
DTDT0027	DT-27	74	2515	90	137	3500		1708 - 2424	2.875	5.500	15.5	985				
DTDT0028	DT-28		4024	90	137	4255		1912 - 3900	2.875	5.500	15.5	231				
DTDT0029	DT-29	1281	3914	90	150	4338		2016 - 3940	2.875	5.500	15.5	424				
DTDT0031	DT-31	78	3709	90	137	3810		1719 - 3417	2.875	5.500	15.5	101				
DTDT0032	DT-32	323	3820	90	137	3894	CFC	3160 - 3828	2.875	5.500	15.5	74	3890			
DTDT0033	DT-33	90	3876	90	137	4118		2443 - 3948	2.875	5.500	15.5	242				

Fuente: Los autores

**Tabla 1. Continuación**

ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH																	
NAME		PRUEBAS DE PRODUCCIÓN (WESSEMS)						DENSIDAD DE FLUIDOS				DATOS TWM					
UWI	WELL	BFPD	BSW	BOPD	SLA	GOR	Oil	Water	Gas	THP	CHP	SBHP	PBHP	Sumergencia Efectiva (ft)			
DTDT0034	DT-34	750	85	113	BM	180	40.0	1.05	0.61	150	50	1049	54	12			
DTDT0035	DT-35	39	13	34	BM	471	19.5	1.00	0.66	70	70	900	74	102			
DTDT0036	DT-36	36	30	25	BM	120	19.7	1.00	0.85	110	0	900	2	144			
DTDT0038	DT-38	57	40	34	BM	1420	20.3	1.05	0.67	120	75	900	81	27			
DTDT0039	DT-39	279	80	56	BM	263	20.1	1.00	0.66	80	72	900	77	71			
DTDT0040	DT-40	66	10	60	PCP	449	20.1	1.05	0.66	192	77	200	82	390			
DTDT0041	DT-41	35	62	13	BM	95	20.2	1.00	0.60	180	199	900	213	66			
DTDT0044	DT-44	549	94	34	BM	70	20.0	1.05	0.63	90	45	1625	1005	2424			
DTDT0045	DT-45	166	90	17	BM	203	20.5	1.00	0.74	100	64	900	69	299			
DTDT0046	DT-46	75	55	34	BM	735	20.3	1.05	0.66	146	77	200	83	31			
DTDT0047	DT-47	84	96	4	PCP	19	18.4	1.05	0.65	140	67	200	350	1687			
DTDT0048	DT-48	303	74	79	BM	198	19.6	1.00	0.64	140	80	900	85	64			
DTDT0049	DT-49	990	97	29	BM	97	19.4	1.00	0.66	1133							
DTDT0050	DT-50	117	85	18	BM	1401	17.7	1.05	0.59	130	76	900	560	2147			
DTDT0051	DT-51	103	40	62	BM	481	19.8	1.00	0.75	150	50	900	54	375			
DTDT0052	DT-52	77	70	23	PCP	822	18.6	1.00	0.68	90	64	900	68	160			
DTDT0054	DT-54	41	20	33	BM	244	18.0	1.05	0.69	157	80	300	85	59			
DTDT0055	DT-55	68	36	43	BM	588	20.5	1.00	0.70	67	62	900	67	68			
DTDT0056	DT-56	101	60	40	PCP	222	20.1	1.00	0.72	180	67	900	76	25			
DTDT0057	DT-57	416	88	49	BM	300	19.2	1.00	0.64	65	46	900	408	1878			
DTDT0058	DT-58	359	87	47	BM	1763	20.3	1.05	0.89	95	62	1396	1029	3139			
DTDT0059	DT-59	300	76	61	BM	311	19.8	1.05	0.78	85	48	756	53	351			
DTDT0060	DT-60	1094	99	12	BM	215	20.0	1.05	0.74			170					
DTDT0061	DT-61	749	99	8	BM	131	20.3	1.05	0.74			834					
DTDT0062	DT-62	236	70	71	BM	460	20.1	1.00	0.65	120	66	900	69	45			
DTDT0063	DT-63	1310	97	44	BM	22	20.5	1.05	0.84			1060					
DTDT0064	DT-64	584	95	29	BM	599	20.3	1.05	0.66	40	65	728	589	2133			
DTDT0068	DT-68	246	82	44	PCP	599	20.3	1.05	0.63	300	114	900	631	1986			
DTDT0069	DT-69	18	30	12	PCP	222	20.3	1.00	0.65	90	64	900	69	104			
DTDT0070	DT-70	159	99	2	PCP	1884	18.0	1.05	0.74			724					
DTDT0071	DT-71	108	42	62	BM	599	20.3	1.05	0.70	164	77		82	25			
DTDT0072	DT-72	14	4	13	BM	599	20.3	1.00	0.79	80	41	900	129	251			
DTDT0073	DT-73	417	93	29	BM	599	20.0	1.00	0.75	100	43	508	47	168			
DTDT0074	DT-74	65	42	38	PCP	820	20.3	1.03	0.66	150	76	710	81	62			
DTDT0075	DT-75	23	10	21	PCP	8451	20.3	1.03	0.77	50	0	900	11	76			
DTDT0076	DT-76	80	72	23	PCP	15	20.0	1.05	0.61	90	79		86	32			

Fuente: Los autores

Tabla 1. Continuación

NAME		ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH										OPENWELLS - LOWIS	
UWI	WELL	PIP (psi)	PID (ft)	THT (°F)	BHT (°F)	TD Plug Back (ft)	Comentario TD Plug Back	Perforados	Tubing	Casing (in)	lb/ft	Profundidad Disponible de Asentamiento (ft)	Tope Arena
DTDT0034	DT-34	58	3306	70		3872	Packer cement retainer	2101-3346	3.500	7.000	23.0	566	
DTDT0035	DT-35	115	3184	90	137	3250	Plug Cement	1781 - 3007	2.875	7.000	23.0	66	
DTDT0036	DT-36	58	3290	90	137		Sin Reporte CSG	2478 - 3197	2.875	7.000	23.0	-3290	
DTDT0038	DT-38	93	3578	90	140	3660	RBP	1666 - 3650	2.875	5.500	15.5	82	
DTDT0039	DT-39	105	3518	90	137	3701		2275 - 3503	2.875	5.500	15.5	183	
DTDT0040	DT-40	238	3288	95	137	3900	RBP	1836 - 2838	2.875	5.500	15.5	612	
DTDT0041	DT-41	241	3999	90	137	4151	FCF	2428 - 3924	2.875	5.500	15.5	152	4083
DTDT0044	DT-44	989	4428	90	137	4611		2104 - 4462	3.500	5.500	15.5	183	
DTDT0045	DT-45	182	3751	90	137	3890	Colapso	1620 - 3832	2.875	5.500	15.5	139	
DTDT0046	DT-46	97	3670	90	130	3756		1808 - 3735	2.875	5.500	15.5	86	
DTDT0047	DT-47	697	3991	95	137	4238	CFC	2470 - 3942	3.500	7.000	26.0	247	4223
DTDT0048	DT-48	91	2803	90	137	2930		1909 - 2888	2.875	5.500	15.5	127	
DTDT0049	DT-49	3890		90	137	4377		1980 - 4306	3.500	7.000	26.0	487	
DTDT0050	DT-50	916	2998	100	137	3519	Plug Cement	3771 - 4464	3.500	5.500	15.5	521	
DTDT0051	DT-51	200	3122	90	137	3240		1975 - 2994	2.875	5.500	15.5	118	
DTDT0052	DT-52	132	2991	95	137	3200		1592 - 2982	2.875	5.500	15.5	209	
DTDT0054	DT-54	111	3879	90	137	4031		1808 - 2864	2.875	5.500	15.5	152	
DTDT0055	DT-55	95	3529	90	137	3656		1817 - 3591	2.875	5.500	15.5	127	
DTDT0056	DT-56	86	4326	95	137	4458	FCF	3771 - 4464	3.500	7.000	26.0	132	4481
DTDT0057	DT-57	778	4073	90	137	4226		2084 - 4136	2.875	5.500	15.5	153	
DTDT0058	DT-58	1268	3245	90	137	3355		1920 - 3296	2.875	5.500	15.5	110	
DTDT0059	DT-59	192	4202	100	137	4424	CFC	2022 - 4274	2.875	5.500	15.5	222	4364
DTDT0060	DT-60	2858		90	140	3018	CFC	1680 - 2352	2.875	5.500	15.5	160	
DTDT0061	DT-61	2944		90	140	3060		1756 - 2922	2.875	5.500	15.5	116	
DTDT0062	DT-62	195	3156	90	137	3291		1118 - 3007	2.875	7.000	23.0	135	
DTDT0063	DT-63	1083		70	150	3769		1590 - 3416	3.500	5.500	15.5	2686	
DTDT0064	DT-64	893	3950	90	137	4151		2231 - 4080	3.500	7.000	23.0	201	
DTDT0068	DT-68	880	2984	95	137	3100	CFC	1714 - 2940	2.875	7.000	20.0	116	3088
DTDT0069	DT-69	109	3263	95	137	3355	CFC	1885 - 3186	2.875	7.000	20.0	92	3317
DTDT0070	DT-70	2984		70	150	3168	CFC	1688 - 2852	2.875	7.000	20.0	184	3120
DTDT0071	DT-71	93	3036	70	137	3289		1851 - 2966	2.875	7.000	20.0	253	
DTDT0072	DT-72	144	3949	70	137	3640		3705 - 4115	2.875	7.000	20.0	-309	
DTDT0073	DT-73	112	3006	90	137	3231		1836 - 2970	3.500	7.000	20.0	225	
DTDT0074	DT-74	106	3119	95	137	3300		1877 - 3094	2.875	7.000	23.0	181	
DTDT0075	DT-75	31	3225	95	137	3367		3111 - 3204	2.875	7.000	23.0	142	
DTDT0076	DT-76	99	4236	95	137	4481	CFC	3575 - 4060	3.500	7.000	23.0	245	4478

Fuente: Los autores

**Tabla 1. Continuación**  
**ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH**

NAME		PRUEBAS DE PRODUCCIÓN (WESSEMS)										DENSIDAD DE FLUIDOS					DATOS TWM				
UWI	WELL	BFPD	BSW	BOPD	SLA	GOR	OIL	Water	Gas	THP	CHP	SBHP	PBHP	Sumergencia Efectiva (ft)							
DTDT0077	DT-77	199	54	91	PCP	148	18.0	1.05	0.63	150	78		87	36							
DTDT0078	DT-78	608	86	85	PCP	111	19.0	1.05	0.79	120	47		704	1958							
DTDT0079	DT-79	94	22	74	PCP	8	20.0	1.00	0.67	160	76	900		80							
DTDT0081	DT-81	95	48	50	PCP		15.0	1.05	0.64	115	100		113	202							
DTDT0082	DT-82	57	16	48	PCP	7	19.0	1.05	0.62	220	74		79	497							
DTDT0083	DT-83	669	69	206	BM	84	18.9	1.00	0.68	163	78	667	359	1607							
DTDT0084	DT-84	108	31	74	PCP	427	19.2	1.05	0.62	70	65		69	551							
DTDT0085	DT-85	93	32	63	PCP	369	18.5	1.05	0.65	160	81		185	1394							
DTDT0086	DT-86	225	35	146	PCP	360	17.0	1.05	0.65	100	125	1067	134	115							
DTDT0087	DT-87	103	48	54	PCP	8	19.2	1.05	0.62	120	73		80	122							
DTDT0088	DT-88	59	64	21	PCP	12	20.0	1.03	0.63	150	80	975	92	250							
DTDT0089	DT-89	101	70	30	PCP	19	20.0	1.00	0.65	89	75	1183	83	25							
DTDT0090	DT-90	426	90	43	PCP	427	20.5	1.05	0.62	100	73		316	1027							
DTDT0092	DT-92	102	40	61	PCP	558	19.0	1.05	0.67	230	75		80	105							
DTDT0094	DT-94	534	97	18	PCP	361	15.0	1.05	0.61	200	78	784	304	1542							
DTDT0096	DT-96	87	90	9	PCP	687	17.8	1.00	0.64	180	75	900	80	90							
DTDT0098	DT-98	429	95	21	PCP	211	18.0	1.05	0.58	120	75		555	2168							
DTDT0099	DT-99	119	26	88	PCP	834	18.2	1.05	0.63	70	93	900	99	135							
LJAG0001	JG-01	70	8	64	BM		21.0	1.05	0.92	25	14	835	19	55							
LJAG0002	JG-02	8	8	7	BM		21.0	1.05	0.92			747									
LMLM0001	LL-01	133	61	52	BM	29	40.0	1.05	0.67	80	72		158	84							
LMLM0002	LL-02	200	6	188	PCP	112	19.0	1.03	0.88	59	56		180	463							
LMLM0004	LL-04	1352	89	143	PCP	237	19.0	1.03	0.65	58	51		56	33							
ORTEEST1	ORT-01S	183	2	180	BM	8	28.0	1.05	0.97	100	4		68	742							
ORTE0009	ORT-09	13	1	12	BM	56	28.0	1.05	0.55	40	17		23								
ORTE0011	ORT-11	52	60	21	BM	33	28.0	1.05	0.55			96									
ORTE0012	ORT-12	10	42	6	BM	161	28.0	1.05	0.55			861									
ORTE0013	ORT-13	105	1	104	BM	11	28.0	1.05	0.97	70	15	300	22	26							
PACA0001S	PAC-01	16	4	15	BM	34	40.0	1.05	1.04	90	20		26	76							
PACA0001S	PAC-01S	219	1	217	BM	10	30.0	1.05	0.91	100	20		148	356							
PACA0002	PAC-02S	363	31	251	BM	321	30.0	1.05	0.81	115	21		1048	1954							
PACA0003S	PAC-03S	11	2	11	BM		30.0	1.05	1.04	100	19	900	26	73							
PGFG0003	PG-03	348	76	84	BM	15	20.0	1.00	0.82		0	1700	353	978							
PGFG0005	PG-05	32	8	29	BM	36	20.0	1.00	1.04	120	0	1700	438	1125							
PGFG0006	PG-06	870	0	0	BM							1841									
PGFG0007	PG-07	700	92	56	BM	375	20.0	1.00	1.08	130	0	1700	686	2226							
PGFG0008	PG-08	611	95	31	BM	384	20.0	1.00	0.74	160	0	1700	1609	1710							
PGFG0011	PG-11	1530	84	245	BES	15	20.0	1.00	0.88	197	0	1700	370	944							
PGFG0012	PG-12	408	50	204	BM	14	20.0	1.00	0.93	20	0	416	363	1074							
PGFG0013	PG-13	1536	95	77	BES	900	20.0	1.00	1.03	126	0	1700	635	1629							

Fuente: Los autores

Tabla 1. Continuación

NAME		DATOS TWM						ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH						OPENWELLS - LOWIS	
UWI	WELL	PIP (psi)	PID (ft)	THT ( °F)	BHT ( °F)	TD Plug Back (ft)	Comentario TD Plug Back	Perforados	Tubing	Casing (in)	Lb/ft	Profundidad Disponible de Asentamiento (ft)	Topo Arena		
DTD00077	DT-77	104	4792	95	137	5232		3972 - 4780	3.500	7.000	23.0	440			
DTD00078	DT-78	823	4594	95	137	5052	FCF	3967 - 4506	3.500	7.000	23.0	458			
DTD00079	DT-79	127	3290	95	137	3555	FCF	1875 - 3134	3.500	7.000	23.0	265			
DTD00081	DT-81	187	3159	95	137	4125	FCF	2275 - 3601	3.500	7.000	23.0	966	4031		
DTD00082	DT-82	275	3295	95	137	3676		2288 - 3100	3.500	7.000	23.0	381			
DTD00083	DT-83	707	3682	95	137	3791	FCF	1865 - 32315	3.500	7.000	23.0	109	3775		
DTD00084	DT-84	282	3616	95	137	4381	FCF	2045 - 3391	3.500	7.000	23.0	765	4152		
DTD00085	DT-85	624	3906	95	137	4237	FCF	1780 - 3665	3.500	7.000	23.0	331			
DTD00086	DT-86	180	3796	95	137	4406		2230 - 4130	3.500	7.000	23.0	610			
DTD00087	DT-87	127	4082	95	137	4381	FCF	3445 - 3985	3.500	7.000	23.0	289			
DTD00088	DT-88	185	4875	95	137	5210	FCF	4022 - 4970	3.500	7.000	23.0	335			
DTD00089	DT-89	94	4468	95	137	4768		3940 - 4419	3.500	7.000	23.0	300	5208		
DTD00090	DT-90	480	4660	95	137	4967	FCF	3860 - 4506	3.500	7.000	23.0	307	4891		
DTD00092	DT-92	121	3252	70	150	3860	FCF	2402 - 3288	3.500	7.000	23.0	608	3763		
DTD00094	DT-94	700	4472	95	137	4872	FCF	1842 - 4433	3.500	7.000	23.0	400	4694		
DTD00096	DT-96	116	3842	95	137	4480		2265 - 3641	3.500	7.000	23.0	638			
DTD00098	DT-98	923	4288	95	137	4462		2032 - 4204	3.500	7.000	23.0	174			
DTD00099	DT-99	142	3611	95	137	3745	FCF	1907 - 3553	3.500	7.000	23.0	134			
LJAG0001	JG-01	40	5648	90	180	5928		5262 - 5488	2.875	5.500	15.0	280			
LJAG0002	JG-02	107	5537	90	180	6114		5556 - 6018	3.500	7.000	23.0	577			
LMLM0001	LL-01	107	3396	70	150	3515	Empaque EZ	3344 - 3694	2.875	7.000	23.0	119			
LMLM0002	LL-02	243	3745	70	150	3982	Packer	3396 - 3694	3.500	7.000	29.0	237			
LMLM0004	LL-04	69	4656	70	150	4896	PACKER	4460 - 4947	3.500	7.000	29.0	240			
ORTEEST1	ORT-01S	283	6950	70	104	7160	LC	5860 - 6827	3.500	7.000	26.0	210	7860		
ORTE0009	ORT-09	23	5640	70	104	6215	Packer Seal Bore	4900 - 6290	2.875	7.000	23.0	575	6208		
ORTE0011	ORT-11		6161	70				5550 - 6024	3.500	7.000		-6161			
ORTE0012	ORT-12		7542	70				6532 - 7426	2.875	7.000		-7542			
ORTE0013	ORT-13	32	6913	70		7085		6284-6990	3.500	7.000	26.0	172			
PACA0001	PAC-01	54	6456	70	150	6580		1940-6404	3.500	7.000	29.0	124			
PACA0001S	PAC-01S	155	6056	70	150	6210		5460-6050	3.500	7.000	26.0	154	6150		
PACA0002	PAC-02S	728	6441	70	150	7710	Plug Cement	5844-7517	3.500	7.000	26.0	1269	4665		
PACA0003S	PAC-03S	53	6649	70	150	6700	RCH	5622-7047	3.500	7.000	29.0	51			
PGPG0003	PG-03	381	6204	90	160	6497	CFC	5881 - 6436	2.875	5.500	15.5	293			
PGPG0005	PG-05	441	5931	90	143	6507	CFC	6044 - 6413	2.875	5.500	17.0	576	6488		
PGPG0006	PG-06		4847	70	143	6531		6455 - 5894	2.875	5.500		1684			
PGPG0007	PG-07	862	6330	90	143	6584	FCF	5382 - 6556	2.875	5.500	15.5	254	6462		
PGPG0008	PG-08	669	4016	90	143	5556	Pescado	5926 - 6434	2.875	5.500	15.5	1540			
PGPG0011	PG-11	370	4932	90	143	5670	CFC	5114-5670	3.500	7.000	29.0	681			
PGPG0012	PG-12	421	5837	90	143	6288	CFC	5338 - 6038	2.875	5.500	15.5	431	5983		
PGPG0013	PG-13	635	5389	90	143	6369		5426-6348	2.875	5.500	15.5	980			

Fuente: Los autores

**Tabla 1. Continuación**  
**ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH**

NAME		PRUEBAS DE PRODUCCIÓN (WESSEMS)										DENSIDAD DE FLUIDOS					DATOS TWM				
UWI	WELL	BFPD	BSW	BOPD	SLA	GOR	Oil	Water	Gas	THP	CHP	SBHP	PBHP	Sumergencia Efectiva (ft)							
PGFG0014	PG-14	916	94	55	BES	143	20.0	1.00	1.05	190	0	1700	604	1547							
PGFG0016	PG-16	700	74	182	BM	7	20.0	1.00	0.91	110	0	641	431	1141							
PGFG0019	PG-19	2526	95	126	BES	93	21.0	1.05	1.01	210	0			1392							
PGFG0022	PG-22	4100	98	82	BES	358	18.0	1.05	0.99	90	0		1022	2211							
PGFG0023	PG-23	4731	99	47	BES	1056	19.0	1.05	0.99	111	0	1938	1214	2049							
PGFG0024	PG-24	1008	85	151	BM	20	20.0	1.00	0.73	150	0	1700	478	655							
PGFG0025	PG-25	677	98	14	BM	2055	20.0	1.00	0.97	80	0	2045	1591	2561							
PGFG0028	PG-28	269	82	48	BM	94	20.0	1.00	0.87	170	0	2000	930	3313							
PGFG0030	PG-30	745	90	75	BM	90	20.0	1.05	0.80	173	0	2311		407							
PGFG0031	PG-31	43	99	0	BM																
PGFG0040	PG-40	2900	99	44	BES	249	21.0	1.05	0.95	240	0		1936	4461							
PJPJ0001	PJ-01	930	94	56	BES	554	21.0	1.05	0.76	215	1	1516	466	807							
PJPJ0003	PJ-03	900	97	27	BES	1147	19.0	1.05	0.79	180	0	1805	591	1005							
PJPJ0004	PJ-04	3774	95	189	BES	175	21.0	1.05	0.96	260	0	1412	1201	2775							
PJPJ0005	PJ-05	68	24	52	BM	217	21.0	1.05	0.73	185	297	1289	397	52							
PJPJ0006	PJ-06	1998	96	80	BES	103	14.8	1.05	0.87	100	0	1483	313	564							
PJPJ0009	PJ-09	23	11	21	BM	76	20.0	1.05	0.87	100	0	950	90	228							
PJPJ0010	PJ-10	5	0	5	BM	349	20.0	1.05	0.79	100	0	1200	107	2813							
QUIM0001	QUI-01	5225	95	240	BES	500	17.4	1.05	0.55	400	54	2375	1462	3670							
QUIM0003	QUI-03	685	85	100	BES	20	17.0	1.05	0.55	380	0		895	1327							
QUIM0004	QUI-04	6232	97	213	BES	249	17.4	1.05	0.55	425	10	1300	1079	2415							
SCSC0001	SC-01	81	34	54	PCP	1458	17.0	1.05	0.70	78	46	726	286	599							
SCSC0001S	SC-01S	17	50	9	BM	58	18.0	1.05	0.75	140	0	200	0	57							
SCSC0002	SC-02	609	92	49	PCP	100	17.0	1.05	0.62	165	16	726	428	1118							
SCSC0002W	SC-02W	90	75	23	PCP	145	17.0	1.05	0.68	145	0	736	112	424							
SCSC0003	SC-03	1716	90	179	BM	314	19.0	1.05	0.65	68	100	922	222	423							
SCSC0003S	SC-03SD	74	54	34	PCP	36	19.0	1.05	0.55	130	140	1050	150	138							
SCSC0004S	SC-04SD	12	46	6	PCP	693	16.0	1.00	0.68	40	54	380	23	148							
SCSC0005	SC-05	88	60	35	BM	252	16.0	1.00	0.65	40	54	380	237	541							
SCSC0005S	SC-05SD	550	61	217	PCP	25	18.0	1.05	0.68	210	161	851	172								
SCSC0006	SC-06	34	74	9	PCP	366	18.0	1.05	0.71	150	133	445	278	28							
SCSC0006S	SC-06SD	122	25	92	PCP	50	19.0	1.05	0.66	180	160	950	170	59							
SCSC0007A	SC-07A	136	87	18	BM	198	18.0	1.05	0.78	100	0	736	14	36							
SCSC0007S	SC-07SD	66	91	6	BM	174	19.0	1.05	0.72	140	0	750	2	31							
SCSC0008S	SC-08SD	74	77	17	PCP	120	19.0	1.05	0.78	126	0	950	43	122							
SCSC0009	SC-09	155	60	62	BM	611	18.0	1.05	0.68	180	48	1168	69	2							
SCSC0009S	SC-09SD	777	84	124	PCP	90	17.0	1.05	0.68	200	159	831	223	93							
SCSC0010	SC-10	102	82	18	BM	978	18.0	1.05	0.62	75	45	1288	468	38							
SCSC0010S	SC-10S	321	71	93	PCP	130	18.0	1.05	0.65	200	173	1288	183	43							
SCSC0011	SC-11	40	75	10	PCP	221	17.0	1.05	0.64	50	123	930	490	903							

