

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL AHORRO DE CABLE DE POTENCIA,
TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO ELÉCTRICO PARA UN BLOQUE EN
POZOS MADUROS CON UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN
EL ÁREA DE ARAUCA**

ANGEL HERNANDO POLANIA PASCUAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL AHORRO DE CABLE DE POTENCIA,
TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO ELÉCTRICO PARA UN BLOQUE EN
POZOS MADUROS CON UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN
EL ÁREA DE ARAUCA.**

ANGEL HERNANDO POLANIA PASCUAS

**Trabajo de grado para optar el título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos**

Director

CIRO PINTO

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A Dios por permitirme a cumplir este nuevo objetivo en mi vida profesional

A mi Hijo Juan Angel Polania, quien es la persona por la cual lucho todos los días y sacrificó tiempo de compartir con él para darle el mayor bienestar que se merece.

A mi madre y toda mi familia por apoyarme siempre en las decisiones que tomó en mi vida.

Gracias a todos....

AGRADECIMIENTOS

El autor de la presente monografía se permite expresar sus agradecimientos a las siguientes personas:

Al equipo humano de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, por su esmero y dedicación compartida con todos los estudiantes.

Al ingeniero Ciro Pinto por compartir su experiencia en la industria y aportar sus conocimientos.

A mi amigo Leonardo Díaz, por el apoyo en las clases y testigo del trasegar diario.

Angel Hernando Polania Pascuas.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES.....	17
1.1 Sistemas de Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible.....	17
1.1.1 Componentes del sistema.....	17
1.2 Equipo de Fondo.....	18
1.3 Equipo de Superficie	25
2. RECOPIACIÓN DATA DE POZOS	29
3. SIMULACIONES ACTUALES DE OPERACION.....	37
4. NUEVAS SIMULACIONES A PROFUNDIDAD MENOR (300 FT SUMERGENCIA).....	54
5. ANÁLISIS ECONÓMICO CON EL AHORRO OBTENIDO.....	71
6. CONCLUSIONES	75
7. RECOMENDACIONES	76
BIBLIOGRAFIA.....	77

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.Data Pozo #1	29
Tabla 2. Data Pozo #2	30
Tabla 3. Data Pozo #3	31
Tabla 4.Data Pozo #4	32
Tabla 5. Data Pozo #5	33
Tabla 6.Data Pozo #6	34
Tabla 7. Data Pozo #7	35
Tabla 8.Data Pozo #8	36
Tabla 9. Diferencia entre profundidades (Ft)	71
Tabla 10. Consumo energía Actual y Nuevo USD/Mes	72
Tabla 11. Ahorros obtenidos en Energía, Tubería y cable de potencia	74

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Armais Arutonuff	17
Figura 2. Componentes del sistema BES	17
Figura 3. Bomba	18
Figura 4. Motor.....	19
Figura 5. Motor.....	21
Figura 6. Separador de gas	21
Figura 7. Intake	22
Figura 8. Válvula Retención.....	22
Figura 9. Válvula Drenaje	23
Figura 10. MLE	23
Figura 11. Cable de Potencia	24
Figura 12. Sensor	25
Figura 13. Variador de Frecuencia.....	26
Figura 14. Transformador SUT	27
Figura 15. Caja de Venteo	27
Figura 16. Conector de Superficie	28
Figura 17. Curva operación Bomba profundidad actual Pozo #1	37

Figura 18. Data de simulación profundidad actual pozo #1	38
Figura 19. Curva operación motor profundidad actual Pozo #1	38
Figura 20. Condiciones de operación profundidad actual Pozo #1	39
Figura 21. Curva operación Bomba profundidad actual Pozo #2.....	40
Figura 22. Data de simulación profundidad actual pozo #2	40
Figura 23. Curva operación Motor profundidad actual Pozo #2.....	41
Figura 24. Condiciones de Operación profundidad actual Pozo #2	41
Figura 25. Curva operación Bomba profundidad actual Pozo #3.....	42
Figura 26. Data de simulación profundidad actual pozo #3	42
Figura 27. Curva operación Motor profundidad actual Pozo #3.....	43
Figura 28. Condiciones de Operación profundidad actual Pozo #3	43
Figura 29. Curva operación Bomba profundidad actual Pozo #4.....	44
Figura 30. Data de simulación profundidad actual pozo #4	44
Figura 31. Curva operación Motor profundidad actual Pozo #4.....	45
Figura 32. Condiciones de Operación profundidad actual Pozo #4	45
Figura 33. Curva operación Bomba profundidad actual Pozo #5.....	46
Figura 34. Data de simulación profundidad actual pozo #5	46
Figura 35. Curva operación Motor profundidad actual Pozo #5.....	47
Figura 36. Condiciones de Operación profundidad actual Pozo #5	47
Figura 37. Curva operación Bomba profundidad actual Pozo #6.....	48
Figura 38. Data de simulación profundidad actual pozo #6	48