Fuente: Los autores

**Tabla 1. Continuación**

NAME		DATOS TWM					ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH					OPENWELLS - LOWIS	
UWI	WELL	PIP (psi)	PID (ft)	THH ( °F)	BHT ( °F)	TD Plug Back (ft)	Comentario TD Plug Back	Perforados	Tubing	Casing (in)	lb/ft	Profundidad Disponible de Asentamiento (ft)	Tope Arena
PdPG0014	PG-14	604	5245	90	143	6214		5310 - 6222	2.875	5.500	15.5	969	
PdPG0016	PG-16	446	6037	90	143	6364	FCF	5658 - 6341	2.875	5.500	15.5	327	6343
PdPG0019	PG-19	1241	5472	90	143	6342	CFC	5506 - 6104	2.875	5.500	15.5	870	6230
PdPG0022	PG-22	864	5573	90	143	6509		5660 - 6454	2.875	5.500	15.5	936	
PdPG0023	PG-23	801	4874	90	143	5000		5446 - 6122	2.875	5.500	15.5	126	
PdPG0024	PG-24	256	5989	90	143	6983	CFC	6374 - 6722	3.500	7.000	26.0	994	6945
PdPG0025	PG-25	993	5052	90	143	6480	Empaque EZ	5966 - 6518	2.875	5.500	15.5	1428	6441
PdPG0028	PG-28	1278	6315	90	143	6643	CFC	5884 - 6444	2.875	5.500	15.5	328	6449
PdPG0030	PG-30	160	4203	100	160	6707	FCF	6054 - 6587	3.500	5.500	15.5	2504	6375
PdPG0031	PG-31		6627	90	170	6984		6220 - 6520	2.875	7.000	26.0	357	
PdPG0040	PG-40	1678	5808	90	200	6804		6240 - 6512	2.875	7.000	26.0	996	
PdPJ0001	PJ-01	313	6682	90	160	7205	Packer EZ-SV	6962-7196	3.500	7.000	26.0	523	7185
PdPJ0003	PJ-03	394	6559	138	160	7272	CFC	6968 - 7124	3.500	7.000	26.0	713	
PdPJ0004	PJ-04	1058	6823	138	160	7439		6897 - 6908	2.875	7.000	26.0	616	
PdPJ0005	PJ-05	371	6809	90	170	7000	RBP	6860 - 7070	3.500	7.000	23.0	191	
PdPJ0006	PJ-06	220	6651	90	160	6934	Packer EZ-SV	6867 - 6918	2.875	7.000	26.0	283	6900
PdPJ0009	PJ-09	92	6918	90	160	7056	Packer RBP	6768 - 7048	3.500	7.000	26.0	138	
PdPJ0010	PJ-10	1083	6688	90	160	6753	Packer Hidraulico	6699 - 6712	3.500	7.000	26.0	65	
QUIM0001	QUI-01	1462	4927	70	146	5325	Cement Retainer	5188 - 5286	3.500	7.000	26.0	398	
QUIM0003	QUI-03	531	5563	70	146	6479	Packer EZ	5888 - 6206	3.500	7.000	29.0	916	
QUIM0004	QUI-04	971	4944	70	146	5290	Cement Retainer	5184 - 5220	3.500	7.000	26.0	346	
SCSC0001	SC-01	290	2471	70	150	2650	Plug Cement	2428 - 2482	3.500	7.000	23.0	179	2595
SCSC0001S	SC-01S	23	2640	70	150	2697	Empaque EZ	2493 - 2622	3.500	7.000	29.0	57	
SCSC0002	SC-02	460	2427	70	150	2540	Packer RBP	2183 - 2402	3.500	7.000	23.0	113	
SCSC0002W	SC-02W	170	3370	100	130	3490		2864 - 3480	2.875			120	
SCSC0003	SC-03	269	2658	90	170	2920	CFC	2490 - 2842	3.500	7.000	23.0	262	2882
SCSC0003S	SC-03SD	196	3174	70	150	3197	CFC	2172 - 2875	2.875	7.000	29.0	23	3246
SCSC0004S	SC-04SD	62	2949	70	118	3014	CFC	2687 - 2933	2.875	7.000	29.0	65	3002
SCSC0005	SC-05	631	2892	70	118	3155	CFC	2720 - 2868	3.500	7.000	23.0	263	
SCSC0005S	SC-05SD	172	4498	70	120	5043	CFC	3894 - 4405	3.500	7.000	29.0	545	
SCSC0006	SC-06	154	2756	90	120	2850		2620 - 2751	2.875	7.000	23.0	94	3480
SCSC0006S	SC-06SD	194	3430	70	150	3490	CFC	2799 - 3454	2.875	7.000	23.0	60	3128
SCSC0007A	SC-07A	13	2983	70	120	3130	Packer EZ	2836 - 2986	2.875	7.000	23.0	147	3418
SCSC0007S	SC-07SD	13	3385	70	150	3630	CFC	3028 - 3196	2.875	7.000	29.0	245	2898
SCSC0008S	SC-08SD	48	2743	70	150	2997	CFC	2632 - 2829	2.875	7.000	29.0	254	3478
SCSC0009	SC-09	52	2625	80	120	2952		2524 - 2871	2.875	7.000	23.0	327	
SCSC0009S	SC-09SD	205	3037	110	130	3517	Packer	3062 - 3276	3.500	7.000	29.0	480	
SCSC0010	SC-10	61	2468	70	150	2918	CFC	2298-2542	2.875	7.000	23.0	450	
SCSC0010S	SC-10S	198	3632	70	150	4377	CFC	3334 - 3572	3.500	7.000	29.0	745	4185
SCSC0011	SC-11	486	2559	100	130	2629	Cement plug	2512 - 2593	2.875	7.000	26.0	70	2622

Fuente: Los autores

**Tabla 1. Continuación**

NAME		ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH										DATOS TWM				
		PRUEBAS DE PRODUCCIÓN (WESSEMS)										DENSIDAD DE FLUIDOS				
UWI	WELL	BFPD	BSW	BOPD	SLA	GOR	Oil	Water	Gas	THP	CHP	SBHP	PBHP	Sumergencia Efectiva (ft)		
SCSC0011S	SC-11S	680	58	286	PCP	25	21.0	1.05	0.66	105	19		139	413		
SCSC0012	SC-12	18	9	17	BM	127	17.3	1.05	0.66	60	0	542	126	40		
SCSC0013H	SC-13H	291	97	9	BM	1418	18.0	1.05	0.78	65	43	478	341	518		
SCSC0014DST	SC-14D	238	77	55	PCP	126	17.0	1.05	0.69	170	46		481	1183		
SCSC0015D	SC-15D	45	32	31	PCP	264	17.0	1.05	0.73	70	52		57	295		
SCSC0016D	SC-16D	332	78	74	BM	68	17.2	1.05	0.82	50	48	1200	142	295		
SCSC0017S	SC-17ST	146	87	19	BM	163	18.0	1.05	0.68	50	250	300	565	1026		
SCSC0018D	SC-18D	49	95	3	BM	4250	19.0	1.05	0.65	40	18	950	68	51		
TELL0005	TL-05	1352	89	143	BES	840	19.5	1.07	0.84	130	30	1275	166	198		
TELL0006	TL-06	299	49	154	BM	114	20.0	1.05	0.55	130	38	725	252	194		
TELL0009	TL-09	1711	94	103	BES	963	19.5	1.07	0.74	140	66	900	847	1369		
TELL0010	TL-10	1487	94	91	BES	56	19.0	1.07	0.74			1490				
TELL0012	TL-12	3079	88	390	BES	22	19.5	1.07	0.74	300	5	1299	826	1963		
TELL0013	TL-13	2920	97	76	BES	857	19.5	1.07	0.94			1145				
TELL0015	TL-15	5016	93	347	BES		19.5	1.07	0.94			700				
TELL0018A	TL-18A	330	57	140	BM	129	19.7	1.07	0.74	80	22	700	614	1189		
TELL0019	TL-19	743	65	260	BES	32	19.5	1.07	0.79	75	6	700	316	596		
TELL0025	TL-25	349	69	108	BM	141	19.5	1.07	0.86	80	21		718	523		
TELL0033	TL-33	443	81	83	BM	42	19.5	1.07	0.83	70	20	1446	295	253		
TELL0034	TL-34	917	60	360	BES	100	20.0	1.05	0.90	60	4		462	1020		
TELL0035A	TL-35A	949	81	178	BES	41	19.5	1.07	0.71	110	22	1000	436	850		
TELL0036	TL-36	2420	96	95	BES		20.6	1.05	0.84	100	20	1562				
TELL0042	TL-42	785	82	140	BES	83	19.3	1.05	0.90	160	50	1100	467	707		
TELL0043	TL-43	2020	87	272	BES	408	18.3	1.05	0.90	100	30		764	1148		
TELL0044	TL-44	401	62	152	BM	100	19.0	1.05	0.86	95	18	700	323	304		
TELL0046	TL-46	5706	92	445	BES	329	20.1	1.05	0.84	80	170	500				
TELL0048	TL-48ST	405	58	171	BM	50	20.0	1.07	0.82	50	0	1000	159	245		
TELL0050	TL-50	2160	93	151	BES	661	19.5	1.07	0.69	100	25	800	442	492		
TELL0051	TL-51	4912	94	295	BES	541	20.4	1.05	0.90	90	17	900				
TELL0052	TL-52	116	83	20	BM	46	19.5	1.07	0.82	135	37	1000	160	17		
TELL0054ST2	TL-54ST2	2065	88	258	BES	530	20.4	1.07	0.74	90	56	1000				
TELL0055ST	TL-55ST	15	2	15	BM	83	20.2	1.07	0.86	30	20	1000	113	62		
TELL0056	TL-56	5299	90	523	BES	201	18.1	1.05	0.90	180	46	900	300	482		
TELL0057	TL-57	5467	86	745	BES	123	18.2	1.05	0.90	210	50	900	446	752		
TELL0059ST	TL-59ST	3492	88	405	BES	109	15.0	1.05	0.90	100	30	900				
TELL0062	TL-62	506	81	97	BM	130	19.5	1.07	0.81	200	50	900	413	644		
TELL0065	TL-65	132	2	129	BM	430	19.5	1.07	0.74	90	3		6	393		
TMPLO001	TMPLO-01	459	90	45	BES	1481	40.0	1.05	0.87	240	150	4545	562	717		
	TMPLO-N1	1091	4	1048	BES		40.0	1.05	1.03	190	30		2038	5512		
TNTN0002	TN-02	226	7	209	BM	496	36.2	1.05	0.95	76	76	3450	671	1258		

Fuente: Los autores

**Tabla 1. Continuación**

NAME		DATOS TWM						ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH						OPENWELLS - LOWIS	
UWI	WELL	PIP (psi)	PID (ft)	THT (°F)	BHT (°F)	TD Plug Back (ft)	Comentario TD Plug Back	Perforados	Tubing	Casing (in)	lb/ft	Profundidad Disponible de Asentamiento (ft)	Tope Arena		
SCSC0011S	SC-11S	177	3044	90	180	3418	CFC	2823 - 3292	3.500	7.000	29.0	374	3412		
SCSC00012	SC-12	84	2752	100	140	2760	Packer	Sin Reporte Perforations	2.875	9.625	47.0	8			
SCSC0013H	SC-13H	251	2416	70	150	2690	Restricción	Sin Reporte Perforations	2.875	7.000	29.0	274	3649		
SCSC0014DST	SC-14D	519	3095	90	180	3284	FCF	2646 - 3224	2.875	7.000	29.0	189			
SCSC0015D	SC-15D	70	3983	90	180	4128		3669 - 4024	2.875	7.000		145			
SCSC0016D	SC-16D	168	3850	70	150	3904	FCF	3525 - 3833	2.875	7.000	29.0	54	3903		
SCSC0017S	SC-17ST	657	3989	70	150	4203	FCF	2728 - 4080	2.875	7.000	29.0	214	4192		
SCSC0018D	SC-18D	70	3058	80	145	3275		2990 - 3116	2.875	7.000	23.0	217			
TELL00005	TL-05	115	7262	80	165	7513	Empaque EZ	7457 - 7498	3.500	5.500	17.0	251	7497		
TELL00006	TL-06	124	7814	90	180	8657	CFC	8029-8480	3.500	7.000	26.0	843	8225		
TELL00009	TL-09	605	7265	80	165	8290	CFC	7800 - 8041	3.500	7.000	26.0	1025	8007		
TELL00010	TL-10		7396	80	165	7920	Packer EZ	7474 - 7496	3.500	7.000	26.0	524	7828		
TELL00012	TL-12		7793	120	165	8496	Cement plug	8210 - 8370	3.500	7.000	26.0	703	8465		
TELL00013	TL-13	769	7986	90	165	8502		8090 - 8370	3.500	7.000	26.0	516			
TELL00015	TL-15		6746	80	150	8000	Packer EZ	7842 - 7988	3.500	7.000	29.0	1254	7934		
TELL0018A	TL-18A	487	7549	80	165	8079		7638 - 8050	3.500	7.000	26.0	530			
TELL00019	TL-19	241	7951	80	165	8582		8130 - 8428	3.500	7.000	26.0	631			
TELL00025	TL-25	231	7023	80	165	8787	CFC	7941 - 8651	2.875	7.000	26.0	1764			
TELL00033	TL-33	125	7471	80	165	7858	Pescado	7663 - 8247	3.500	7.000	26.0	387	7839		
TELL00034	TL-34	404	7605	80	165	8150	CFC	7698 - 7926	3.500	7.000	26.0	545	8016		
TELL00035A	TL-35A	357	8216	80	165	9053	CFC	8338 - 8681	3.500	7.000	29.0	837	8709		
TELL00036	TL-36		7789	80	170	8403	CFC	7852 - 8325	3.500	7.000	26.0	614	8210		
TELL00042	TL-42	363	7836	80	165	7895	CFC	7910 - 7950	3.500	7.000	26.0	59	8102		
TELL00043	TL-43	500	7350	100	180	7340	Pescado	7812 - 8048	3.500	5.000	18.0	-10			
TELL00044	TL-44	143	7701	80	165	8052	CFC	8104 - 8384	3.500	5.000	18.0	351	8438		
TELL00046	TL-46		7122	80	170	8305	CFC	7573 - 8714	3.500	7.000	26.0	1183	9077		
TELL00048	TL-48ST	97	8290	80	165	9194		8382 - 8604	3.500	7.000	29.0	904			
TELL00050	TL-50	221	7314	80	165	7518	Pescado	7470 - 8445	3.500	7.000	26.0	204	8363		
TELL00051	TL-51		8265	80	165	672	Packer RBP	8612 - 9040	3.500	9.625	43.5	-7593	8701		
TELL00052	TL-52	57	8435	80	165	8499	Colapso	8800 - 9280	3.500	7.000	29.0	64			
TELL0054ST2	TL-54ST2		7768	80	165	8065		7950 - 8050	3.500	5.000	18.0	297			
TELL0055ST	TL-55ST	52	7796	80	165	8083		7923 - 8010	3.500	7.000	26.0	287			
TELL00056	TL-56	243	9045	80	165	9883	CFC	9378 - 9782	3.500	7.000	29.0	838			
TELL00057	TL-57	375	8290	80	165	10010	CFC	8766 - 9150	3.500	7.000	26.0	1720	9124		
TELL0059ST	TL-59ST		7851	80	165	9244		8637 - 8922	3.500	9.625	43.5	1393			
TELL00062	TL-62	314	7928	80	165	8180	Packer	8050 - 8160	3.500	9.625	47.0	252	8162		
TELL00065	TL-65	159	8603	80	165	8549	CFC	8710 - 8792	3.500	7.000	29.0	-54	8970		
TMP/L0001	TMP/L-01	426	9456	90	150	9876	Empaque chatarra	8530 - 9723	3.500	9.625	47.0	420	9876		
TN/TN0002	TN-02	515	10552	90	220	11668	Pescado	11466 - 11494	3.500	7.000	32.0	1417			

Fuente: Los autores

**Tabla 1. Continuación**

NAME		ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH														
WELL		PRUEBAS DE PRODUCCIÓN (WESSEMS)						DENSIDAD DE FLUIDOS					DATOS TWM			
UWI	WELL	BFPD	BSW	BOPD	SLA	GOR	Oil	Water	Gas	THP	CHP	SBHP	PBHP	Sumergencia Efectiva (ft)		
TNTN0003	TN-03	261	28	189	BES	5417	35.6	1.01	0.92	96	96	3100	987	2263		
TNTN0005	TN-05	686	34	456	BES	2188	33.5	1.05	0.84	140	21	2544	915	1669		
TNTN0007	TN-07	1670	74	437	BES	2754	40.0	1.05	0.77	75	196	3100	1234	1721		
TNTN0008	TN-08	143	40	86	BM	792	35.6	1.01	0.92	96	96	3100	603	431		
TNTN0010	TN-10	490	97	15	BES	1372	36.0	1.01	0.84	100	30	2180				
TNTN0011	TN-11	190	15	161	BM		36.0	1.05	0.84	200	146	5250	2917	6785		
TNTN0012	TN-12	93	6	87	BM	297	40.0	1.05	0.84	140	21		1692	306		
TOLD0001	TOL-01	5269	93	379	BES	258	19.0	1.05	0.55	90	38		297	444		
TOLD0004	TOL-04	386	83	66	BES	73	31.0	1.05	0.55	110	1		391	697		
TOLD0007	TOL-07	235	99	3	BM	200	20.5	1.05	0.55	90	0	995	539	1793		
TOLD0008	TOL-08	2921	93	215	BES	252	21.0	1.05	0.55	110	19		601	1000		
TOLD0011	TOL-11	373	68	120	BM	319	21.0	1.05	0.55	80						
TTOY0001	TOY-01	20	10	18	BM	68	19.0	1.05	0.85	6	1	300	0	9		
TTOY0002	TOY-02	551	75	140	PCP	1223	17.0	1.05	0.75	50	81	281	125	138		
TXTX0001	TX-01	610	58	255	BES	1411	30.0	1.05	0.85	110	191	4598	961	1126		
TXTX0002	TX-02	449	3	437	NF											

Fuente: los autores

**Tabla 1. Continuación**

NAME		ESTADO OPERATIVO DE LOS POZOS DE LA SOH											
		DATOS TWM					OPENWELLS - LOWIS						
UWI	WELL	PIP (psi)	PID (ft)	THT (°F)	BHT (°F)	TD Plug Back (ft)	Comentario TD Plug Back	Perforados	Tubing	Casing (in)	lb/ft	Profundidad Disponible de Asentamiento (ft)	Tope Arena
TNTN0003	TN-03	950	11322	70	150	12429		11974-12065	3.500	7.000	32.0	1107	12143
TNTN0005	TN-05	777	11401	90	220	11920	CFC	11989 - 12074	3.500	5.000	18.0	519	
TNTN0007	TN-07	773	9661	70	150	12440		12224 - 12336	3.500	5.000	18.0	2779	12418
TNTN0008	TN-08	273	10510	80	231	12264	Empaque EZ	12194 - 12273	3.500	7.000	29.0	1754	
TNTN0010	TN-10	10549	10549	70	231	12214	CFC	12225 - 12365	3.500	5.000	18.0	1665	12450
TNTN0011	TN-11	2235	10535	70	160	11888	Restricción	11900 - 12622	3.500	7.000	29.0	1353	12697
TNTN0012	TN-12	352	8708	70	200	12236	CFC Liner	11985 - 12076	3.500	5.000	18.0	3528	12176
TOLD0001	TOL-01	216	5137	70	146	5886	CFC	5360 - 5726	3.5	7.000	23.0	749	
TOLD0004	TOL-04	272	5693	70	146	6590		5860 - 6170	3.5	7.000	26.0	897	
TOLD0007	TOL-07	600	6330	70	146	6590	CFC	5724 - 6440	3.5	7.000	26.0	260	6552
TOLD0008	TOL-08	409	5216	70	146	6195	Cement Retainer	6012 - 6154	3.5	7.000	26.0	979	6192
TOLD0011	TOL-11	6471	6471	70	146	6899	CFC	6012 - 6064	3.5	5.500	18.0	428	
TTOY0001	TOY-01	4	914	90	140	1050		830 - 922	2.9	7.000	23.0	136	
TTOY0002	TOY-02	136	905	110	130	1000	Packer	819 - 934	3.5	9.625	43.5	95	
TXTX0001	TX-01	642	10299	70	150	12266		12089 - 12155	3.5	7.000	29.0	1967	
TXTX0002	TX-02												

Fuente: los autores

# **ANEXO B**

## **Estado mecánico de los pozos a optimizar**











# **ANEXO C**

## **Procedimiento de diseño para BM por RODSTAR**

## Datos del pozo

Es el primer paso que se hace al diseñar un pozo, aquí se ingresan los datos correspondientes a: compañía, nombre del pozo, profundidad de la bomba, presión del tubing y del casing, corte de agua, gravedad específica del gas, gravedad API del aceite, entre otros parámetros que se pueden apreciar en la figura 6.

Figura 6. Datos del pozo

The screenshot shows a software window titled 'Well Information'. It contains several input fields and checkboxes for well data. The fields are organized into two main columns. The left column includes 'Company name', 'Well name', 'User name', and 'Comment'. The right column includes 'Date', 'Pump depth (ft)', 'Pump time (hr/day)', 'Stuffing box friction (lb)', 'Pulsated submergence', 'Tubing pressure (psi)', 'Casing pressure (psi)', 'Water cut (%)', 'Water specific gravity', 'Oil gravity (API)', and 'Fluid specific gravity'. There are also checkboxes for 'Pump condition' and 'Calculate pump condition and fillage'. The 'Pump condition' section has radio buttons for 'Full pump', 'Partial pump', 'Casing interference', and 'Calculate pump condition and fillage'. The 'Pump efficiency (%)' field is set to 85, and the 'Pump fillage (%)' field is empty. The 'Calculate' checkbox for fluid specific gravity is checked.

Field	Value
Company name	ECOPETROL S.A.
Well name	OT 75
User name	PARTCO SERVICES
Comment	Desemission
Date	Monday, 27 de Abril de 2011
Pump depth (ft)	4574
Pump time (hr/day)	24
Stuffing box friction (lb)	100
Pulsated submergence	1.40'
Tubing pressure (psi)	193
Casing pressure (psi)	47
Water cut (%)	86
Water specific gravity	1
Oil gravity (API)	18
Fluid specific gravity	Calculate
Pump condition	Full pump
Pump efficiency (%)	85
Pump fillage (%)	

Fuente: los autores

## Tasa de Producción

Para eliminar el efecto de la Sumergencia sobre la producción, esta se hace igual a cero y se indica que el nivel de fluido coincide con la entrada de la bomba. También se ingresa la producción deseada que para nuestro caso es la producción máxima ideal.

**Figura 7. Tasa de Producción**

**Production Information**

Enter fluid level      Fluid level (ft from surface): 2636

Enter pump intake pressure

Calculate pump intake pressure from target production and IPR data

---

Enter pumping speed      Target production (BFPD): 608

Enter target production

Calculate production from inflow performance data

IPR Data

Fuente: los autores

### Diámetro de Tubería y Bomba

Se ingresa el diámetro de la tubería actual del pozo, se selecciona el tipo y diámetro de la bomba, se especifica que la tubería está anclada, y se tienen en cuenta los coeficientes de fricción para una mejor precisión de los resultados.

**Figura 8. Diámetro de Tubería y bomba**

**Pump And Tubing Information**

Tubing size (in): 3 1/2      O.D. (in): 3.5       Tubing anchored      Tubing anchor depth (ft): 4000

I.D. (in): 2.992

Pump type:  Insert pump

Tubing pump

Large bore pump

Calculate plunger size

Plunger size: 2.25 (in)

Upstroke rod-fluid damping coefficient: 0.1

Downstroke rod-fluid damping coefficient: 0.1

Pump friction (lbs): 200

Include buoyancy effects

Include fluid inertia effects

Fluid compressibility index:

Fuente: los autores

## Diámetro y longitud de Varilla

Se selecciona el tipo, diámetro y longitud de la varilla que se utilizará. Se especifica el factor de servicio de la varilla.

Figura 9. Diámetro y longitud de las varillas

	Rod Grade	Rod Size (in)	Actual diam. (in)	Length (ft)	Unit Cost
1	Pvc Rod 970 Alloy	7/8	0.875	4594	0.2

Rod String Length (ft) 4594 Pump Depth (ft) 4594 \* Friction Cost from entry of rod case with Downhole Pump

Other rod string information

Additional rod costs (\$):  Steel rod service factor:

Cost description:

Fuente: los autores

## Información de desviación

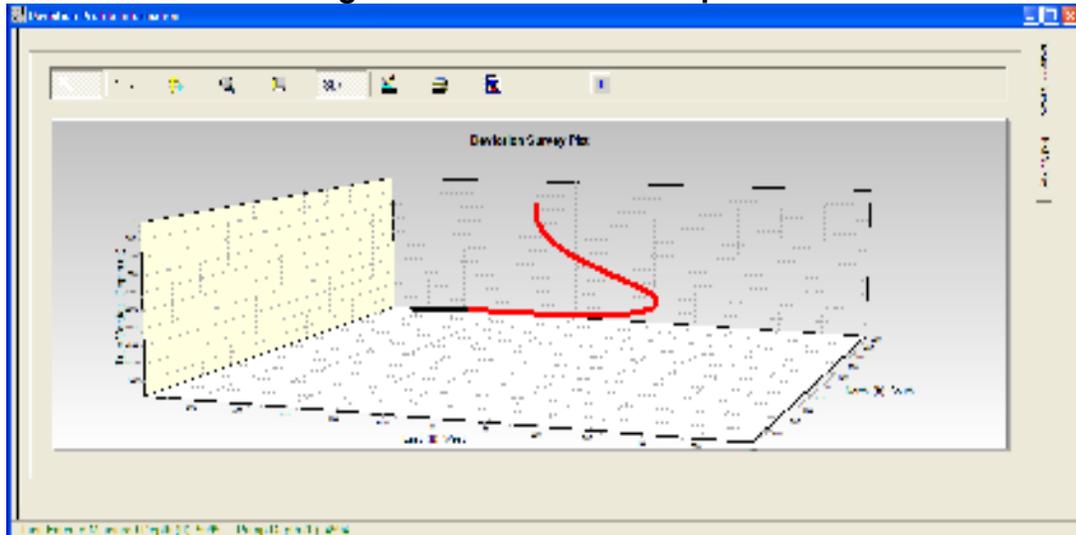
Se carga el survey (profundidad medida, azimut, inclinación) el cual indica como es la geometría del pozo, se especifican datos de desviación y dog-legs, y las profundidades correspondientes. Y de esta manera se evalúan las cargas de contacto sobre la varilla, y se indica la zona de asentamiento de la bomba.

**Figura 10. Survey del pozo**

No.	Elevación (m)	Distancia (m)	Azimut (°)	Ángulo (°)	Longitud (m)	Latitud (m)	Elevación (m)
1	3	3	3	3	3	3	3
2	340	3.0	42.75	3.00	340	3.55	3.85
3	347	7.75	73.75	7.75	347.24	3.71	7.47
4	357	2.75	62.75	3.75	357.41	3.86	4.81
5	327	2.01	60.10	3.71	327.60	4.75	7.75
6	324	7.75	73.75	7.75	327.24	4.34	7.34
7	346	6.10	6.44	3.47	346.9	4.85	12.47
8	305	2.01	23.50	3.00	305.61	4.82	10.85
9	303	2.75	21.75	3.75	303.24	5.71	14.75
10	311	6.24	19.24	6.24	311.24	6.24	24.24
11	310	3.75	15.00	3.00	310.9	6.67	21.00
12	307	4.34	16.27	3.75	307.24	7.4	17.4
13	305	3	15.75	3	305.24	8.34	16.34
14	300	3.5	16.75	3.0	300.21	9.37	13.25
15	303	4.75	16.24	3.75	303.24	10.34	17.34
16	304	3.0	15.75	3.0	304.21	11.34	16.34

Fuente: los autores

**Figura 11. Desviación del pozo**

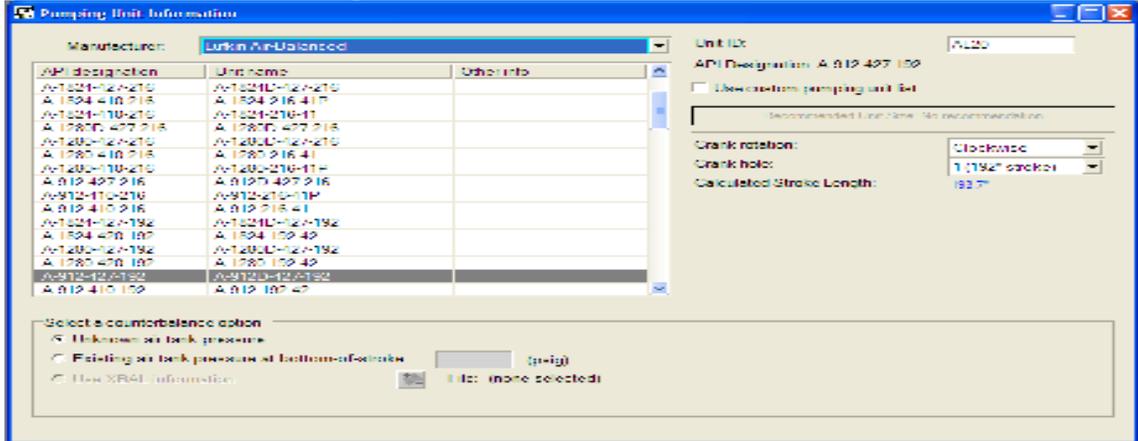


Fuente: los autores

### Selección de la Unidad

Se selecciona la unidad que cumpla los requerimientos y trabaje dentro de los rangos establecidos procurando evitar sobreesfuerzos, se debe asegurar de colocar la dirección de rotación con las manecillas del reloj y dejarla siempre en el máximo recorrido.

**Figura 12. Selección de la Unidad**

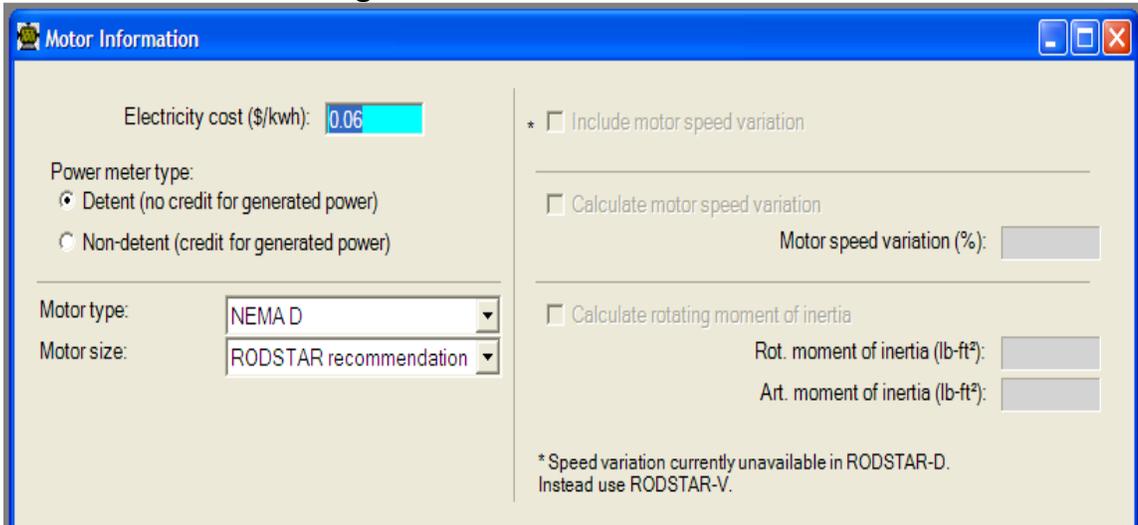


Fuente: los autores

### Información del Motor

Se especifica el tipo de motor a utilizar y se deja el tamaño recomendado por el software.

**Figura 13. Información del Motor**



Fuente: los autores

### Generación de Reporte

Posteriormente al ingresar los datos mencionados, se corre la simulación y se genera el reporte respectivo donde indica las condiciones operativas finales a las que va a trabajar el pozo

## Figura 14. Reporte final

RODSTAR-D 3.3.1									
Company: ECOPEPETROL S.A		© Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com)		Page 1 of 10					
Well: DT-78		PARKO SERVICES S.A		User: PARKO SERVICES					
Disk file: DT-78(Diseño 1).rsdx		www.parko.com.co		Date: Miércoles, 27 de Abril de 2011					
Comment: Optimización									
INPUT DATA			CALCULATED RESULTS						
Target prod. (bfpd):	1088	Fluid level (ft from surface):	2636	Production rate (bfpd):	1088	Peak pol. rod load (lbs):	23266		
Run time (hrs/day):	24.0	(ft over pump):	1958	Oil production (BOPD):	152	Min. pol. rod load (lbs):	4260		
Tubing pres. (psi):	120	Stuf.box fr. (lbs):	100	Strokes per minute:	7.49	MPRL/PPRL	0.183		
Casing pres. (psi):	47	Pol. Rod Diam: 1.5"		System eff. (Motor->Pump):	38%	Unit struct. loading:	54%		
<b>Fluid properties</b>		<b>Motor &amp; power meter</b>		Permissible load HP:	115.5	PRHP / PLHP	0.40		
Water cut:	86%	Power Meter Detent		Fluid load on pump (lbs):	6237	Buoyant rod weight (lbs):	7776		
Water sp. gravity:	1	Electr. cost: \$0.06/KWH		Fluid level TVD (ft from surface):	2614	N/No: .13 , Fo/SKr: .114			
Oil API gravity:	19.0	Type: NEMA D		Polished rod HP:	46.6				
Fluid sp. gravity:	0.9916			Required prime mover size (speed var. not included)	<b>BALANCED</b> (Min Torq)				
Compress. index:	3.0			NEMA D motor:	100 HP				
<b>Pumping Unit: Lufkin Air-Balanced (A-1280D-427-192*)</b>				Single/double cyl. engine:	75 HP				
API size: A-1280-427-192 (unit ID: AL18)				Multicylinder engine:	100 HP				
Crank hole number	#1 (out of 3)			<b>Torque analysis and electricity consumption</b>	<b>BALANCED</b> (Min Torq)				
Calculated stroke length (in):	193.6			Peak g'box torq. (M in-lbs):	839				
Crank Rotation with well to right:	CW			Gearbox loading:	66%				
Air tank pressure at bottom-of-stroke (psig):	Unknown			Cyclic load factor:	1.3				
				Max. air tank pres. (psig):	269				
<b>Tubing and pump information</b>				Daily electr. use (KWH/day):	1052				
Tubing O.D. (ins)	3.500	Upstr. rod-fl. damp. coeff:	0.100	Monthly electric bill:	\$1924				
Tubing I.D. (ins):	2.992	Dnstr. rod-fl. damp. coeff:	0.100	Electr. cost per bbl. fluid:	\$0.058				
Pump depth (ft):	4594	Tub. anch. depth (ft):	4000	Electr. cost per bbl. oil:	\$0.414				
Pump condition:	Full			<b>Tubing, pump and plunger calculations</b>					
Pump type: Tubing		Pump vol. efficiency:	85%	Tubing stretch (ins):	6				
Plunger size (ins)	2.75	Pump friction (lbs):	200.0	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	3.2				
				Gross pump stroke (ins):	194.4				
				Pump spacing (in. from bottom):	13.8				
				Minimum pump length (ft):	24.0				
				Recommended plunger length (ft):	3.0				
<b>Rod string design (rod tapers calculated)</b>				<b>Rod string stress analysis (service factor: 0.85)</b>					
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
0.875	Tenaris UHS-NR	2344	140000	0.2	83%	38372	7186	2399	API MG T/2.8
0.75	Tenaris UHS-NR	2250	140000	0.2	83%	36341	2867	-1858	API MG T/2.8

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.

Fuente: los autores

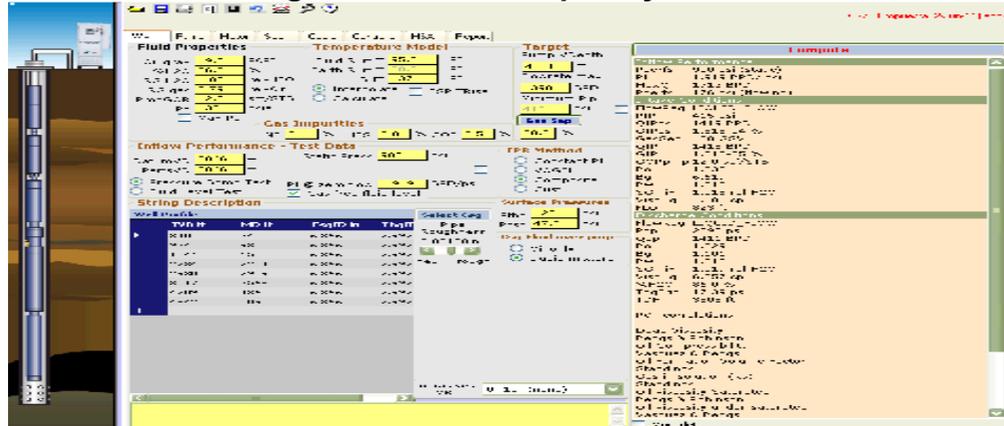
# **ANEXO D**

## **Procedimiento de diseño para BES por AutographPC**

## Datos de pozo y fluido.

Se ingresa la información básica del pozo, fluido y características de flujo.

Figura 15. Datos de pozo y fluido

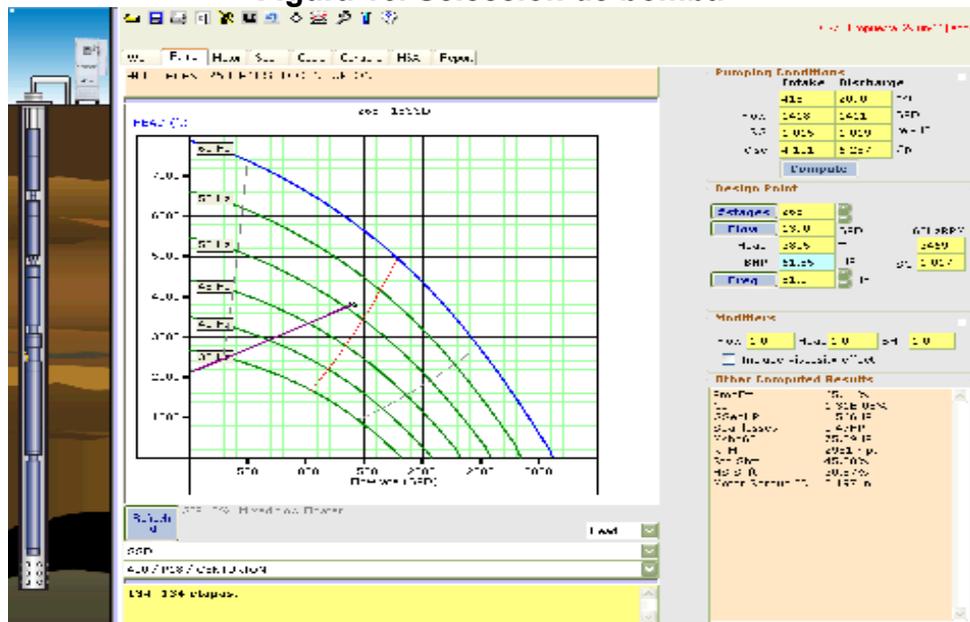


Fuente: los autores

## Selección de la bomba

Con base en la cabeza a levantar y el caudal deseado se hace la selección de la bomba, el número de etapas y la frecuencia requeridas.

Figura 16. Selección de bomba

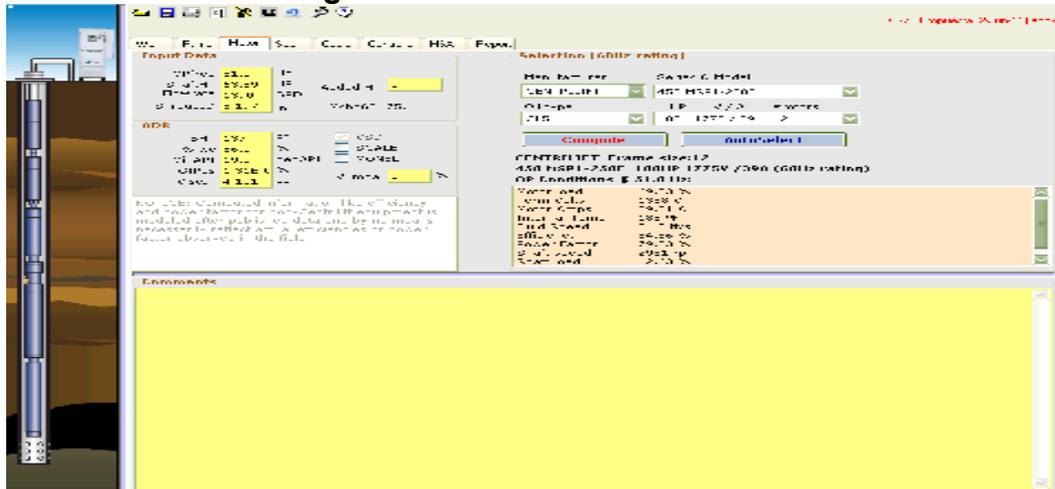


Fuente: los autores

## Información del motor

Se especifica el tipo de motor a utilizar y el software por defecto calcula los demás parámetros operativos necesarios.

Figura 17. Selección del motor

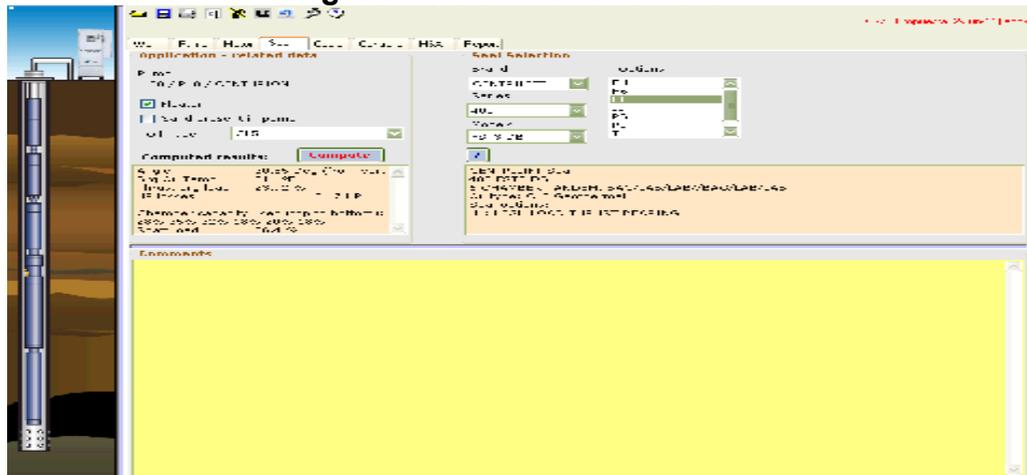


Fuente: los autores

## Selección de los sellos

La selección de los sellos se hace de acuerdo a la desviación del pozo, si es laberinto o bolsa.

Figura 18. Selección de sellos

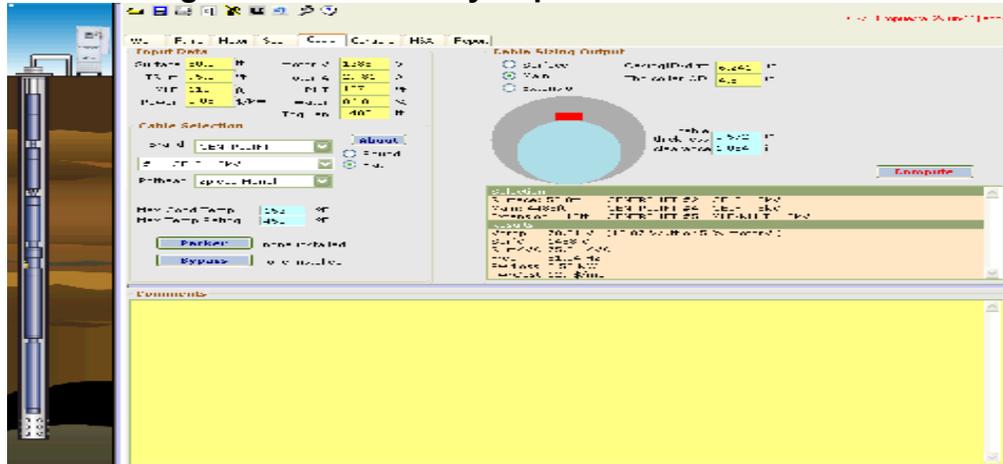


Fuente: los autores

## Especificaciones del cable

El cable se selecciona partiendo del drift, voltaje y corriente requeridas por el motor y temperatura. Aquí se selecciona el cable de superficie, el principal y el MLE (cable de extensión) con sus respectivas longitudes.

Figura 19. Selección y Especificación del cable

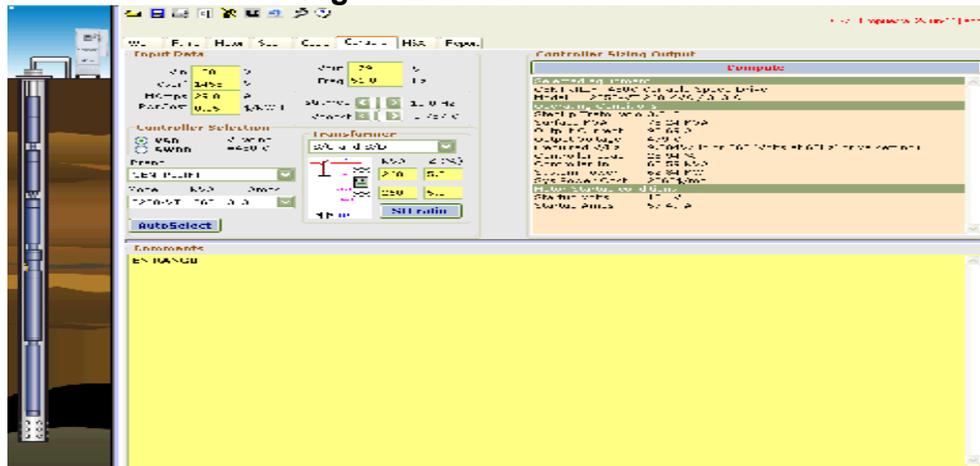


Fuente: los autores

## Selección del controlador

Se ingresan los datos eléctricos con que se va a operar y se indica si se desea la velocidad variable.

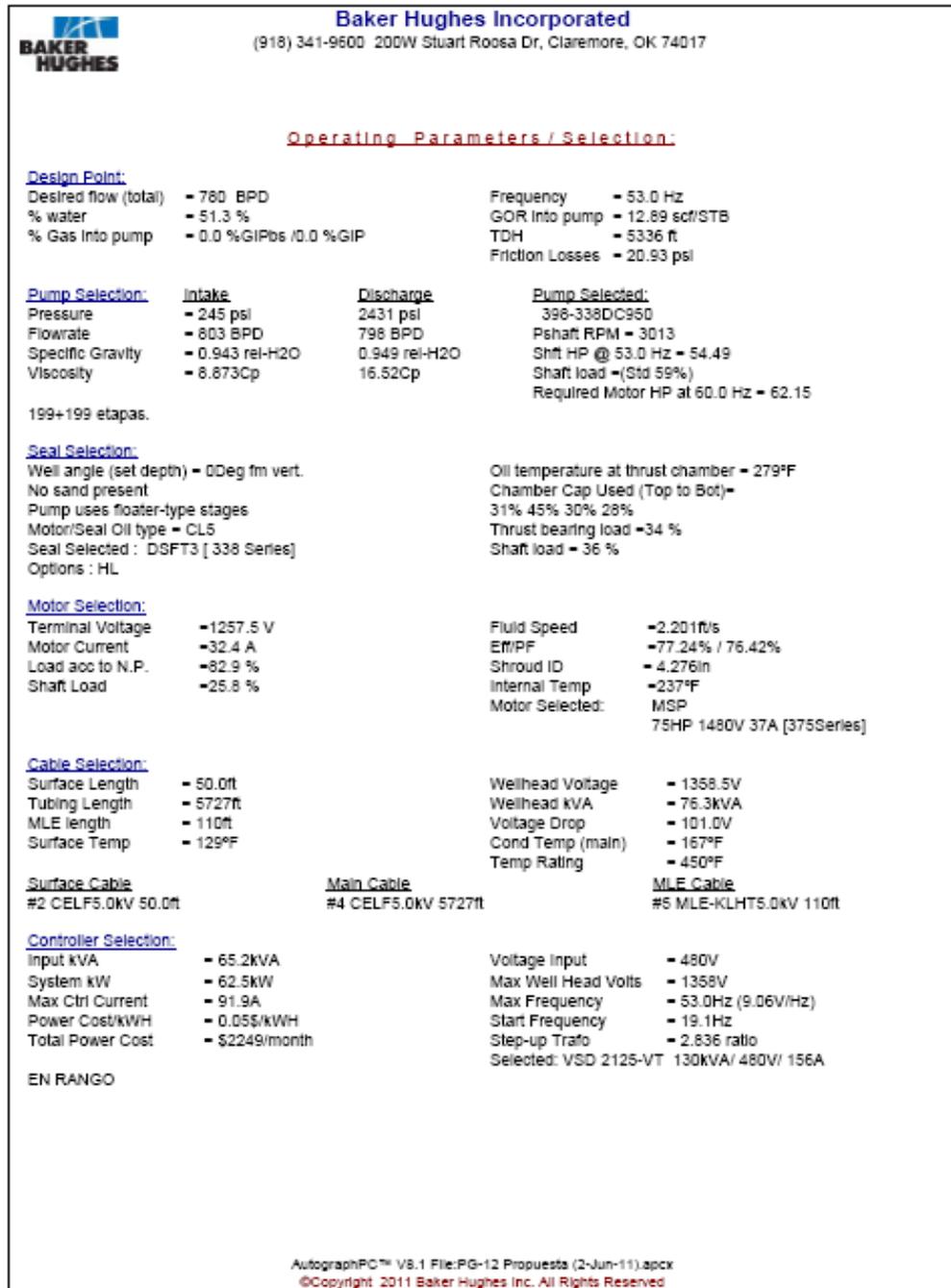
Figura 20. Selección del controlador



Fuente: los autores

## Generación de reporte

Figura 21. Reporte operativo final "AutographPC"



Fuente:

los autores

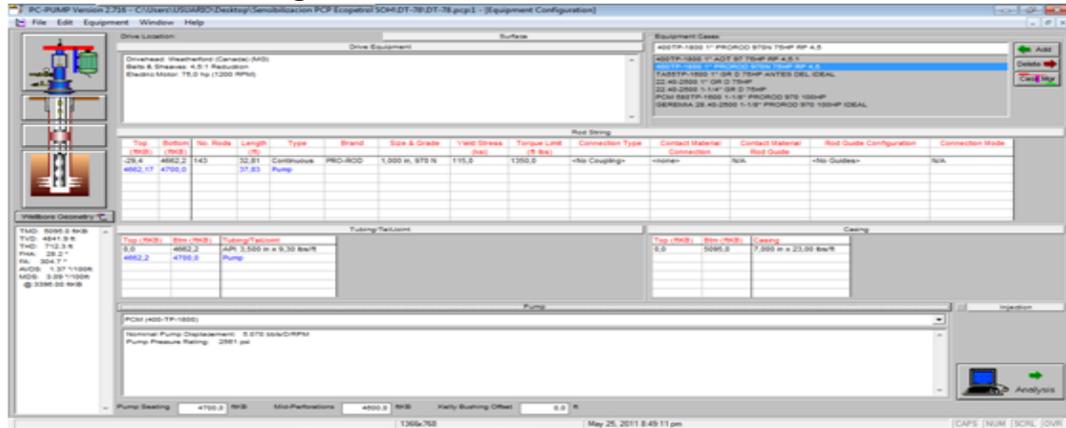
# **ANEXO E**

## **Procedimiento de diseño para BCP por C-Fer**

## Información inicial

Es el plano inicial del programa, muestra cada uno de los parámetros operativos necesarios para realizar el diseño. En la parte inferior se especifica la profundidad del punto medio de perforados y el posible asentamiento de la bomba.