Figura 39. Curva operación Motor profundidad actual Pozo #6.....	49
Figura 40. Condiciones de Operación profundidad actual Pozo #6	49
Figura 41. Curva operación Bomba profundidad actual Pozo #7	50
Figura 42. Data de simulación profundidad actual pozo #7	50
Figura 43. Curva operación Motor profundidad actual Pozo #7	51
Figura 44. Condiciones de Operación profundidad actual Pozo #7	51
Figura 45. Curva operación Bomba profundidad actual Pozo #8.....	52
Figura 46. Data de simulación profundidad actual pozo #8	52
Figura 47. Curva operación Motor profundidad actual Pozo #8.....	53
Figura 48. Condiciones de Operación profundidad actual Pozo #8	53
Figura 49. Curva operación Bomba nueva profundidad Pozo #1	54
Figura 50. Data de simulación nueva profundidad pozo #1	55
Figura 51. Curva operación motor nueva profundidad Pozo #1.....	55
Figura 52. Condiciones de operación nueva profundidad Pozo #1.....	56
Figura 53. Curva operación Bomba nueva profundidad Pozo #2	57
Figura 54. Data de simulación nueva profundidad pozo #2.....	57
Figura 55. Curva operación Motor nueva profundidad Pozo #2.....	58
Figura 56. Condiciones de Operación nueva profundidad Pozo #2	58
Figura 57. Curva operación Bomba nueva profundidad Pozo #3	59
Figura 58. Data de simulación nueva profundidad pozo #3.....	59
Figura 59. Curva operación Motor nueva profundidad Pozo #3.....	60

Figura 60. Condiciones de Operación nueva profundidad Pozo #3	60
Figura 61. Curva operación Bomba nueva profundidad Pozo #4	61
Figura 62. Data de simulación nueva profundidad pozo #4	61
Figura 63. Curva operación Motor nueva profundidad Pozo #4.....	62
Figura 64. Condiciones de Operación nueva profundidad Pozo #4	62
Figura 65. Curva operación Bomba nueva profundidad Pozo #5	63
Figura 66. Data de simulación nueva profundidad pozo #5	63
Figura 67. Curva operación Motor nueva profundidad Pozo #5.....	64
Figura 68. Condiciones de Operación nueva profundidad Pozo #5	64
Figura 69. Curva operación Bomba nueva profundidad Pozo #6	65
Figura 70. Data de simulación nueva profundidad pozo #6	65
Figura 71. Curva operación Motor nueva profundidad Pozo #6.....	66
Figura 72. Condiciones de Operación nueva profundidad Pozo #6	66
Figura 73. Curva operación Bomba nueva profundidad Pozo #7	67
Figura 74. Data de simulación nueva profundidad pozo #7	67
Figura 75. Curva operación Motor nueva profundidad Pozo #7	68
Figura 76. Condiciones de Operación nueva profundidad Pozo #7	68
Figura 77. Curva operación Bomba nueva profundidad Pozo #8	69
Figura 78. Data de simulación nueva profundidad pozo #8	69
Figura 79. Curva operación Motor nueva profundidad Pozo #8.....	70
Figura 80. Condiciones de Operación nueva profundidad Pozo #8	70

Figura 81.Comparación Profundidad actual Vs Propuesta	71
Figura 82. Comparación consumo # tubos	72
Figura 83. Comparación consumo Cable de potencia	73
Figura 84. Comparación Consumo eléctrico	73

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL AHORRO DE CABLE DE POTENCIA, TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO ELÉCTRICO PARA UN BLOQUE EN POZOS MADUROS CON UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL ÁREA DE ARAUCA*.

AUTOR: ANGEL HERNANDO POLANIA PASCUAS**

PALABRAS CLAVE: POZOS MADUROS, BES (BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE), OPTIMIZACIÓN

DESCRIPCIÓN:

En la industria petrolera se continúa en la búsqueda de opciones para optimizar la producción de un campo petrolero donde se requieren sistemas de levantamiento artificial especialmente cuando un yacimiento se encuentra en su etapa de madurez. El sistema de bombeo electrosumergible es uno de los sistemas más usados en Colombia y representa actualmente uno de los procesos más importantes y de mayor impacto económico en la industria de los hidrocarburos.