Figura 22. Información inicial C-Fer



Fuente: los autores

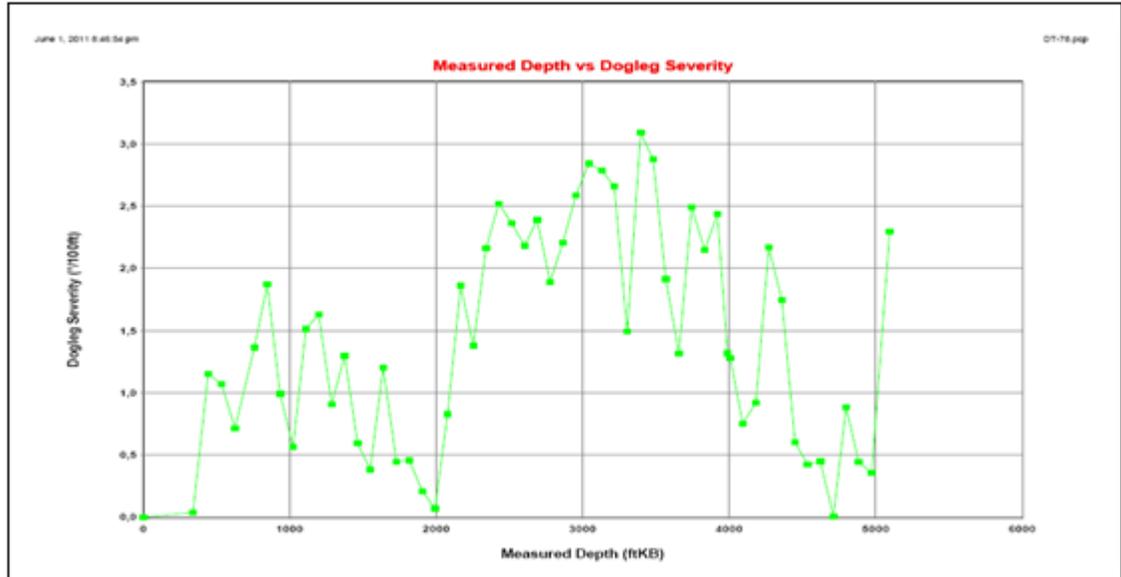
## Información de desviación (survey)

Se carga el survey del pozo donde se especifican datos de desviación y doglegs. En base a esta información se obtienen los siguientes gráficos los cuales brindan una guía para hacer un correcto asentamiento de la bomba y cargas de contacto en las varillas.

Figura 23. Survey del pozo

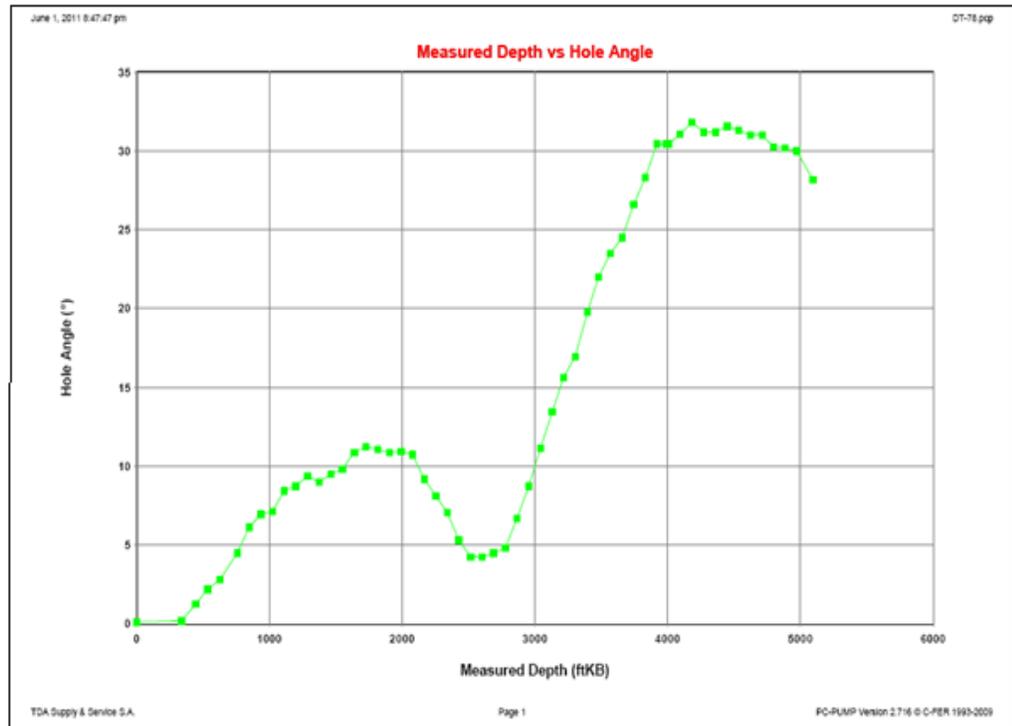
Fuente: los autores

**Figura 24. Profundidad Vs severidad Dogleg**



Fuente: los autores

**Figura 25. Profundidad vs ángulo del pozo**

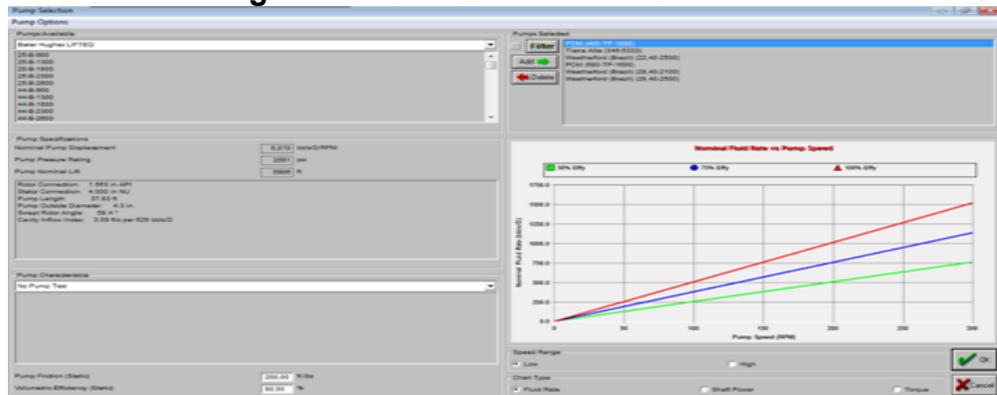


Fuente: los autores

## Selección de la bomba

Dependiendo de las bombas disponibles, se selecciona la adecuada para la rata deseada y se determina la velocidad a la que se va a operar.

Figura 26. Selección de bomba

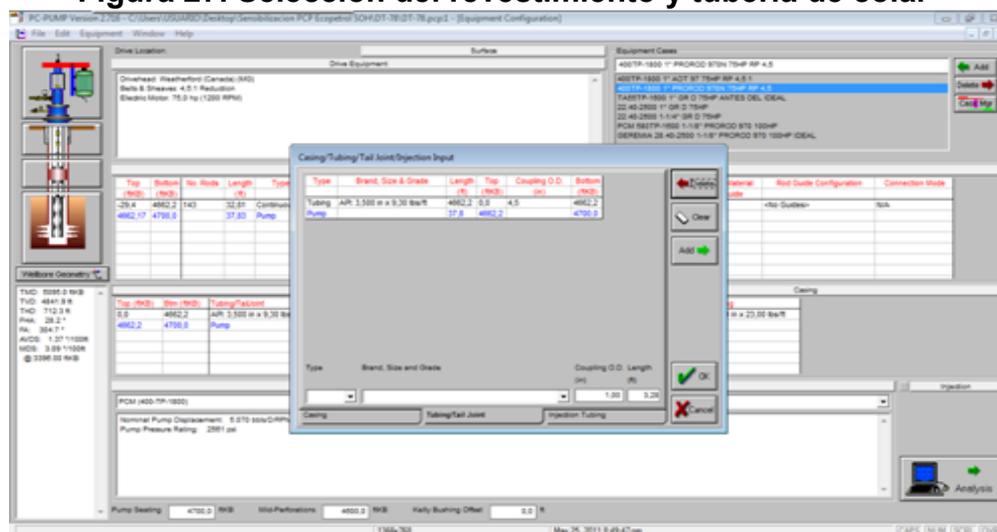


Fuente: los autores

## Selección del revestimiento y tubería de cola

Especifican los diámetros, grados, pesos y longitudes de cada uno.

Figura 27. Selección del revestimiento y tubería de cola.

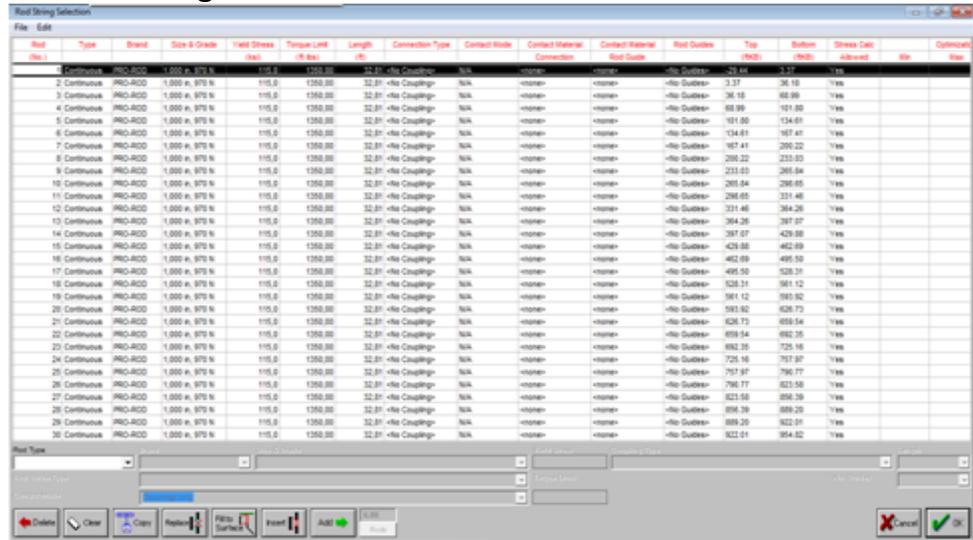


Fuente: los autores

## Selección de la sarta de varillas

Después de haber especificado las condiciones operativas, el software muestra la sarta de varillas adecuada.

Figura 28. Selección de la sarta de varillas



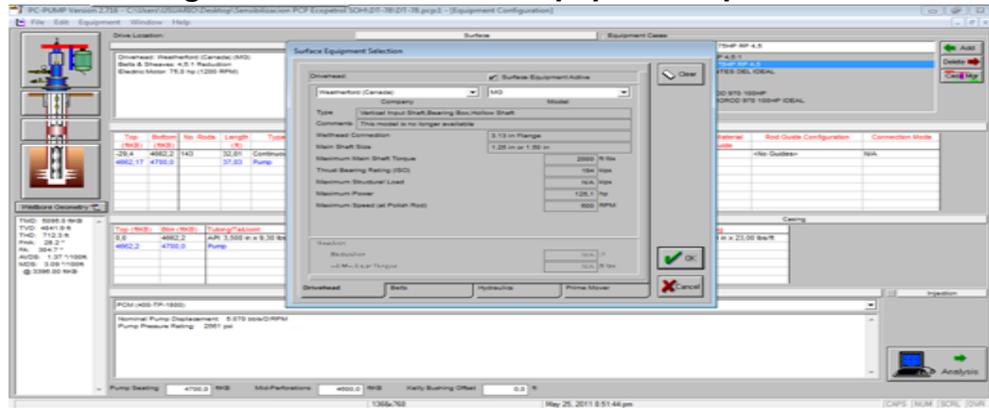
Row	Type	Brand	Size & Grade	Yield Stress	Torque Limit	Length	Connection Type	Contact Mode	Contact Material	Contact Material	Rod Guides	Trap	Bottom	Stress Calc	Optimize
1	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	3.27	36.18	Yes
2	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	36.18	68.99	Yes
3	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	68.99	101.00	Yes
4	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	101.00	134.61	Yes
5	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	134.61	167.41	Yes
6	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	167.41	200.22	Yes
7	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	200.22	233.03	Yes
8	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	233.03	265.84	Yes
9	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	265.84	298.65	Yes
10	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	298.65	331.46	Yes
11	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	331.46	364.26	Yes
12	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	364.26	397.07	Yes
13	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	397.07	429.88	Yes
14	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	429.88	462.69	Yes
15	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	462.69	495.50	Yes
16	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	495.50	528.31	Yes
17	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	528.31	561.12	Yes
18	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	561.12	593.92	Yes
19	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	593.92	626.73	Yes
20	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	626.73	659.54	Yes
21	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	659.54	692.35	Yes
22	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	692.35	725.16	Yes
23	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	725.16	757.97	Yes
24	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	757.97	790.77	Yes
25	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	790.77	823.58	Yes
26	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	823.58	856.39	Yes
27	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	856.39	889.20	Yes
28	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	889.20	922.01	Yes
29	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	922.01	954.82	Yes
30	Continuous	PRD-RCD	1.500 n. 975 N	115.0	1350.00	32.01	n/a Coupling	N/A	n/a	n/a	n/a	n/a	954.82		Yes

Fuente: los autores

## Equipo de superficie

Se selecciona el tipo de cabezal, las correas, poleas y el motor.

Figura 29. Selección del equipo de superficie

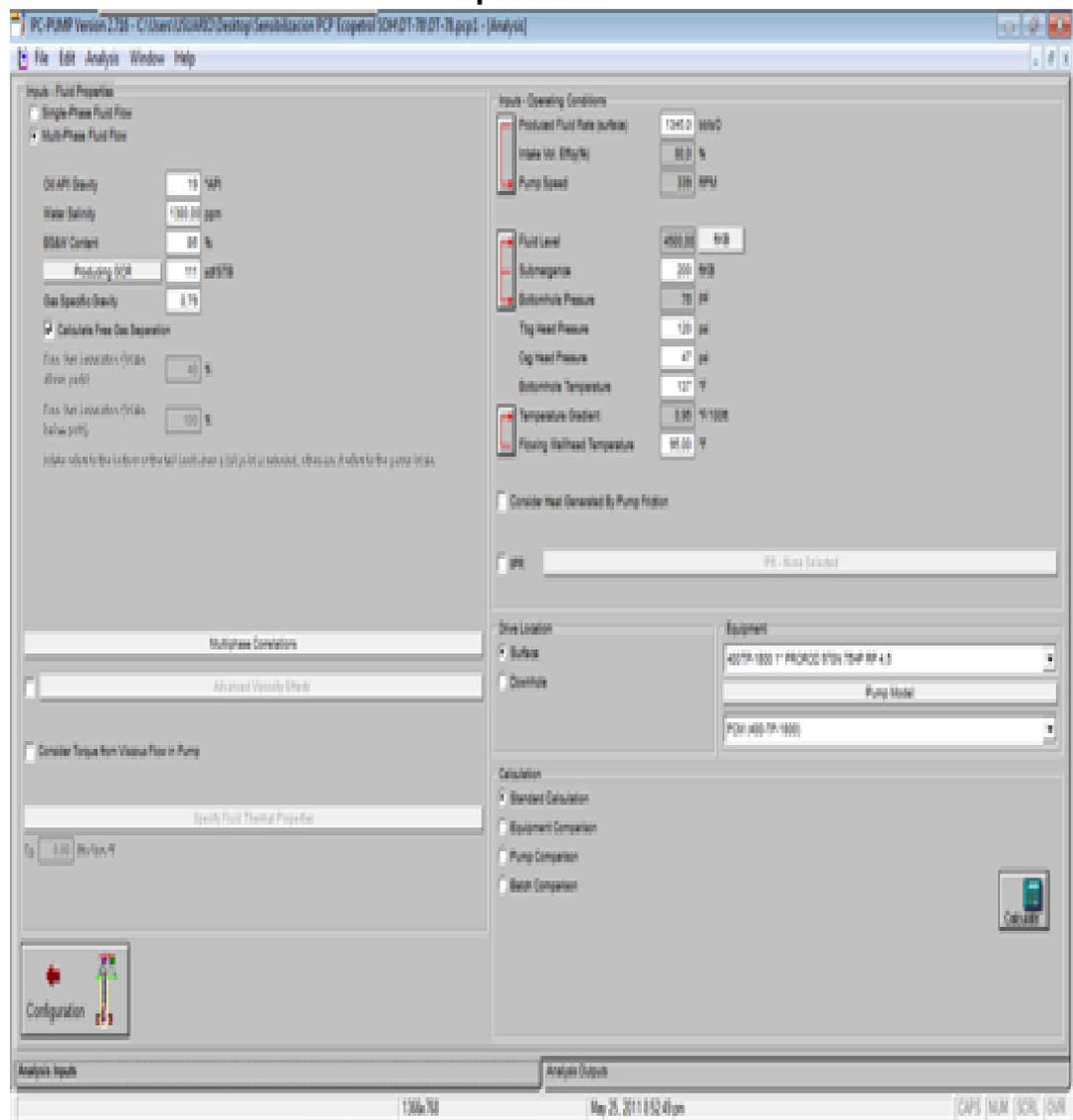


Fuente: los autores

## Propiedades de los fluidos y condiciones operativas

Aquí se especifica todo lo relacionado con las propiedades de los fluidos, como gravedad específica, corte de agua, salinidad, y en la entrada de las condiciones operativas va todo lo relacionado con la sumergencia, rata de fluido en superficie, THP (Tubing Head Pressure), CHP (Casing Head Pressure)

**Figura 30. Propiedades de los fluidos y entrada de las condiciones operativas**



Fuente: los autores

## Generación de reporte

En el reporte generado por el software se especifican las condiciones operativas finales como va a operar el pozo.

Figura 31. Reporte final

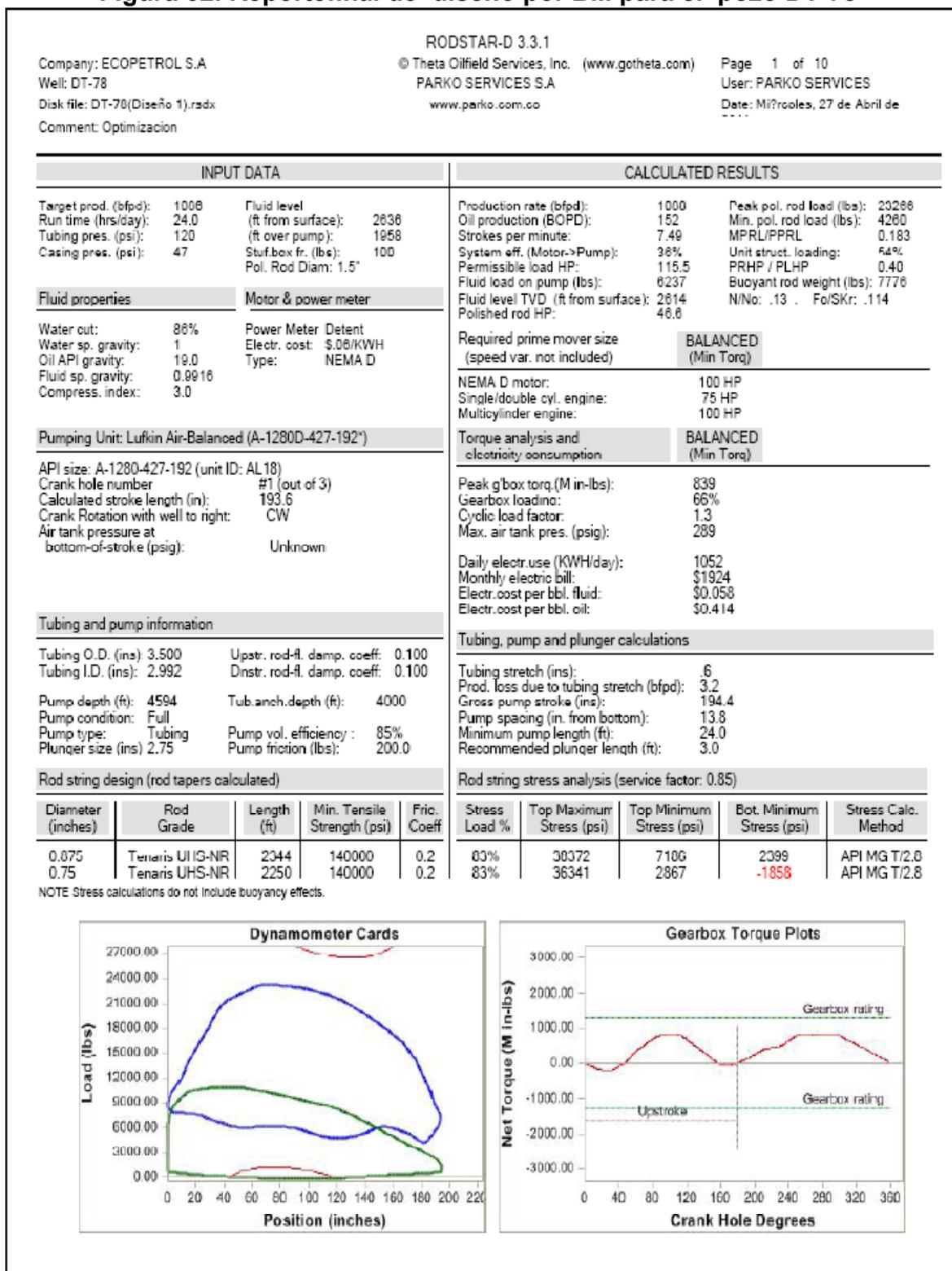
Analysis Summary	
May 25, 2011 9:36:02 pm <span style="float: right;">05-78.ppt</span>	
<b>Equipment Case:</b>	<b>TA66TP-1600 1" GR D 76HP ANTES DEL IDEAL</b>
<b>Pump Model:</b>	<b>Tierra Alta (346-6333)</b>
<b>Drive Location:</b>	<b>Surface</b>
<b>Fluid Properties (Multiphase)</b>	
Oil API Gravity:	19 °API
Water Salinity:	1200 ppm
Gas Specific Gravity:	0.79
BS&W:	86.00 %
Producing GOR:	111.0 scf/STB
Free Gas Separation:	100.00 %
Correlations:	Solution GOR: Vasquez & Beggs
	Bubble Point: Vasquez & Beggs
	Under Saturated Oil Viscosity: Vasquez & Beggs
	Live Oil Viscosity: Beggs & Robinson
	Dead Oil Viscosity: Ng & Egobah
<b>Viscosity</b>	
Advanced Viscosity Not Selected	
<b>Operating Conditions</b>	
Fluid Rate:	1345.0 bbls/D
Pump Volumetric Efficiency:	80%
Pump Speed:	496 RPM
Fluid Level:	4500 RKB
Bottomhole Pressure:	75 psi
Tubing Head Pressure:	120 psi
Casing Head Pressure:	47 psi
Bottomhole Temperature:	137°F
Flowing Wellhead Temperature:	95.00°F
IPR Type:	None Selected
<b>Summary Output Parameters</b>	
Submergence:	200.00 RKB
Pump Intake Pressure:	112.04 psi
Pump Discharge Pressure:	2066.92 psi
Net Hydrostatic Head:	1636.5 psi
Flow Losses:	43.41 psi
Pump Pressure Loading:	84.24%
Max. Rod Torque:	939 ft-lbs
Max. Rod Torque Load:	70 %
Max. Axial Rod Load:	27.5 kips
Max. Effective Rod Stress:	91.6% @ 0 RKB
Max. Contact Loads:	
Continuous Rod:	9.4 lb/ft @ 2477 RKB
System Input Power:	103.6 hp
Prime Mover Output Power:	96.4 hp
Energy Cost:	92.66 \$/day
Thrust Bearing L10 Life:	2.6 Years
Drivehead Main Shaft Torque Loading:	47.0 %
TDA Supply & Service S.A. <span style="float: right;">Page 1 PC-PUMP Version 2.718 © C.FER 1993-2006</span>	
May 25, 2011 9:36:02 pm <span style="float: right;">05-78.ppt</span>	
<b>Drivehead Structural Loading:</b>	N/A
<b>Drivehead Power Output:</b>	71.0 %
<b>Drivehead Speed Output:</b>	82.7 %
<b>Drivehead Gearbox Torque:</b>	N/A
<b>Motor Loading:</b>	131.16 %
<b>Efficiency:</b>	
System Mechanical/Electrical:	55.2%
System Overall :	44.1%
<b>Output Messages</b>	
WARNING: Low thrust bearing life (2.6 Years L10 life)	
WARNING: Exceeding electric motor power rating (131 % Rated)	
WARNING: High electric motor operating frequency(100 Hz)	
NOTE: Gas separation calculated as 100.00 %	
NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required	
NOTE: Tubing assumed to extend up to surface	
NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 78%	
NOTE: Motor operating frequency adjusted to 100 Hz	
NOTE: Electric motor speed adjusted to 1986 RPM (100 Hz)	
NOTE: Flow losses represent 2.22% of the total pump differential pressure	
<b>Comments</b>	

Fuente: los autores

# **ANEXO F**

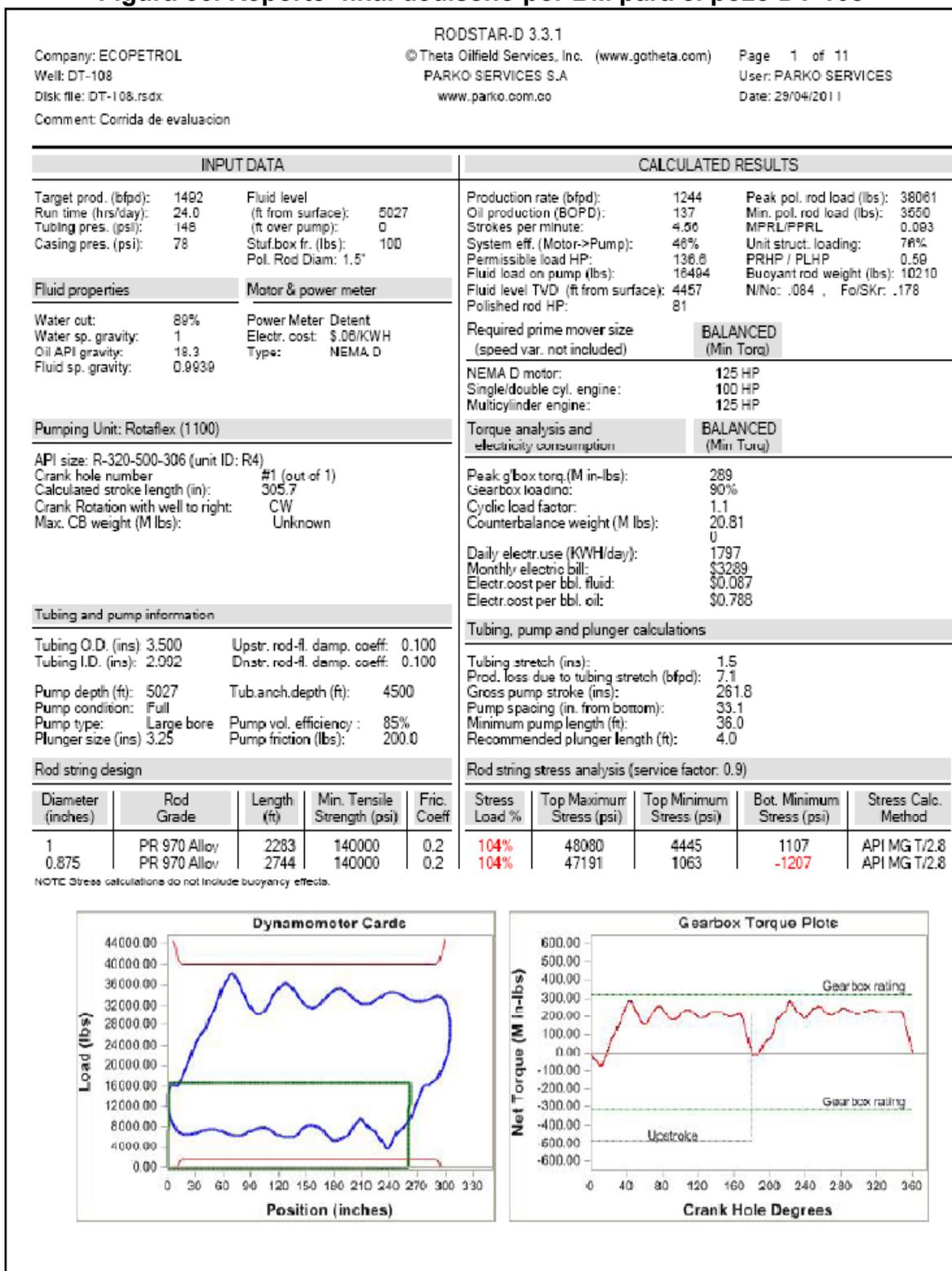
## **Reporte de diseños finales de los pozos a optimizar por BM**

### Figura 32. Reportefinal de diseño por BM para el pozo DT-78



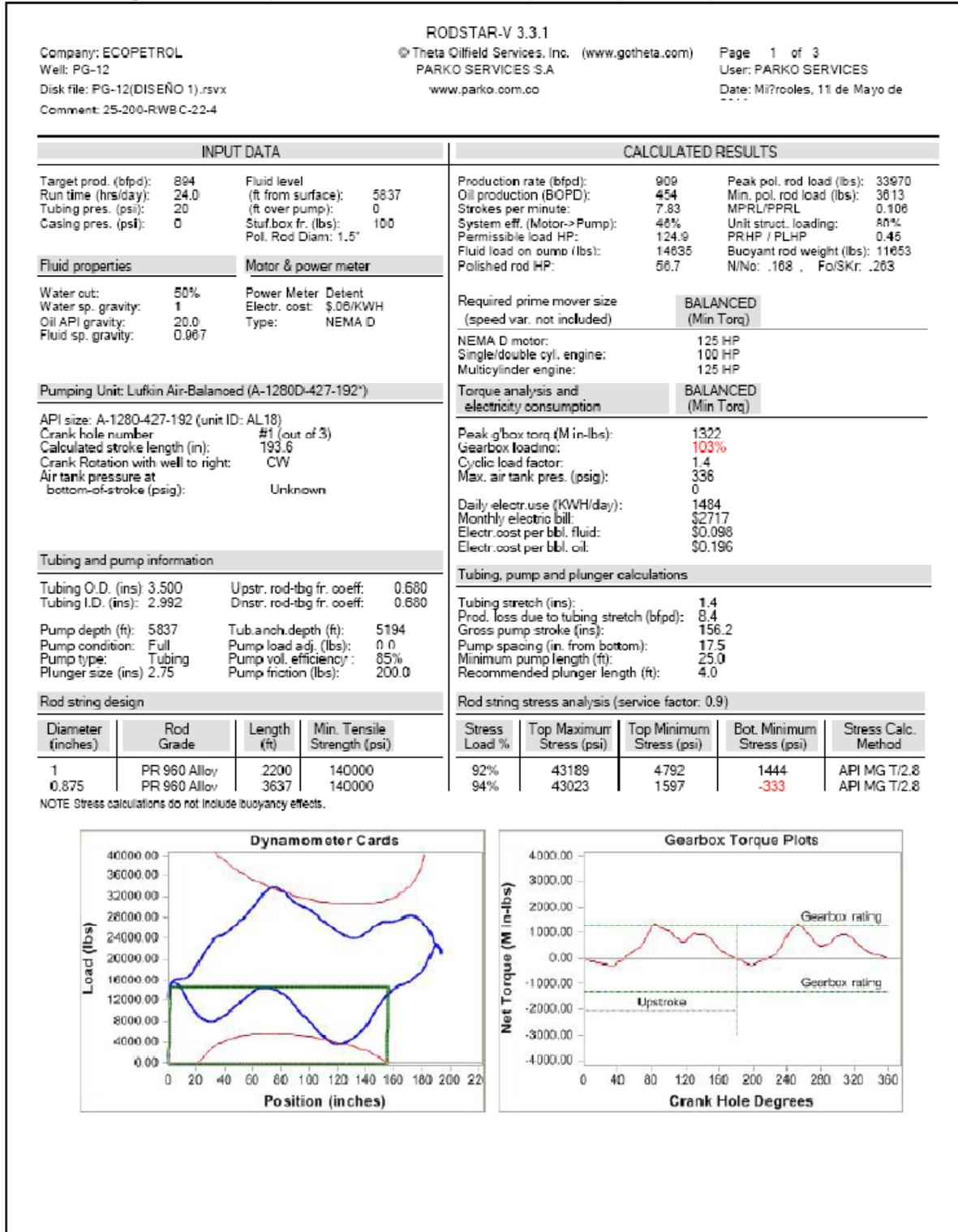
Fuente: los autores

### Figura 33. Reporte final dediseño por BM para el pozo DT-108



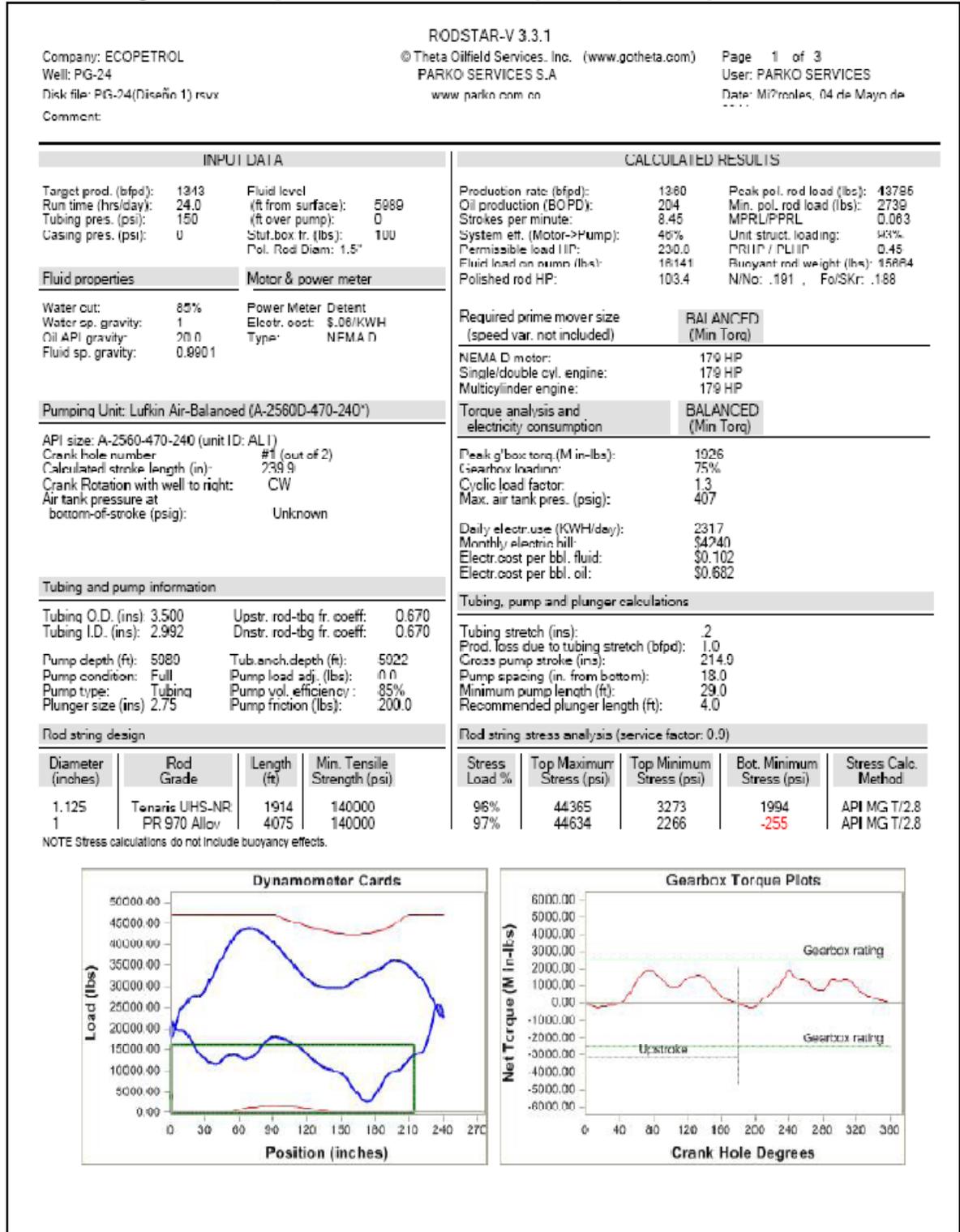
Fuente: los autores

## Figura 34. Reporte final de diseño porBM para el pozo PG-12



Fuente: los autores

## Figura 35. Reporte final de diseño porBM para el pozo PG-24



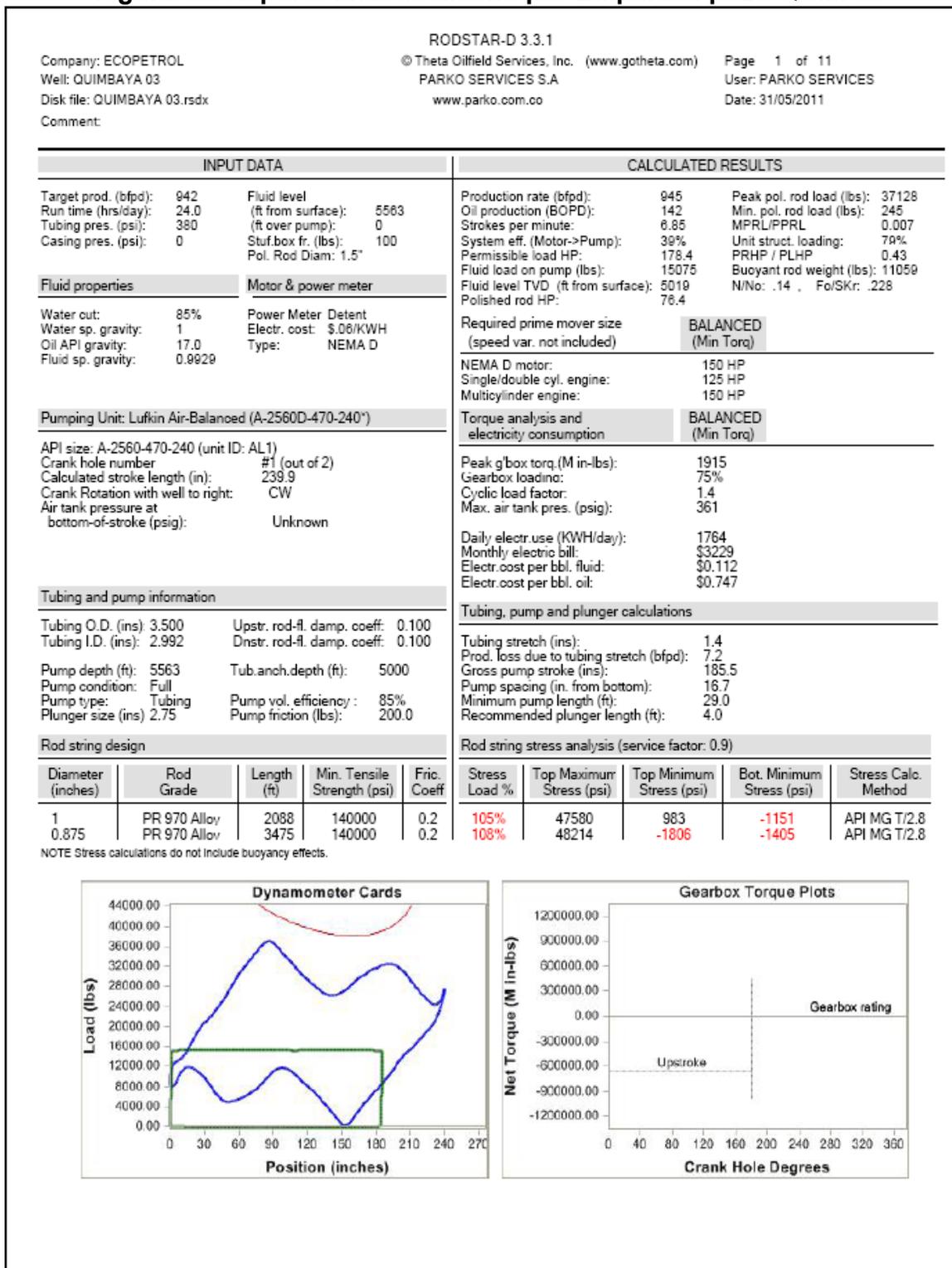
NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.

**Dynamometer Cards**

**Gearbox Torque Plots**

Fuente: los autores

## Figura 36. Reporte final de diseño por BM para el pozo QUIM-03

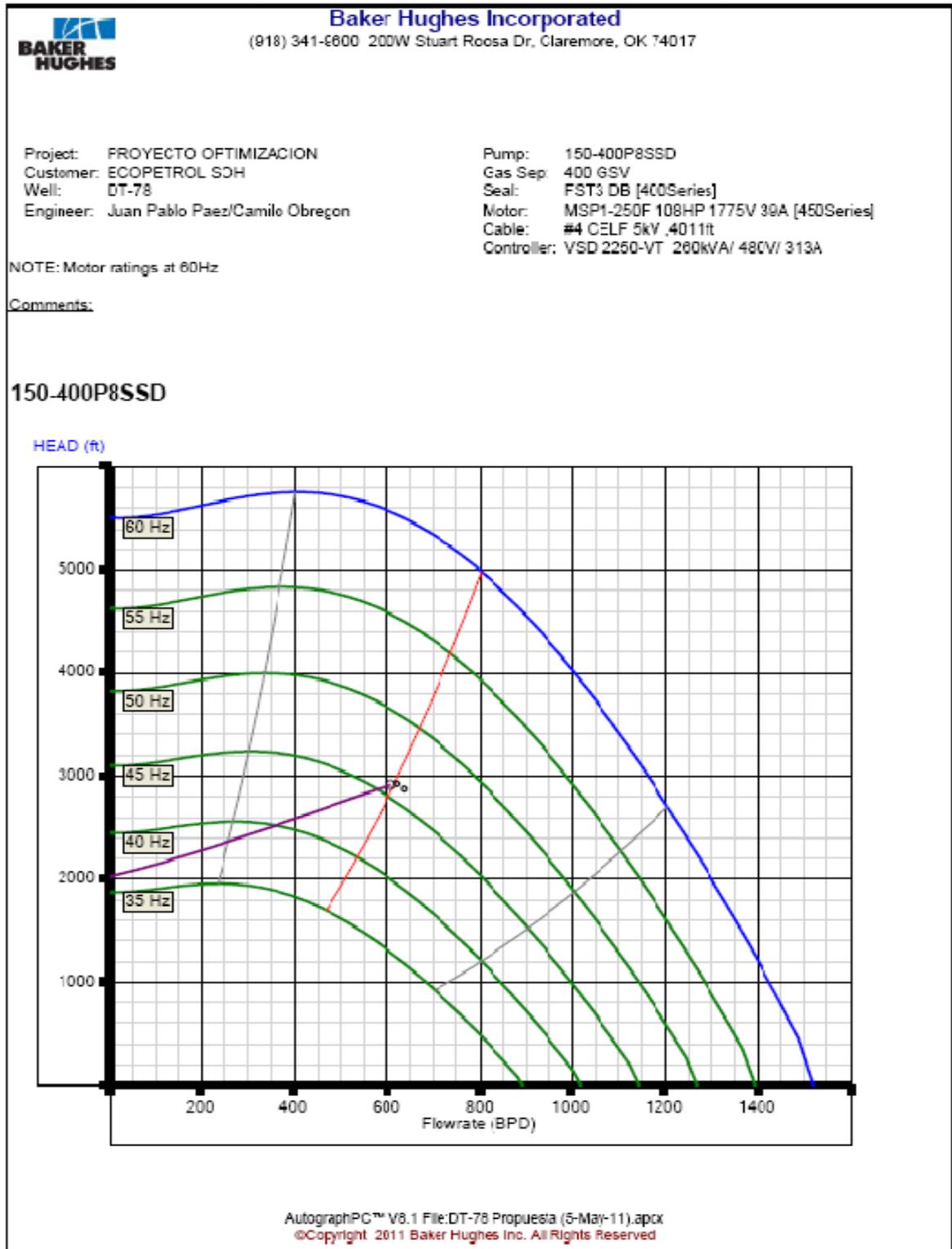


Fuente: los autores

# **ANEXO G**

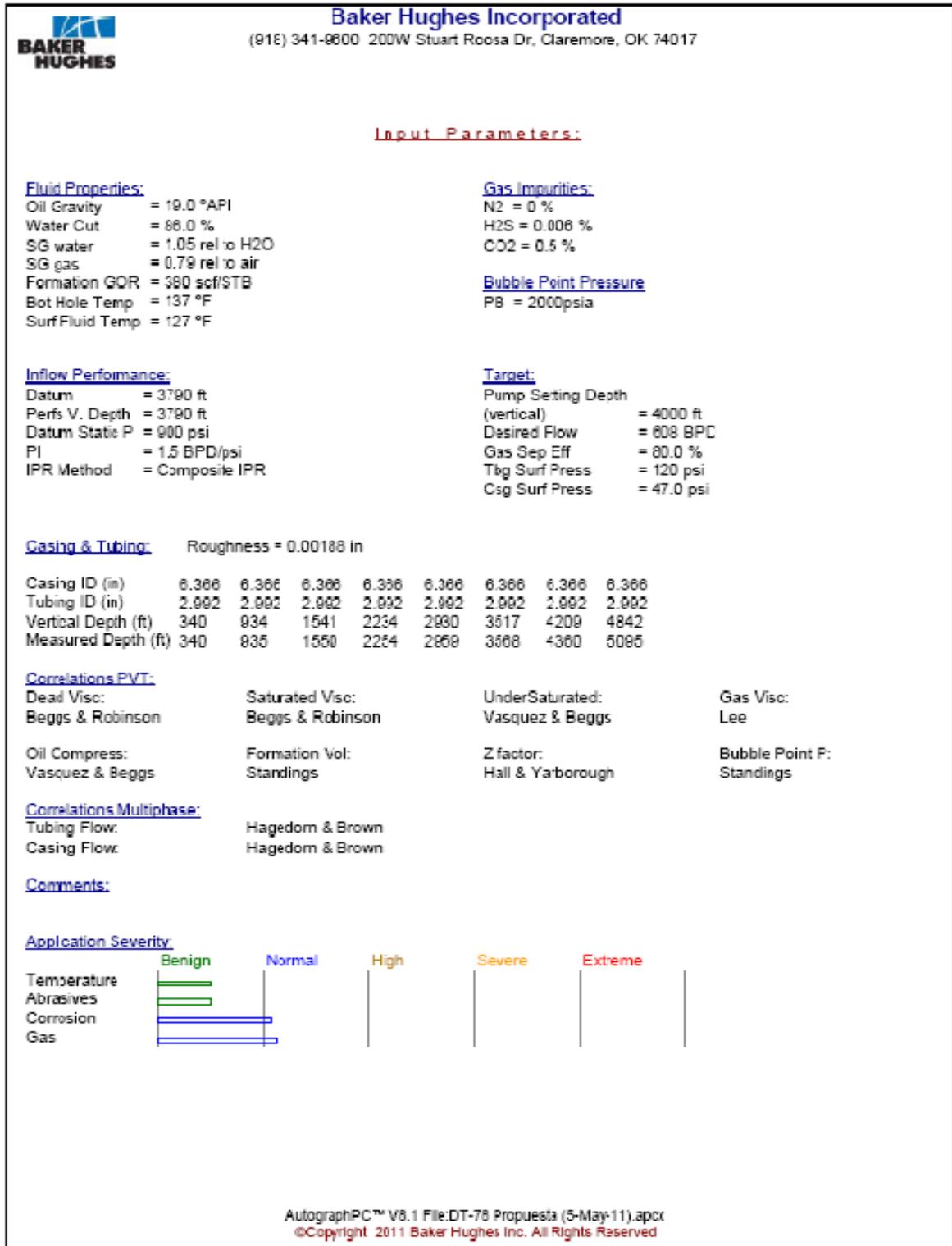
## **Reporte de diseños finales de los pozos a optimizar por BES**