En ciertos bloques productores que se encuentran ubicados en el área de Arauca, se ha evidenciado que en pozos maduros la profundidad de la bomba electrosumergible según condiciones de yacimiento es mayor para obtener un caudal determinado, lo que conlleva a un consumo mayor innecesario en el sistema bombeo electrosumergible y considerando que se tratan de pozos maduros, se podría obtener un ahorro económico en el cable de potencia, tubería de producción y consumo eléctrico dentro del sistema BES.

Por lo anterior, el presente trabajo de monografía se realizará un análisis técnico- económico donde se recopile los datos actuales de operación de ocho pozos tipo para después simularlos en el software de diseño de BES y finalmente realizar una simulación de un mismo equipo a una profundidad menor donde se permita identificar el ahorro de cable de potencia, tubería de producción y consumo eléctrico.

Una vez terminada la monografía donde se demuestre teóricamente el valor del ahorro total de los ocho pozos tipo seleccionados, se espera que se realice la intervención en alguno de los pozos para confirmar el ahorro y de ser exitoso el resultado poder evaluar el mismo proceso en los demás pozos maduros del campo.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ciro Pinto, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMICAL ANALYSIS FOR SAVING IN POWER CORD, PRODUCTION TUBING AND ELECTRICITY CONSUMPTION IN ARAUCA'S MATURE OIL WELLS WITH ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP SYSTEMS*

AUTHOR: ANGEL HERNANDO POLANIA PASCUAS**

KEYWORDS: MATURE OIL FIELD, ELECTRO SUMERGIBLE PUMP, OPTIMIZATION

DESCRIPTION:

The oil's industry is continuously looking for options to optimize the oil production, in fields where artificial lift systems are required when the reservoir is in its mature stage.

Electric submersible pump system is one of the most used in Colombia; it is an important process with great economic impact on the hydrocarbon industry.

Some Arauca's wells have shown that the depth of the electric submersible pump is higher according to reservoir conditions in order to obtain a required flow rate, leading to an unnecessary increase in the electric submersible pumping system. . However, taking into account that are mature wells, is possible to get a saving of power cable, tubing and electricity consumption inside the system.

Therefore, in this work, it was done a technical-economical analysis, using current operation data of eight wells in a design software, depth of the pump (less depth, to identify savings in power cable, tubing and electrical consumption).

Theoretically, this document shows the total savings of the eight wells selected for this study. The next step is that the company takes the decision to do the intervention in any well to confirm the savings, and if the change is successful, this solution can be implemented into the other wells in the field.

* Monography

** Physico-chemical Engenier Faculty. Petroleum Engenier School. Director: Eng. Ciro Pinto.

INTRODUCCIÓN

Un activo petrolero es considerado maduro cuando ha producido más de la mitad de sus reservas probadas originales después de operar durante más de 20 años activo. Su madurez se ve reflejado en altos cortes de agua y disminución en la presión del yacimiento.¹

En el campo petrolero de Arauca se evidencia pozos maduros y debido al alto corte de agua y por tener acuíferos activos no se le podría aplicar un Draw Down alto al yacimiento ya que afectaría la formación y se vendría el pozo en agua.

En estos pozos actualmente se ha determinado según estudios realizados que en un campo maduro con 300 ft mínimo de sumergencia el equipo BES podría operar sin ningún inconveniente, obtener el mismo caudal al dejar la bomba más arriba de la que se encontraba anteriormente y se podría optimizar los costos operativos con el fin que la producción del pozo sea rentable.

Por con siguiente, a través de la realización de esta monografía se quiere demostrar que en un campo maduro al dejar la bomba BES a una profundidad menor y conservando los 300 ft de sumergencia se podría obtener un ahorro en tubería de producción, cable de potencia y consumo de energía.

¹ CASTRO, W. y SIERRA, J. Plan Integral de desarrollo de Campos maduros. Bucaramanga 2012. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2012.