Figura 37. Reporte final de diseño por BES para el pozo DT-78



Fuente: los autores

Figura 37. Continuación



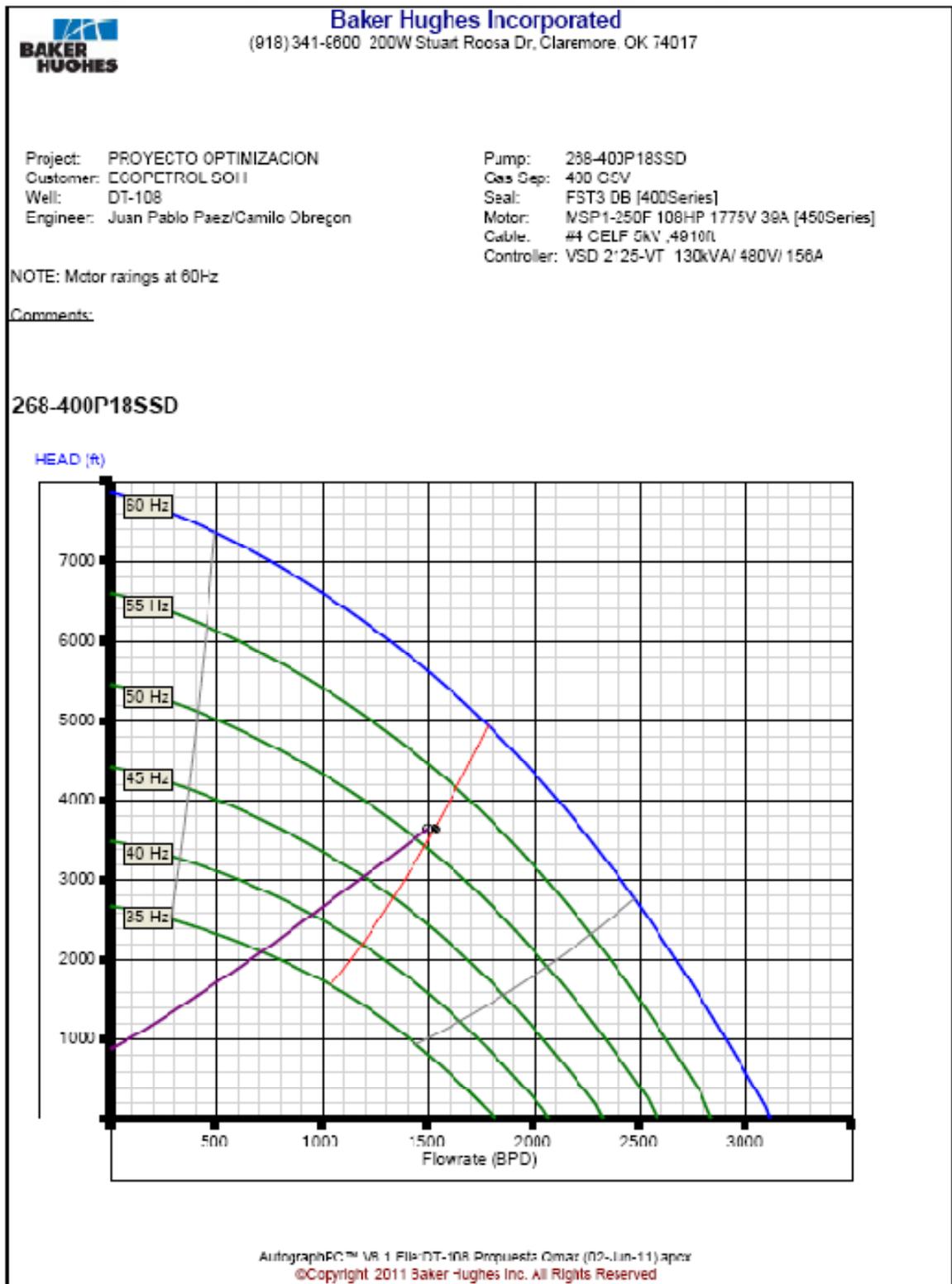
Fuente: los autores

Figura 37. Continuación

		<b>Baker Hughes Incorporated</b> (918) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017	
<u>Operating Parameters / Selection:</u>			
<u>Design Point:</u>			
Desired flow (total)	= 608 BPD	Frequency	= 46.1 Hz
% water	= 88.6 %	GOR into pump	= 148 scf/STB
% Gas into pump	= 2.7 %GIPbs /2.7 %GIP	TDH	= 2919 ft
		Friction Losses	= 2.598 psi
<u>Pump Selection:</u>			
	<u>Intake</u>	<u>Discharge</u>	<u>Pump Selected:</u>
Pressure	= 574 psi	1856 psi	CENTURION 150-400P8SSD
Flowrate	= 639 BPD	622 BPD	Selected Gas Separator= 400 GSV
Specific Gravity	= 0.989 rel-H2O	1.018 rel-H2O	Pshaft RPM = 2699
Viscosity	= 2.119Cp	1.784Cp	Shft HP @ 46.1 Hz = 24.3
			Shaft load =(Std 19%) / (HS 13%)
			Required Motor HP at 60.0 Hz = 33.68
<u>Seal Selection:</u>			
Well angle (set depth)	= 29.1Deg fm vert.	Oil temperature at thrust chamber	= 190°F
No sand present		Chamber Cap Used (Top to Bot)=	20% 24% 22% 12% 14% 12%
Pump uses floater-type stages		Thrust bearing load =	18 %
Motor/Seal Oil type	= CL5	Shaft load =	12 %
Seal Selected :	FST3 DB [ 400 Series]		
Options :	HL		
<u>Motor Selection:</u>			
Terminal Voltage	=1085.8 V	Fluid Speed	=1.102ft/s
Motor Current	=17.8 A	Eff/ PF	=79.33% / 76.44%
Load acc to N.P.	=31.2 %	Shroud ID	= 5.187in
Shaft Load	=5.6 %	Internal Temp	=173°F
		Motor Selected:	MSP1-250F
			108HP 1775V 39A [450Series]
<u>Cable Selection:</u>			
Surface Length	= 50.0ft	Wellhead Voltage	= 1103.7V
Tubing Length	= 4011ft	Wellhead kVA	= 34.0kVA
MLE length	= 110ft	Voltage Drop	= 37.8V
Surface Temp	= 127°F	Cond Temp (main)	= 143°F
		Temp Rating	= 450°F
<u>Surface Cable</u>	<u>Main Cable</u>	<u>MLE Cable</u>	
#2 CELF5.0kV 50.0ft	#4 CELF5.0kV 4011ft	#5 MLE-KLHT5.0kV 110ft	
<u>Controller Selection:</u>			
Input kVA	= 28.1kVA	Voltage Input	= 480V
System kW	= 26.9kW	Max Well Head Volts	= 1104V
Max Ctrl Current	= 40.9A	Max Frequency	= 46.1Hz (10.42V/Hz)
Power Cost/kWH	= 0.05\$/kWH	Start Frequency	= 10.0Hz
Total Power Cost	= \$969/month	Step-up Trafo	= 2.304 ratio
		Selected:	VSD 2250-VT 260kVA/ 480V/ 313A
EN RANGO			
AutographPC™ V8.1 File:DT-78 Propuesta (5-May-11).apcx ©Copyright 2011 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved			

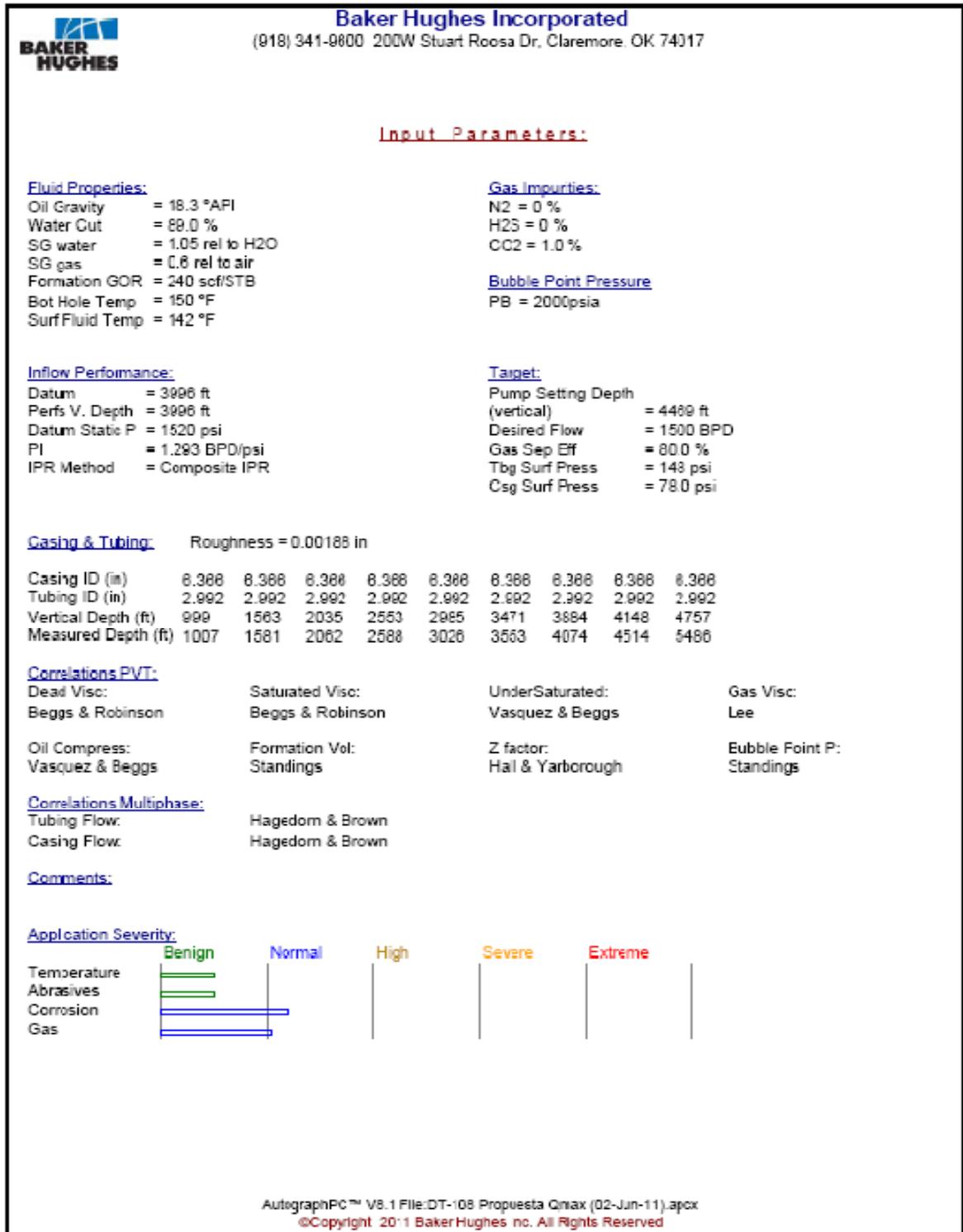
Fuente: los autores

Figura 38. Reporte final de diseño por BES para el pozo DT-108



Fuente: los autores

Figura 38. Continuación



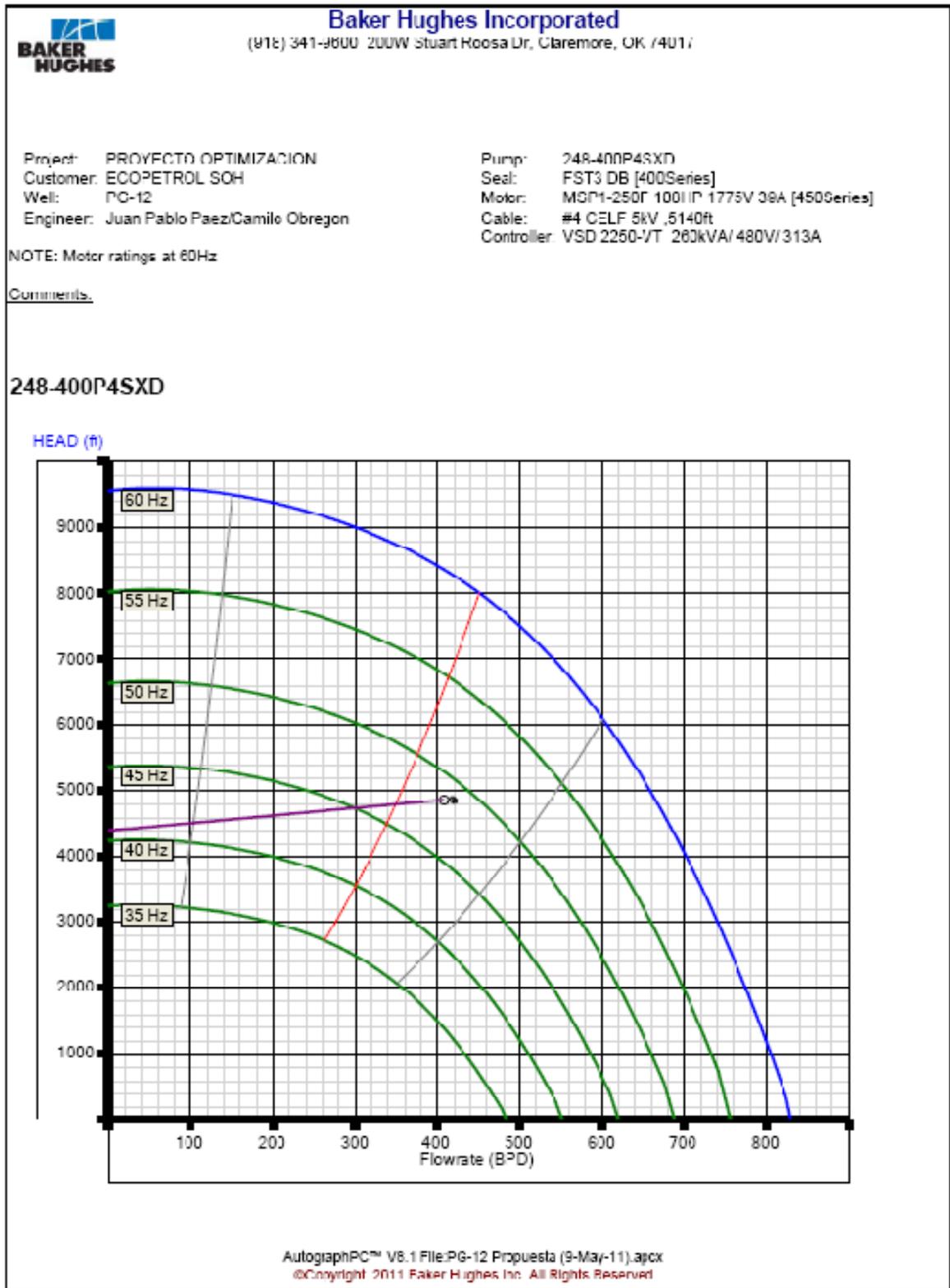
Fuente: los autores

Figura 38. Continuación

		<b>Baker Hughes Incorporated</b> (E18) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017	
<u>Operating Parameters / Selection:</u>			
<u>Design Point:</u>			
Desired flow (total)	= 1500 BPD	Frequency	= 51.6 Hz
% water	= 92.6 %	GOR into pump	= 101 scf/STB
% Gas into pump	= 0.4 %GIPbs /0.4 %GIP	TDH	= 3649 ft
		Friction Losses	= 14.54 psi
<u>Pump Selection:</u>		<u>Intake</u>	<u>Discharge</u>
Pressure	= 520 psi	2130 psi	
Flowrate	= 1543 BPD	1532 BPD	
Specific Gravity	= 1.014 rel-H2O	1.021 rel-H2O	
Viscosity	= 1.503Cp	1.481Cp	
		<u>Pump Selected:</u>	
		CENTURION 268-400P18SSD	
		Selected Gas Separator= 400 GSV	
		Shaft RPM = 2981	
		Shaft HP @ 51.6 Hz = 64.33	
		Shaft load =(Std 47%) / (HS 31%)	
		Required Motor HP at 60.0 Hz = 77.27	
134+134 etapas.			
<u>Sea Selection:</u>			
Well angle (set depth)	= 51.2Deg fm vert.	Oil temperature at thrust chamber	= 217°F
No sand present		Chamber Cap Used (Top to Bot)=	
Pump uses floater-type stages		25% 40% 45% 16% 28% 25%	
Motor/Seal Oil type = CL5		Thrust bearing load =23 %	
Sea Selected : FST3 DB [ 400 Series]		Shaft load = 27 %	
Options : HL			
<u>Motor Selection:</u>			
Terminal Voltage	=1411.2 V	Fluid Speed	=2.656ft/s
Motor Current	=30.4 A	Eff/PP	=84.3% / 76.89%
Load acc to N.P.	=71.5 %	Shroud ID	= 5.137in
Shaft Load	=13.0 %	Internal Temp	=196°F
		Motor Selected:	MSP1-250F
			1084P 1775V 39A [450Series]
<u>Cable Selection:</u>			
Surface Length	= 50.0ft	Wellhead Voltage	= 1493.7V
Tubing Length	= 4916ft	Wellhead kVA	= 78.7kVA
MLE length	= 110ft	Voltage Drop	= 32.5V
Surface Temp	= 142°F	Cond Temp (main)	= 166°F
		Temp Rating	= 450°F
<u>Surface Cable</u>	<u>Main Cable</u>	<u>MLE Cable</u>	
#2 CELF5.0kV 50.0ft	#4 CELF5.0kV 4916ft	#5 MLE-KLHT5.0kV 110ft	
<u>Controller Selection:</u>			
Input kVA	= 69.8kVA	Voltage Input	= 480V
System kW	= 66.8kW	Max Well Head Volts	= 1494V
Max Ctrl Current	= 84.8A	Max Frequency	= 51.6Hz (8.31V/Hz)
Power Cost/kWH	= 0.05\$/kWH	Start Frequency	= 10.0Hz
Total Power Cost	= \$2406/month	Step-up Trafo	= 3.118 ratio
		Selected: VSD 2125-VT 130kVA/ 480V/ 156A	
EN RANGO			
AutographPC™ V8.1 File:DT-105 Propuesta Qmax (02-Jun-11).apcx ©Copyright: 2011 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved			

Fuente: los autores

Figura 39. Reporte final de diseño por BES para el pozo PG-12



Fuente: los autores

Figura 39. Continuación



**Baker Hughes Incorporated**  
 (918) 341-9300 200W Stuart Rossa Dr, Claremore, OK 74017

Input Parameters:

Fluid Properties:

Oil Gravity = 20.0 °API  
 Water Cut = 50.0 %  
 SG water = 1.000 rel to H<sub>2</sub>O  
 SG gas = 0.93 rel to air  
 Formation GOR = 14.0 scf/STB  
 Bot Hole Temp = 143 °F  
 Surf Fluid Temp = 124 °F

Gas Impurities:

N<sub>2</sub> = 0 %  
 H<sub>2</sub>S = 2.00E-04 %  
 CO<sub>2</sub> = 0 %

Bubble Point Pressure

PB = 120 psia

Inflow Performance:

Datum = 5338 ft  
 Perfs V. Depth = 5338 ft  
 Datum Static P = 416 psi  
 PI = 2.16 BPD/psi  
 IPR Method = Composite PR

Target:

Pump Setting Depth (vertical) = 5250 ft  
 Desired Flow = 408 BPD  
 Gas Sep Eff = 20.0 %  
 Tbg Surf Press = 20.0 psi  
 Csg Surf Press = 1.0 psi

Casing & Tubing: Roughness = 0.00168 in

Casing ID (in) 4.95  
 Tubing ID (in) 2.441  
 Vertical Depth (ft) 5992  
 Measured Depth (ft) 5992

Correlations PVT:

Dead Visc. Beegs & Robinson  
 Oil Compress: Vasquez & Beggs

Saturated Visc. Beegs & Robinson  
 Formation Vol: Standings

Unrel Saturated. Vasquez & Beggs  
 Z factor: Hall & Yarborough

Gas Visc. Lee  
 Bubble Point P: Standings

Correlations Multiphase:

Tubing Flow: Hagedorn & Brown  
 Casing Flow: Hagedorn & Brown

Comments:

Application Severity:

	Benign	Normal	High	Severe	Extreme
Temperature					
Abrasives					
Corrosion					
Gas					

AutographPC™ V8.1 File:PG-12 Propuesta (3-May-11).apcx  
 ©Copyright 2011 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

Fuente: los autores

Figura 39. Continuación



**Baker Hughes Incorporated**

(918) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Operating Parameters / Selection:

**Design Point:**

Desired flow (total) = 408 BPD	Frequency = 48.9 Hz
% water = 50.0 %	GOR into pump = 14.0 scf/STB
% Gas into pump = 0.0 %GIPbs /0.0 %GIP	TDH = 4866 ft
	Friction Losses = 6.888 psi

**Pump Selection:**

<u>Intake</u>	<u>Discharge</u>	<u>Pump Selected:</u>
Pressure = 182 psi	2173 psi	CENTURION 248-400P4SXD
Flowrate = 420 BPD	418 BPD	Pshaft RPM = 2856
Specific Gravity = 0.942 rel-H2O	0.947 rel-H2O	Shft HP @ 48.9 Hz = 31.3
Viscosity = 9.026Cp	15.22Cp	Shaft load =(Std 24%) / (HS 16%)
		Required Motor HP at 60.0 Hz = 39.01

124+124 etapas.

**Seal Selection:**

Well angle (set depth) = 0Deg fm vert.	Oil temperature at thrust chamber = 230°F
No sand present	Chamber Cap Used (Top to Bot)=
Pump uses floater-type stages	33% 32% 29% 21% 19% 16%
Motor/Seal Oil type = CL5	Thrust bearing load =28 %
Seal Selected : FST3 DB [ 400 Series]	Shaft load = 9 %
Options : H6 HL	

**Motor Selection:**

Terminal Voltage =1158.7 V	Fluid Speed =0.719ft/s
Motor Current =19.4 A	Eff/PF =80.82% / 77.56%
Load acc to N.P. =36.1 %	Shroud ID = 5.197in
Shaft Load =6.5 %	Internal Temp =202°F
	Motor Selected: MSP1-250F
	108HP 1775V 39A [450Series]

**Cable Selection:**

Surface Length = 50.0ft	Wellhead Voltage = 1211.4V	
Tubing Length = 5140ft	Wellhead kVA = 40.6kVA	
MLE length = 110ft	Voltage Drop = 52.8V	
Surface Temp = 124°F	Cond Temp (main) = 151°F	
	Temp Rating = 450°F	
<b>Surface Cable</b>	<b>Main Cable</b>	<b>MLE Cable</b>
#2 CELF5.0kV 50.0ft	#4 CELF5.0kV 5140ft	#5 MLE-KLHT5.0kV 110ft

**Controller Selection:**

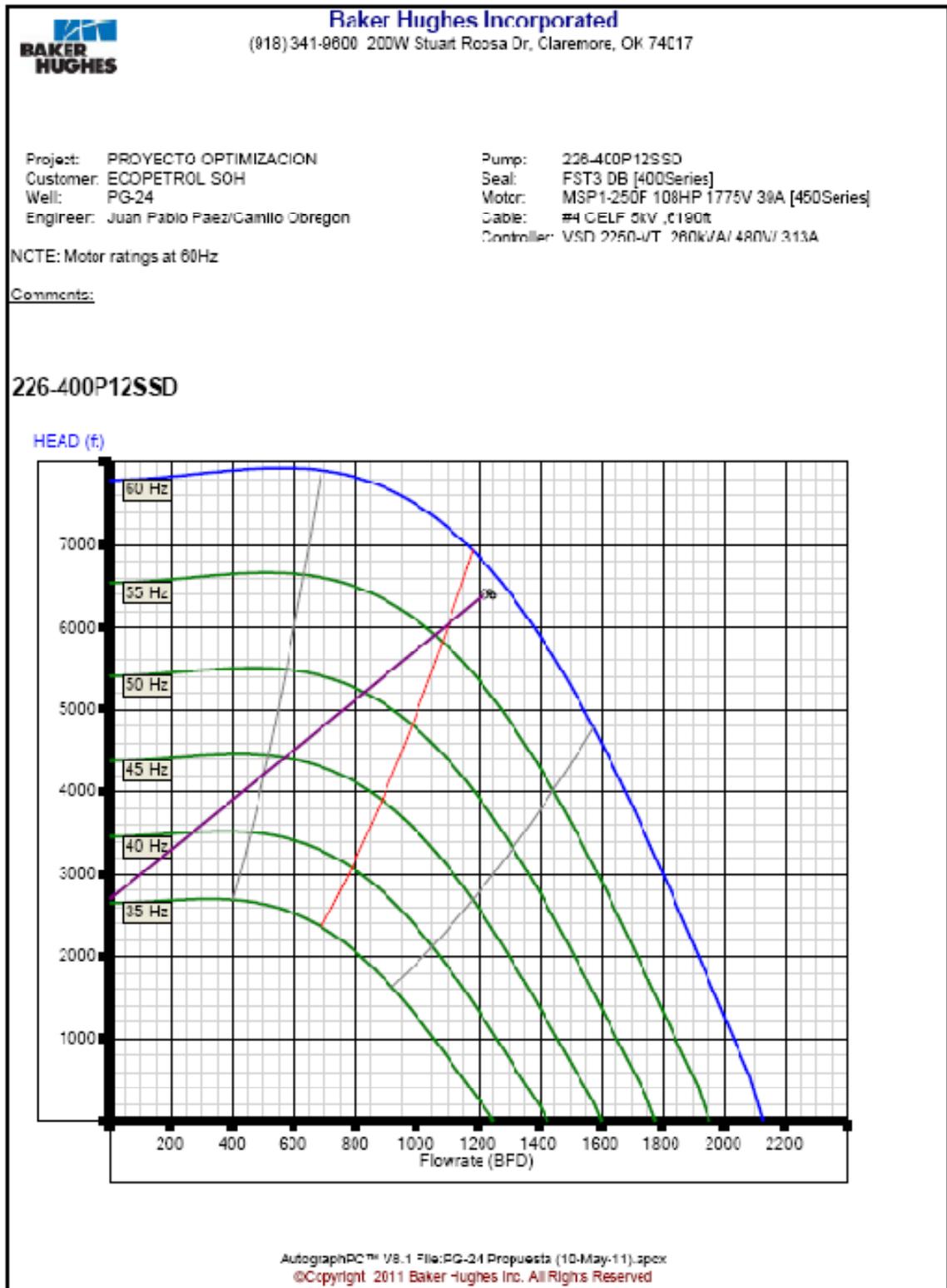
Input kVA = 34.2kVA	Voltage Input = 480V
System kW = 32.8kW	Max Well Head Volts = 1211V
Max Ctrl Current = 49.0A	Max Frequency = 48.9Hz (9.83V/Hz)
Power Cost/kWH = 0.05\$/kWH	Start Frequency = 19.1Hz
Total Power Cost = \$1180/month	Step-up Trafo = 2.529 ratio
	Selected: VSD 2250-VT 260kVA/ 480V/ 313A

EN RANGO

AutographPC™ V8.1 File:PG-12 Propuesta (9-May-11).apcx  
©Copyright 2011 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

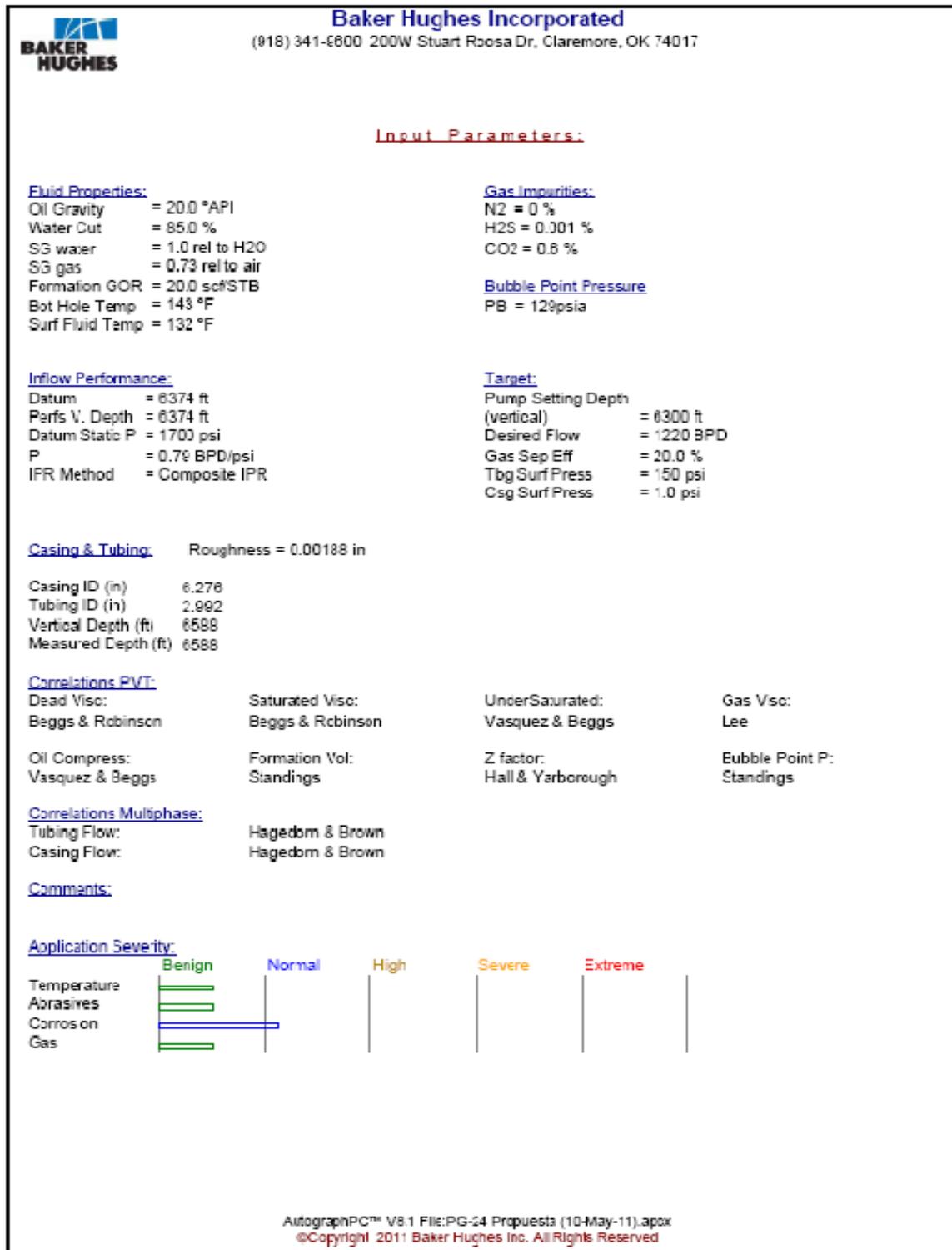
Fuente: los autores

Figura 40. Reporte final de diseño por BES para el pozo PG-24



Fuente: los autores

Figura 40. Continuación



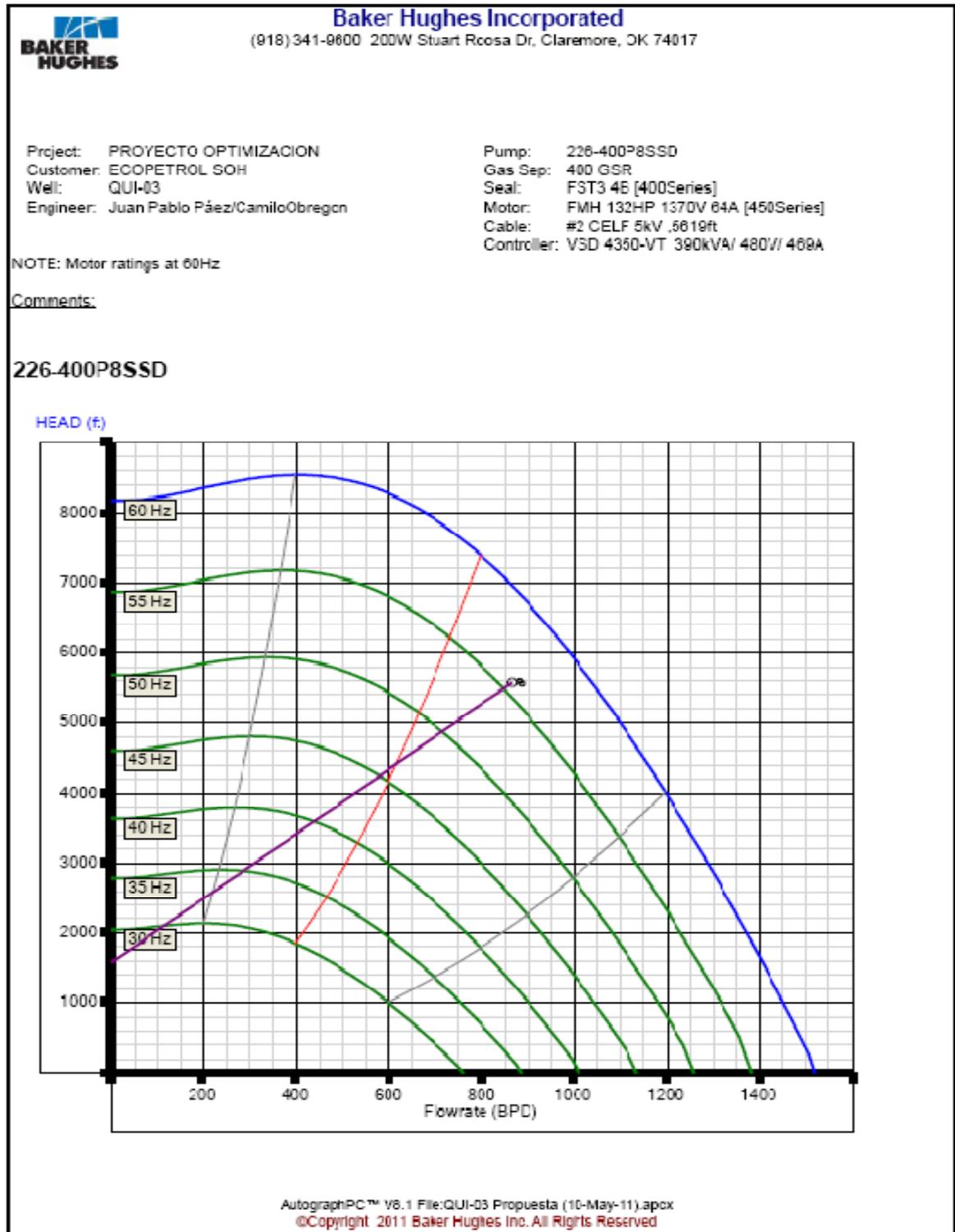
Fuente: los autores

Figura 40. Continuación

		<b>Baker Hughes Incorporated</b> (918) 341-9600 200W Stuart Rocca Dr, Claremore, OK 74017	
<u>Operating Parameters / Selection:</u>			
<u>Design Point:</u> Desired flow (total) = 1220 BPD % water = 35.0 % % Gas into pump = 0.0 %GIPbs /0.0 %GIP		Frequency = 59.1 Hz GOR into pump = 20.0 scf/STB TDH = 6411 ft Friction Losses = 14.0 psi	
<u>Pump Selection:</u> Pressure = 125 psi Flowrate = 1240 D/D Specific Gravity = 0.968 rel-H <sub>2</sub> O Viscosity = 3.114Cp	<u>Intake</u> = 125 psi = 1240 D/D = 0.968 rel-H <sub>2</sub> O = 3.114Cp	<u>Discharge</u> = 2823 psi = 1230 D/D = 0.978 rel-H <sub>2</sub> O = 5.129Cp	<u>Pump Selected:</u> CENTURION 226-400P12SSD P <sub>shaft</sub> RPM = 3394 S <sub>net</sub> HP @ 59.1 Hz = 94.85 Shaft load =(Std 60%)/ (HS 41%) Required Motor HP at 60.0 Hz = 96.67
<u>Seal Selection:</u> Well angle (set depth) = 0Deg in vert. No sand present Pump uses floater-type stages Motor/Sea Oil type = CL5 Seal Selected = FST3 DR [ 400 Series] Options : HL		Oil temperature at thrust chamber = 244°F Chamber Cap Used (Top to Bot)= 38% 37% 34% 24% 22% 15% Thrust bearing load =39 % Shaft load = 34 %	
<u>Motor Selection:</u> Terminal Voltage =1703.9 V Motor Current =35.9 A Load acc to N.P. =89.5 % Shaft Load =10.4 %		Fluid Speed =2 15ft/s Eff/PF =84.8% / 80.28% Shroud ID = 5.197in Internal Temp =212°F Motor Selected: MSP1 260F 108HP 1775V 39A [450Series]	
<u>Cable Selection:</u> Surface Length = 50.0ft Tubing Length = 6190ft MLE length = 110ft Surface Temp = 132°F		Wellhead Voltage = 1025.2V Wellhead kVA = 113.3kVA Voltage Drop = 121.4V Cond Temp (main) = 188°F Temp Rating = 450°F	
<u>Surface Cable</u> #2 CELF5.0kV 50.0ft	<u>Main Cable</u> #4 CELF5.0kV 6190ft	<u>MLE Cable</u> #5 MLE-KLHT5.0K/ 110ft	
<u>Controller Selection:</u> Input kVA = 100.1kVA System kW = 98.7kW Max Ctrl Current = 136.5A Power Cost/kWH = 0.05\$/kWH Total Power Cost = \$3462/month  EN RANGO		Voltage Input = 480V Max Well Head Volts = 1325V Max Frequency = 59.1Hz (8.12V/Hz) Start Frequency = 19.1Hz Step-up Trafo = 3.811 ratio Selected: VSD 2250-VT 280kVA/ 480V/ 313A	
AutographPC™ V8.1 File:PG-24 Propuesta (10-May-11).apcx ©Copyright 2011 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved			

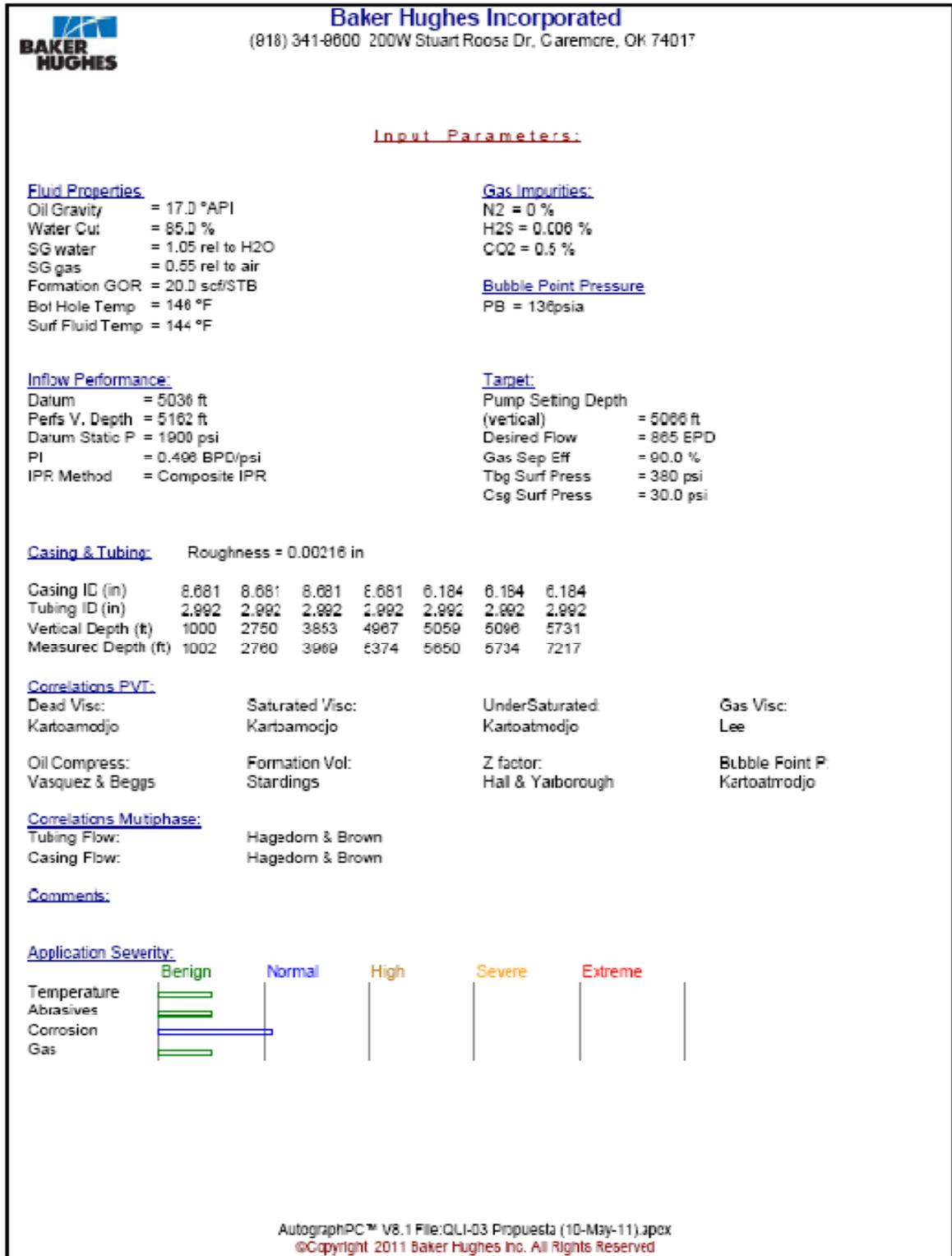
Fuente: los autores

Figura 41. Reporte final de diseño por BES para el pozo QUIM-03



Fuente: los autores

Figura 41. Continuación



Fuente: los autores

## Figura 41. Continuación



**Baker Hughes Incorporated**

(818)341-8800 200W Stuart Rcosa Dr, Claremore, OK 74017

Operating Parameters / Selection:

Design Point:

Desired flow (total) = 885 BPD

% water = 85.0 %

% Gas into pump = 0.0 %GIPbs .0.0 %GIP

Frequency = 56.1 Hz

GOR into pump = 20.0 scf/STB

TDH = 5574 ft

Friction Losses = 9,505 psi

Pump Selection:

Pressure = 170 psi

Flowrate = 886 BPD

Specific Gravity = 1.011 rel-H2O

Viscosity = 7.011Cp

Intake

= 170 psi

= 886 BPD

= 1.011 rel-H2O

= 7.011Cp

Discharge

2617 psi

881 BPD

1.017 rel-H2O

10.21Cp

Pump Selected:

CENTURION 226-400P8SSD

Selected Gas Separator= 400 GSR

Pshaft RPM = 3262

Shaft HP @ 56.1 Hz = 80.03

Shaft load =(Std 46%) / (HS 31%)

Required Motor HP at 60.0 Hz = 77.47

113+113 etapas

Seal Selection:

Well angle (set depth) = 63.87Deg fn vert.

No sand present

Pump uses floater-type stages

Motor/Seal Oil type = CL5

Seal Selected : FST3 4B [ 400 Series]

Options : None

Oil temperature at thrust chamber = 284°F

Chamber Cap Used (Top to Bot)=

60% 54% 174% 38% 33% 97%

Thrust bearing load=64 %

Shaft load = 27 %

Motor Selection:

Terminal Voltage = 1136.3 V

Motor Current = 46.7 A

Load acc to N.P. = 58.7 %

Shaft Load = 13.0 %

Fluid Speed = 0.573ft/s

Eff/PF = 80.37% / 75.78%

Internal Temp = 245°F

Motor Selected: FMH

132-HP 1370V 64A [450Series]

Cable Selection:

Surface Length = 100ft

Tubing Length = 5618ft

MLE length = 47.0ft

Surface Temp = 144°F

Wellhead Voltage = 1227.8V

Wellhead kVA = 37.1kVA

Voltage Drop = 31.8V

Cond Temp (main) = 178°F

Temp Rating = 450°F

Surface Cable

#2 CELF5.0kV 100ft

Main Cable

#2 CELF5.0kV 5618ft

MLE Cable

#5 MLE-KLHT5.0kV 47.0ft

Controller Selection:

Input kVA = 80.5kVA

System kW = 77.1kW

Max Ctrl Current = 117.1A

Power Cost/kWH = 0.05\$/kWH

Total Power Cost = \$2778/month

Voltage Input = 480V

Max Well Head Volts = 1228V

Max Frequency = 56.1Hz (8.55V/Hz)

Start Frequency = 19.1Hz

Step-up Trafo = 2.582 ratio

Selected: VSD 4350-VT 390kVA/ 480V 489A

EN RANGO

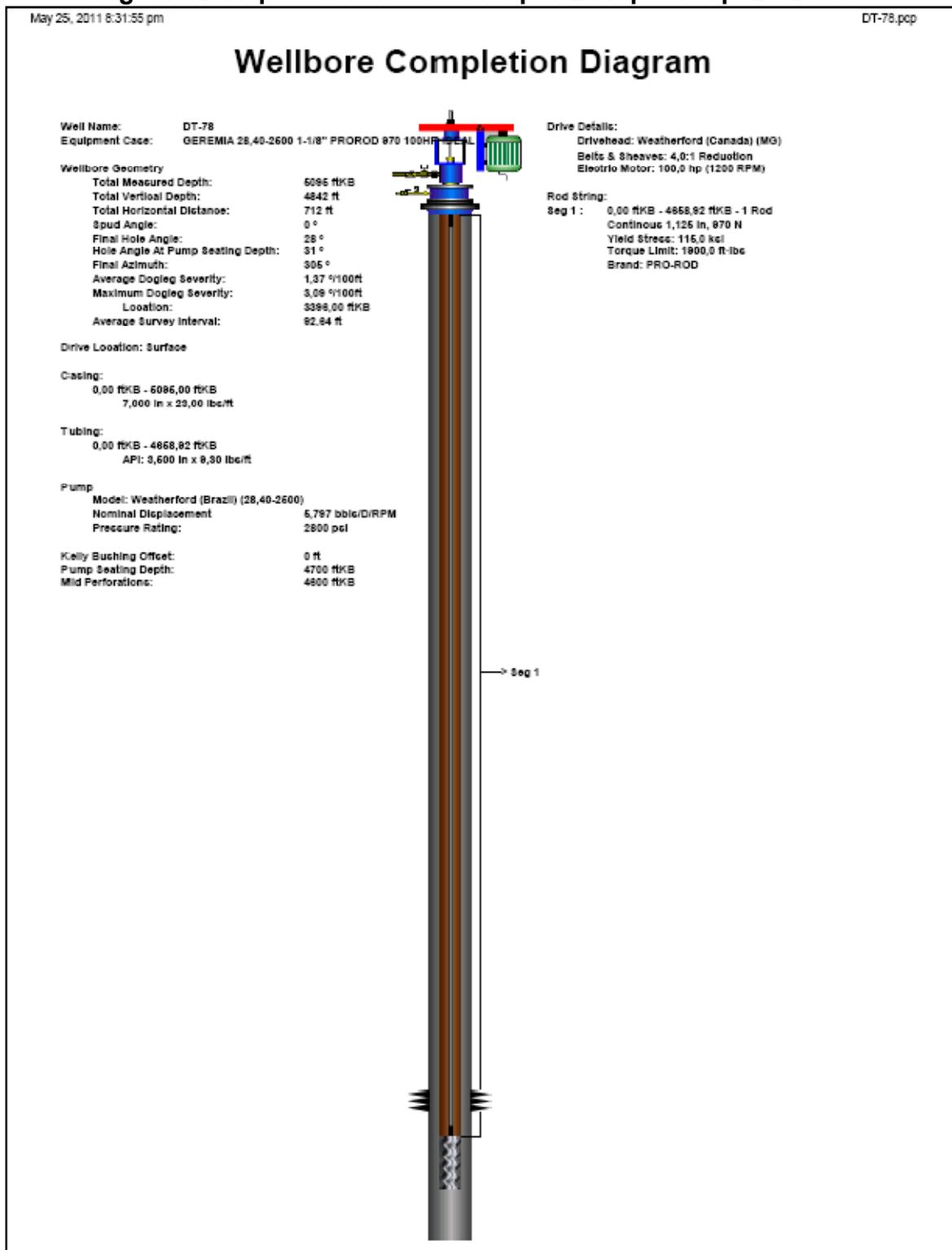
AutographPC™ V8.1 File:QUI-03 Propuesta (10-May-11).apcx  
©Copyright 2011 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

Fuente: los autores

# **ANEXO H**

## **Reporte de diseños finales de los pozos a optimizar por BCP**

Figura 42. Reporte final de diseño por BCP para el pozo DT-78



Fuente: los autores

**Figura 42. Continuación**

May 26, 2011 6:52:37 pm		L1-rs.ppt	
<b>Analysis Summary</b>			
<b>Equipment Case:</b>	GEREMIA 28,40-2500 1-1/8" PROROD 970 100HP IDEAL		
<b>Pump Model:</b>	Weatherford (Brazil) (28,40-2500)		
<b>Drive Location:</b>	Surface		
<b>Fluid Properties (Multiphase)</b>			
Oil API Gravity:		19 °API	
Water Salinity:		1300 ppm	
Gas Specific Gravity:		0,79	
BS&W:		86,00 %	
Producing GOR:		111,0 scf/STB	
Free Gas Separation:		100,00 %	
Correlations:	Solution GOR	Vasquez & Beggs	
	Dubble Point	Vasquez & Beggs	
	Under Saturated Oil Viscosity	Vasquez & Beggs	
	Live Oil Viscosity	Beggs & Robinson	
	Dead Oil Viscosity	Ng & Egobah	
<b>Viscosity</b>			
Advanced Viscosity Not Selected			
<b>Operating Conditions</b>			
Fluid Rate:		1345,0 bbls/D	
Pump Volumetric Efficiency:		80%	
Pump Speed:		296 RPM	
Fluid Level:		4500 ftKB	
Bottomhole Pressure:		76 psi	
Tubing Head Pressure:		120 psi	
Casing Head Pressure:		47 psi	
Bottomhole Temperature:		137°F	
Flowing Wellhead Temperature:		95,00°F	
IPR Type:		None Selected	
<b>Summary Output Parameters</b>			
Submergence:		200,00 ftKB	
Pump Intake Pressure:		112,04 psi	
Pump Discharge Pressure:		2068,02 psi	
Net Hydrostatic Head:		1832,6 psi	
Flow Losses:		50,36 psi	
Pump Pressure Loading:		69,86%	
Max. Rod Torque:		1364 ft-lbs	
Max. Rod Torque Load:		72 %	
Max. Axial Rod Load:		26,9 kips	
Max. Effective Rod Stress:		91,3% @ 0 ftKB	
Max. Contact Loads:			
Continuous Rod:		8,5 lbf/ft @ 2461 ftKB	
System Input Power:		89,8 hp	
Prime Mover Output Power:		85,3 hp	
Energy Cost:		80,33 \$/dav	
Thrust Bearing L10 Life:		4,6 Years	
Drivehead Main Shaft Torque Loading:		68,2 %	

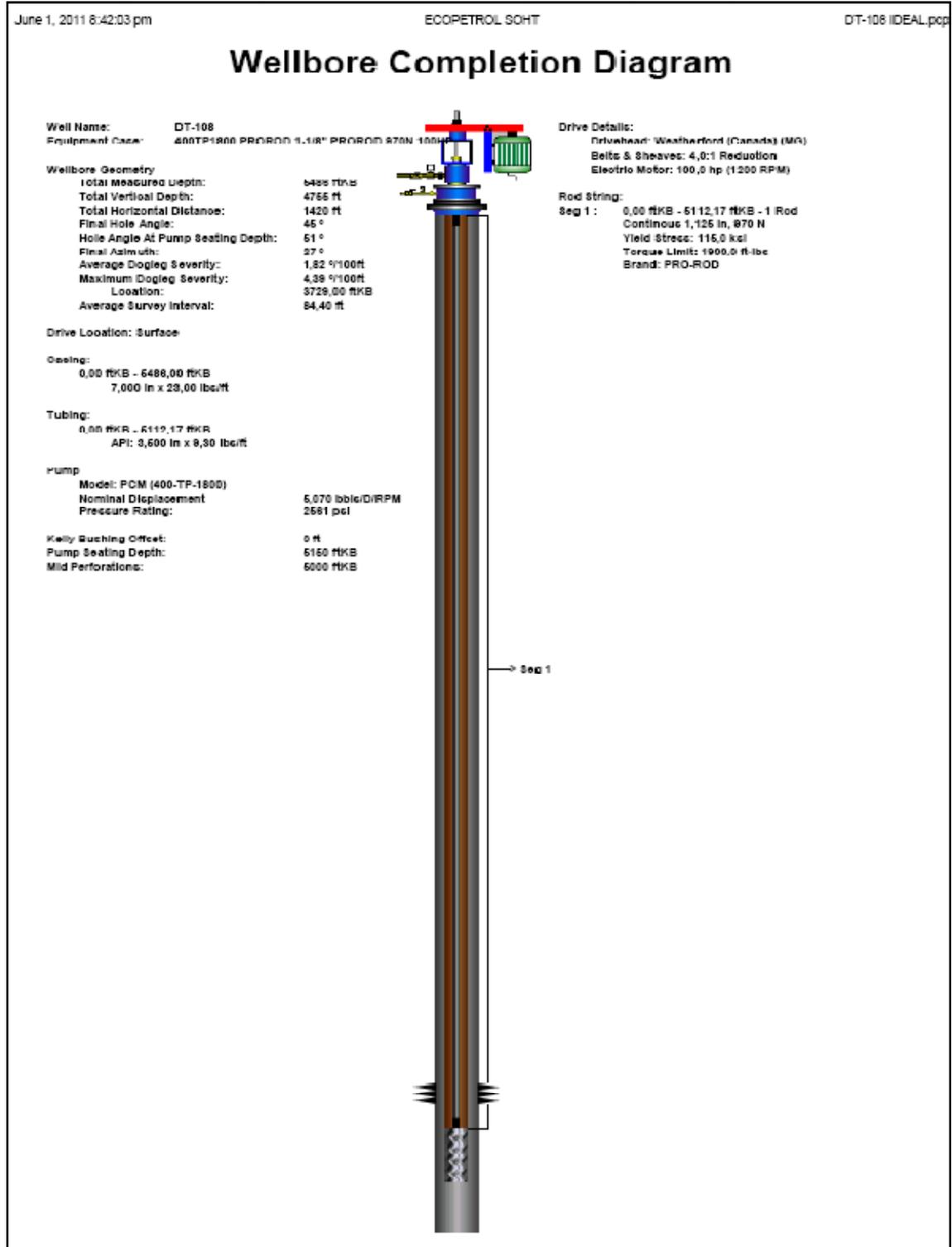
Fuente: los autores

**Figura 42. Continuación**

May 25, 2011 8:32:37 pm		DT-78.ppt
Drivehead Structural Loading:	N/A	
Drivehead Power Output:	61,5 %	
Drivehead Speed Output:	49,4 %	
Drivehead Gearbox Torque:	N/A	
Motor Loading:	85,28 %	
Efficiency:		
System Mechanical/Electrical:	63,7%	
System Overall :	50,9%	
<b>Output Messages</b>		
NOTE: Gas separation calculated as 100,00 %		
NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required		
NOTE: Free gas at pump intake (0 %)		
NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 78%		
NOTE: Motor operating frequency adjusted to 60 Hz		
NOTE: Electric motor speed adjusted to 1185 RPM (60 Hz)		
NOTE: Flow losses represent 2,57% of the total pump differential pressure		
<b>Comments</b>		