1. GENERALIDADES

Las bombas electrosomergibles nacen en el año 1930 con la empresa REDA: Russian Electric Dynamo of Arutunoff established in 1930 in Bartlesville,

Figura 1. Armais Arutonuff

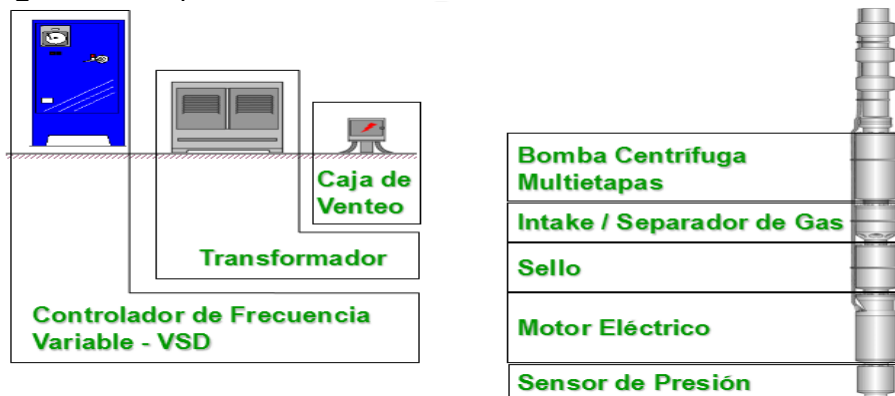


Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Completion & production Technical Training ALS, Claremore OK USA. 2010.

1.1 Sistemas de Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible²

1.1.1 Componentes del sistema

Figura 2. Componentes del sistema BES



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Completion & production Technical Training ALS, Claremore OK USA. 2010.

² BAKER HUGHES CENTRILIFT. Completion & production Technical Training ALS, Claremore OK USA. 2010.

1.2 Equipo de Fondo

Bomba Centrífuga debe su nombre a la capacidad que tiene de desplazar fluidos mediante la generación de fuerzas centrífugas:

- La bomba centrífuga trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazándolo como si fuera un acelerador de partículas, esta energía o fuerza tangencial se produce en los alabes del impulsor cuando la bomba está en funcionamiento (girando).
- La bomba centrífuga trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazado.
- La parte rotativa, el impulsor, genera fuerzas centrífugas que aumentan la velocidad del fluido (energía potencial más energía cinética).
- La parte estacionaria, el difusor, dirige el fluido de la forma adecuada al siguiente impulsor. Transforma parte de la energía cinética en energía potencial o presión.

Figura 3. Bomba



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Completion & production Technical Training ALS, Claremore OK USA. 2010.

El motor eléctrico:

- transmite el movimiento a la bomba
- Tiene rangos específicos de potencia, voltaje y corriente
- Es un motor de inducción, bipolar, trifásico, AC
- El motor gira aproximadamente a 3,500 RPM a 60Hz y 2960 RPM a 50 Hz
- Está construido de rotores superpuestos que se alojan dentro de un estator bobinado
- El enfriamiento del motor se logra a través de:
 - Circulación interna del aceite dieléctrico del motor
 - Flujo del pozo alrededor de la parte exterior del motor

Figura 4. Motor



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Completion & production Technical Training ALS, Claremore OK USA. 2010.

Sección Sellante:

- Proveer volumen necesario para permitir la expansión del aceite dieléctrico contenido en el motor.
- Igualar la presión en la cavidad del pozo con el fluido dieléctrico del motor.
- Proteger al motor de la contaminación de los fluidos del pozo.
- Absorber el empuje axial descendente de la bomba.

Figura 5. Motor

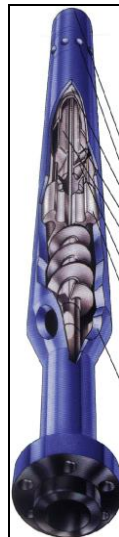


Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Completion & production Technical Training ALS, Claremore OK USA. 2010.

Separador de gas

- Los Separadores de Gas se usan en aplicaciones donde el gas libre causa interferencia con el rendimiento de la bomba.
- Estas unidades separan gran parte del gas libre del caudal que entra a la bomba.

Figura 6. Separador de gas



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Completion & production Technical Training ALS, Claremore OK USA. 2010.

Intake

- El intake permite el ingreso de fluido a la bomba.
- Se usa en el sistema cuando el pozo no produce altos porcentajes de gas.

Figura 7. Intake



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Completion & production Technical Training ALS, Claremore OK USA. 2010.

Válvula de Retención³

- La Válvula de Retención tiene por función mantener la columna llena de fluido por encima de la descarga de la bomba, impidiendo así un retorno cuando el equipo de fondo está parado.

Figura 8. Válvula Retención



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Completion & production Technical Training ALS, Claremore OK USA. 2010.

³ PINTO, Ciro. Sistema bombeo electrosumergible, Especialización de Producción de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander. Bogotá, 2014.