Fuente: los autores

Figura 43. Reporte final de diseño porBCP para el pozo DT-108



Fuente: los autores

**Figura 43. Continuación**

June 1, 2011 8:42:58 pm	ECOPETROL SOHT	DT-108 IDEAL.ppt
<b>Analysis Summary</b>		
<b>Equipment Case:</b>	400TP1800 PROROD 1-1/8" PROROD 970N 100HP	
<b>Pump Model:</b>	PCM (400-TP-1800)	
<b>Drive Location:</b>	Surface	
<b>Fluid Properties (Multiphase)</b>		
Oil API Gravity:		18 °API
Water Salinity:		900 ppm
Gas Specific Gravity:		0,60
BS&W:		89,00 %
Producing GOR:		240,0 scf/STB
Free Gas Separation:		100,00 %
Correlations:	Solution GOR	Vasquez & Beggs
	Bubble Point	Vasquez & Beggs
	Under Saturated Oil Viscosity	Vasquez & Beggs
	Live Oil Viscosity	Beggs & Robinson
	Dead Oil Viscosity	Ng & Egobah
<b>Viscosity</b>		
Advanced Viscosity Not Selected		
<b>Operating Conditions</b>		
Fluid Rate:		1492,0 bbls/D
Pump Volumetric Efficiency:		80%
Pump Speed:		378 RPM
Fluid Level:		4650 ftKB
Bottomhole Pressure:		133 psi
Tubing Head Pressure:		148 psi
Casing Head Pressure:		78 psi
Bottomhole Temperature:		150°F
Flowing Wellhead Temperature:		70,00°F
IPR Type:		None Selected
<b>Summary Output Parameters</b>		
Submergence:		500,00 ftKB
Pump Intake Pressure:		172,35 psi
Pump Discharge Pressure:		2133,05 psi
Net Hydrostatic Head:		1827,7 psi
Flow Losses:		63,02 psi
Pump Pressure Loading:		76,56%
Max. Rod Torque:		1258 ft-lbs
Max. Rod Torque Load:		66 %
Max. Axial Rod Load:		25,6 kips
Max. Effective Rod Stress:		84,4% @ 0 ftKB
Max. Contact Loads:		
Continuous Rod:		11,0 lbf/ft @ 2914 ftKB
System Input Power:		105,5 hp
Prime Mover Output Power:		100,2 hp
Energy Cost:		94,40 \$/day
Thrust Bearing L10 Life:		4,3 Years
Drivehead Main Shaft Torque Loading:		62,9 %

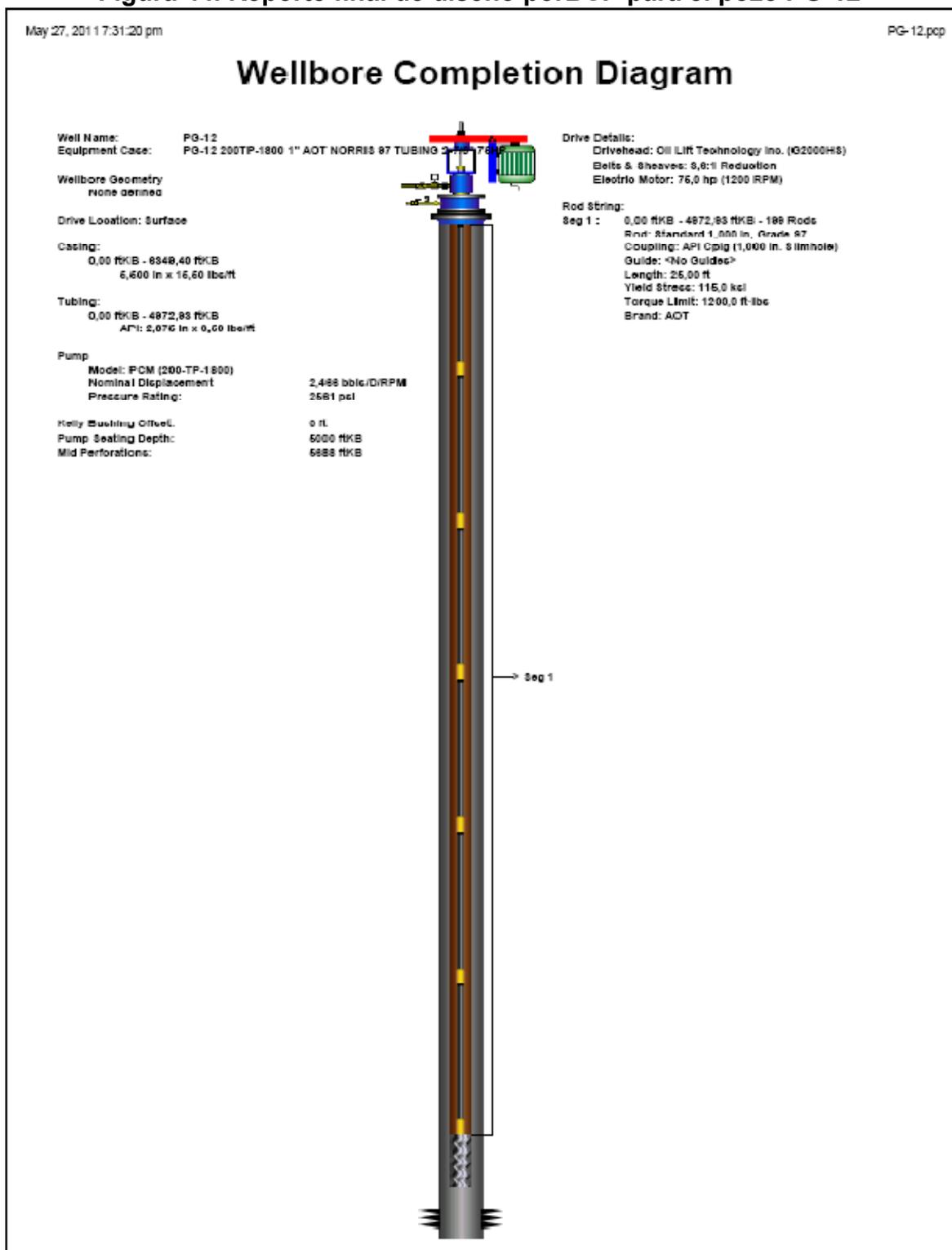
Fuente: los autores

**Figura 43. Continuación**

June 1, 2011 8:42:58 pm	ECOPETROL SOHT	DT-108 IDEAL.ppt
Drivehead Structural Loading:	N/A	
Drivehead Power Output:	72,3 %	
Drivehead Speed Output:	62,9 %	
Drivehead Gearbox Torque:	N/A	
Motor Loading:	100,22 %	
Efficiency:		
System Mechanical/Electrical:	60,5%	
System Overall :	48,4%	
<b>Output Messages</b>		
WARNING: Exceeding electric motor power rating (100 % Rated)		
NOTE: Gas separation calculated as 100,00 %		
NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required		
NOTE: Tubing assumed to extend up to surface		
NOTE: Free gas at pump intake (0 %)		
NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 78%		
NOTE: Motor operating frequency adjusted to 77 Hz		
NOTE: Electric motor speed adjusted to 1510 RPM (77 Hz)		
NOTE: Flow losses represent 3,21% of the total pump differential pressure		
<b>Comments</b>		

Fuente: los autores

Figura 44. Reporte final de diseño porBCP para el pozo PG-12



**Figura 44. Continuación**

May 27, 2011 7:32:05 pm		PG-12.ppt	
<b>Analysis Summary</b>			
<b>Equipment Case:</b>	PG-12 200TP-1800 1" AOT NORRIS 97 TUBING 2-7/8" 75HP		
<b>Pump Model:</b>	PCM (200-TP-1800)		
<b>Drive Location:</b>	Surface		
<b>Fluid Properties (Multiphase)</b>			
Oil API Gravity:		20 °API	
Water Salinity:		1500 ppm	
Gas Specific Gravity:		0,93	
BS&W:		50,00 %	
Producing GOR:		14,0 scf/STB	
Free Gas Separation:		17,87 %	
Correlations:	Solution GOR	Vasquez & Beggs	
	Bubble Point	Vasquez & Beggs	
	Under Saturated Oil Viscosity	Vasquez & Beggs	
	Live Oil Viscosity	Beggs & Robinson	
	Dead Oil Viscosity	Ng & Egobah	
<b>Viscosity</b>			
Advanced Viscosity Not Selected			
<b>Operating Conditions</b>			
Fluid Rate:		894,0 bbls/D	
Pump Volumetric Efficiency:		75%	
Pump Speed:		518 RPM	
Fluid Level:		4800 ftKB	
Bottomhole Pressure:		355 psi	
Tubing Head Pressure:		20 psi	
Casing Head Pressure:		0 psi	
Bottomhole Temperature:		143°F	
Flowing Wellhead Temperature:		90,00°F	
IPR Type:		None Selected	
<b>Summary Output Parameters</b>			
Submergence:		200,00 ftKB	
Pump Intake Pressure:		73,96 psi	
Pump Discharge Pressure:		2222,28 psi	
Net Hydrostatic Head:		1971,5 psi	
Flow Losses:		156,80 psi	
Pump Pressure Loading:		83,88%	
Max. Rod Torque:		647 ft-lbs	
Max. Rod Torque Load:		54 %	
Max. Axial Rod Load:		24,0 kips	
Max. Effective Rod Stress:		65,2% @ 0 ftKB	
Max. Contact Loads:			
Connection:		0,0 lbf @ 4973 ftKB	
System Input Power:		74,4 hp	
Prime Mover Output Power:		70,6 hp	
Energy Cost:		66,54 \$/day	
Thrust Bearing L10 Life:		1,0 Years	
Drivehead Main Shaft Torque Loading:		32,4 %	

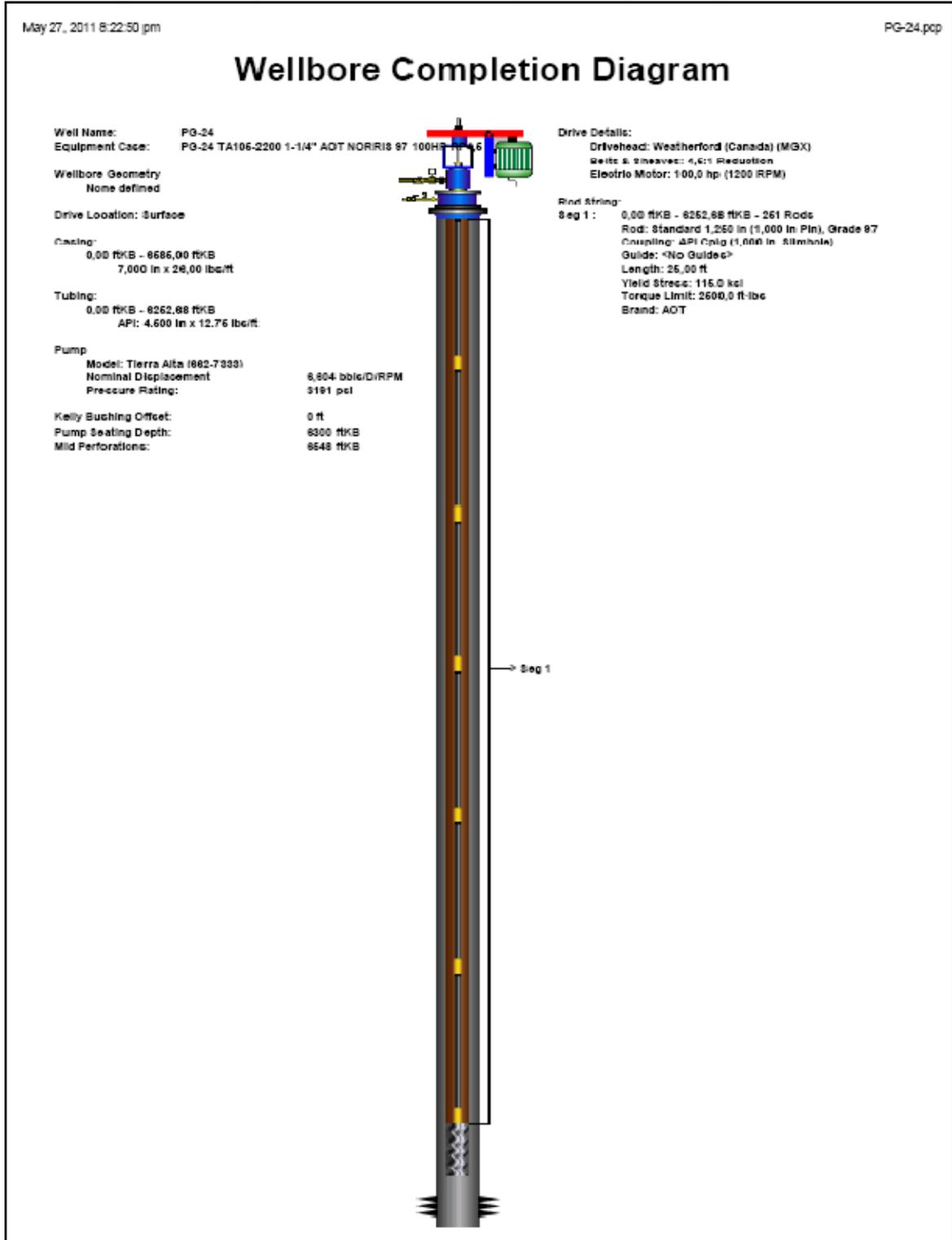
Fuente: los autores

## Figura 44. Continuación

May 27, 2011 7:32:05 pm	PG-12.ppt
Drivehead Structural Loading:	N/A
Drivehead Power Output:	42,5 %
Drivehead Speed Output:	103,5 %
Drivehead Gearbox Torque:	22,3 %
Motor Loading:	94,19 %
Efficiency:	
System Mechanical/Electrical:	62,7%
System Overall :	47,0%
<b>Output Messages</b>	
WARNING: Low thrust bearing life (1,0 Years L10 life)	
WARNING: Exceeding maximum drivehead speed rating ( 104 % Max)	
WARNING: High electric motor operating frequency(345 Hz)	
WARNING: High PC pump speed (518 RPM)	
NOTE: Gas separation calculated as 17,87 %	
NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required	
NOTE: Free gas at pump intake (4 %)	
NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 70%	
NOTE: Motor operating frequency adjusted to 345 Hz	
NOTE: Electric motor speed adjusted to 6894 RPM (345 Hz)	
NOTE: Flow losses represent 7,30% of the total pump differential pressure	
<b>Comments</b>	

Fuente: los autores

Figura 45. Reporte final de diseño por BCP para el pozo PG-24



**Figura 45. Continuación**

May 27, 2011 8:23:23 pm

PG-24.ppt

## Analysis Summary

**Equipment Case:** PG-24 TA105-2200 1-1/4" AOT NORRIS 97 100HP RP4,5  
**Pump Model:** Tierra Alta (662-/333)  
**Drive Location:** Surface

### Fluid Properties (Multiphase)

Oil API Gravity:		20 °API
Water Salinity:		1500 ppm
Gas Specific Gravity:		0,73
BS&W:		85,00 %
Producing GOR:		20,0 scf/STB
Free Gas Separation:		16,10 %
Correlations:	Solution GOR	Vasquez & Beggs
	Bubble Point	Vasquez & Beggs
	Under Saturated Oil Viscosity	Vasquez & Beggs
	Live Oil Viscosity	Beggs & Robinson
	Dead Oil Viscosity	Ng & Egobah

### Viscosity

Advanced Viscosity Not Selected

### Operating Conditions

Fluid Rate:	1343,0 bbls/D
Pump Volumetric Efficiency:	80%
Pump Speed:	260 RPM
Fluid Level:	5900 ftKB
Bottomhole Pressure:	246 psi
Tubing Head Pressure:	150 psi
Casing Head Pressure:	0 psi
Bottomhole Temperature:	143°F
Flowing Wellhead Temperature:	90,00°F
IPR Type:	None Selected

### Summary Output Parameters

Submergence:	400,00 ftKB
Pump Intake Pressure:	142,10 psi
Pump Discharge Pressure:	2818,48 psi
Net Hydrostatic Head:	2512,5 psi
Flow Losses:	13,92 psi
Pump Pressure Loading:	83,88%
Max. Rod Torque:	1800 ft-lbs
Max. Rod Torque Load:	72 %
Max. Axial Rod Load:	53,6 kips
Max. Effective Rod Stress:	92,9% @ 0 ftKB
Max. Contact Loads:	
Connection:	0,0 lbf @ 6253 ftKB
System Input Power:	104,0 hp
Prime Mover Output Power:	98,8 hp
Energy Cost:	93,08 \$/day
Thrust Bearing L10 Life:	0,8 Years
Drivehead Main Shaft Torque Loading:	90,0 %

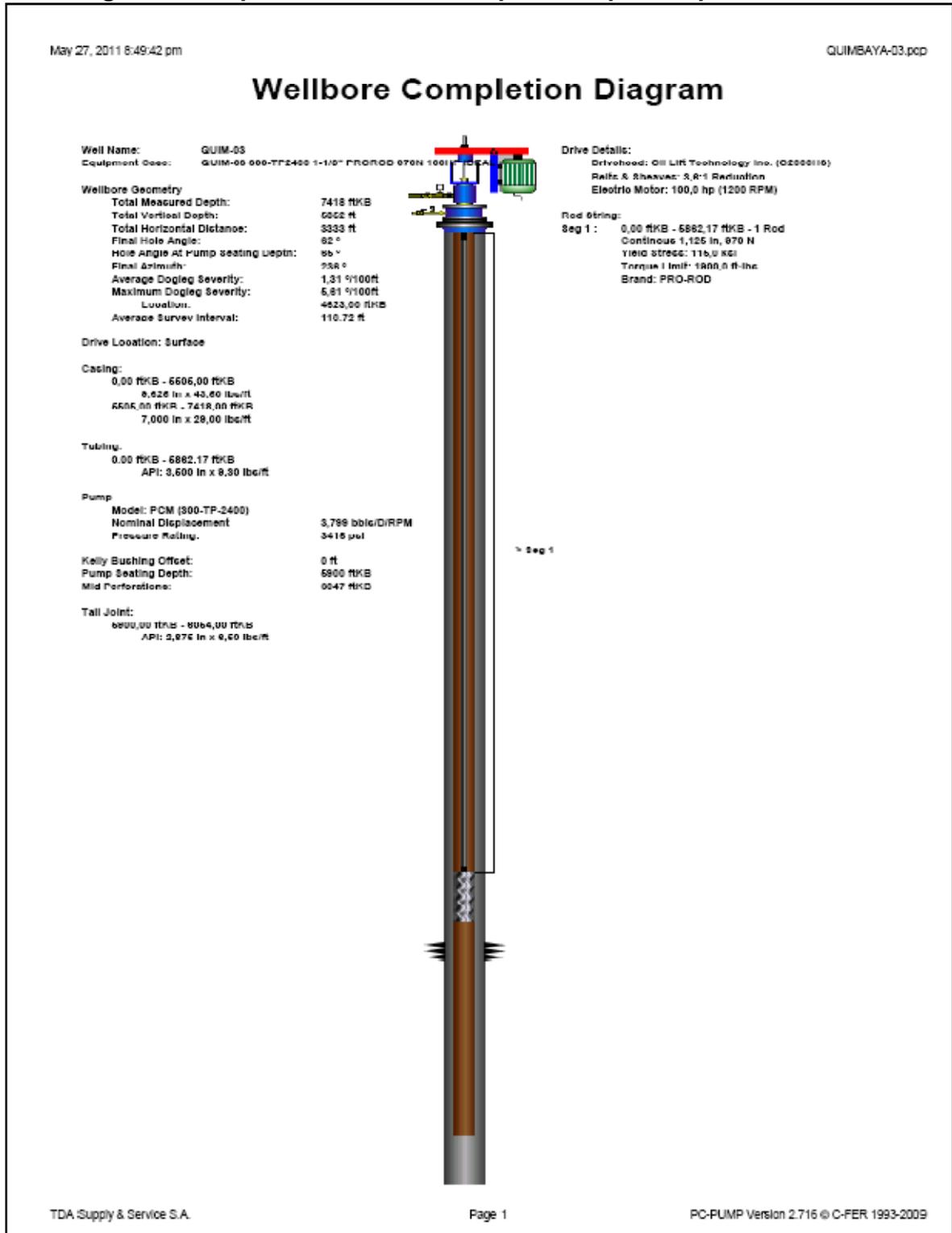
Fuente: los autores

**Figura 45. Continuación**

May 27, 2011 8:23:23 pm		PG-24.ppt
Drivehead Structural Loading:		N/A
Drivehead Power Output:		59,5 %
Drivehead Speed Output:		43,4 %
Drivehead Gearbox Torque:		N/A
Motor Loading:		98,81 %
Efficiency:		
System Mechanical/Electrical:		75,2%
System Overall :		60,2%
<b>Output Messages</b>		
WARNING: Low thrust bearing life (0,8 Years L10 life)		
NOTE: Gas separation calculated as 16,10 %		
NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required		
NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 78%		
NOTE: Motor operating frequency adjusted to 59 Hz		
NOTE: Electric motor speed adjusted to 1171 RPM (59 Hz)		
<b>Comments</b>		

Fuente: los autores

Figura 46. Reporte final de diseño por BCP para el pozo QUIM-03



Fuente: los autores

**Figura 46. Continuación**

May 27, 2011 8:50:05 pm		QUIMBAYA-03.ppt	
<b>Analysis Summary</b>			
<b>Equipment Case:</b>	QUIM-03 300-TP2400 1-1/8" PROROD 970N 100HP IDEAL		
<b>Pump Model:</b>	PCM (300-TP-2400)		
<b>Drive Location:</b>	Surface		
<b>Fluid Properties (Multiphase)</b>			
Oil API Gravity:		17 °API	
Water Salinity:		900 ppm	
Gas Specific Gravity:		0,55	
BS&W:		85,00 %	
Producing GOR:		140,0 scf/STB	
Free Gas Separation:		100,00 %	
Correlations:	Solution GOR	Vasquez & Beggs	
	Bubble Point	Vasquez & Beggs	
	Under Saturated Oil Viscosity	Vasquez & Beggs	
	Live Oil Viscosity	Beggs & Robinson	
	Dead Oil Viscosity	Ng & Egobah	
<b>Viscosity</b>			
Advanced Viscosity Not Selected			
<b>Operating Conditions</b>			
Fluid Rate:		942,0 bbl/D	
Pump Volumetric Efficiency:		80%	
Pump Speed:		322 RPM	
Fluid Level:		5,500 ftKB	
Bottomhole Pressure:		42 psi	
Tubing Head Pressure:		380 psi	
Casing Head Pressure:		0 psi	
Bottomhole Temperature:		146°F	
Flowing Wellhead Temperature:		70,00°F	
IPR Type:		None Selected	
<b>Summary Output Parameters</b>			
Submergence:		400,00 ftKB	
Pump Intake Pressure:		29,66 psi	
Pump Discharge Pressure:		2630,24 psi	
Net Hydrostatic Head:		2166,8 psi	
Flow Losses:		53,73 psi	
Pump Pressure Loading:		76,16%	
Max. Rod Torque:		1245 ft-lbs	
Max. Rod Torque Load:		66 %	
Max. Axial Rod Load:		31,3 kips	
Max. Effective Rod Stress:		85,0% @ 0 ftKB	
Max. Contact Loads:			
Continuous Rod:		13,8 lbf/ft @ 4681 ftKB	
System Input Power:		88,9 hp	
Prime Mover Output Power:		84,4 hp	
Energy Cost:		79,53 \$/day	
Thrust Bearing L10 Life:		0,7 Years	
Drivehead Main Shaft Torque Loading:		62,2 %	

Fuente: los autores

**Figura 46. Continuación**

May 27, 2011 8:50:05 pm	QUIMBAYA-03.ppt
Drivehead Structural Loading:	N/A
Drivehead Power Output:	50,8 %
Drivehead Speed Output:	64,3 %
Drivehead Gearbox Torque:	42,9 %
Motor Loading:	84,43 %
Efficiency:	
System Mechanical/Electrical:	60,8%
System Overall :	48,7%
<b>Output Messages</b>	
WARNING: Low thrust bearing life (0,7 Years L10 life)	
WARNING: High electric motor operating frequency(215 Hz)	
NOTE: Gas separation calculated as 100,00 %	
NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required	
NOTE: Free gas at pump intake (1 %)	
NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 77%	
NOTE: Motor operating frequency adjusted to 215 Hz	
NOTE: Electric motor speed adjusted to 4284 RPM (215 Hz)	
NOTE: Flow losses represent 2,07% of the total pump differential pressure	
<b>Comments</b>	

Fuente: los autores