Válvula de Drenaje

- La Válvula de Drenaje cumple la función de purga de la tubería de producción. La instalación de esta válvula está recomendada de uno a dos tubing por encima de la Válvula de Retención.

Figura 9. Válvula Drenaje

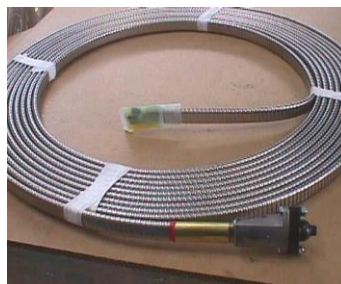


Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Completion & production Technical Training ALS, Claremore OK USA. 2010.

Cable de Extensión

- El cable de extensión del motor o MLE es un cable construido especialmente para ser instalado en toda la longitud del equipo de fondo debido a que este es más delgado y disminuye el diámetro exterior del conjunto que un cable de potencia.
- Posee una ficha de conexión o POT HEAD que va conectado al motor en uno de sus extremos y por el otro extremo se empalma al cable de potencia.

Figura 10. MLE

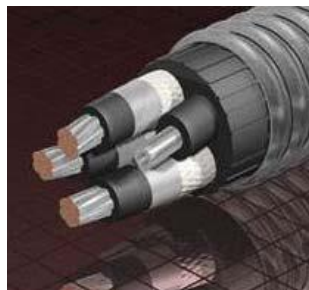


Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Completion & production Technical Training ALS, Claremore OK USA. 2010.

Cable de Potencia ⁴

- El cable suministra la potencia al motor eléctrico y deben cumplir con los requerimientos de energía del mismo.
- Están aislados externamente de un protector de bronce o aluminio, en la parte media un aislante y cada cable está internamente aislado con plástico de alta densidad.
- Existen dos tipos; Cable redondo y cable plano y se utilizan dependiendo de la aplicación.

Figura 11.Cable de Potencia



Fuente: BAKER HUGHES CENTRILIFT. Completion & production Technical Training ALS, Claremore OK USA. 2010.

Sensor de Fondo

- El sensor nos permite monitorear el equipo de fondo y ver el comportamiento de las variables (temperaturas, presión del intake, presión de descarga, Vibraciones, corrientes de Fuga).
- Este componente no requiere cables adicionales ya la señal se transmite a través de sensores.
- El sensor de fondo es una herramienta clave a la hora de realizar seguimientos a los pozos y es de gran ayuda para poder tomar acciones inmediatas y poder evitar fallas en los equipos BES evitando pérdidas de producción.

⁴ QUEVEDO, Jhonatan. "Instructivo para la operación y trabajos de mantenimiento en pozos con bombeo electrosumergible" [En línea]. Conspetrol, 2010. [Citado en 10 de Enero del 2015]. Disponible en Internet en: http://issuu.com/jonathanbarrios/docs/bombeo_electrosumergible

Figura 12. Sensor



Fuente: ALKHORAYEF PETROLEUM. Advanced ESP Training. 2015

1.3 Equipo de Superficie⁵

Variador de frecuencia

- Es un tablero de control de frecuencia fija especialmente diseñado para ser usado con equipos BES.
- Existe conexión física entre el equipo de fondo y la línea de alta tensión.
- Es usado en conjunto con un controlador, el cual protege al motor, y al cable, de descargas de alto voltaje.

El controlador protege al sistema BES de sobrecarga y baja carga, desbalance de corriente y arranques excesivos.

⁵ ALKHORAYEF PETROLEUM. Advanced ESP Training, Hurghada Egypt, 2015.

Figura 13. **Variador de Frecuencia**



Fuente: ALKHORAYEF PETROLEUM. Advanced ESP Training. 2015

- El Controlador de Velocidad Variable usa componentes electrónicos para variar la frecuencia de entrada de 60Hz ó 50 Hz y convertirla a una frecuencia que puede oscilar entre 30 - 90 Hz. Esto permite operar la bomba a diferentes velocidades y producciones manteniendo una eficiencia alta en el sistema.
- La manipulación de la frecuencia de entrada al motor permite modificar la velocidad del equipo de fondo y por ende el rendimiento y rango operacional de la bomba electrosumergible.
- Permite un arranque gradual o “suave” en la operación de sistemas BES.

Transformador de alta SUT

- El transformador es alimentado por el variador de frecuencia a 480 Vdc en el sector primario.
- El transformador de alta es el que permite la entrega del voltaje necesario para que el motor arranque.

Figura 14. Transformador SUT



Fuente: ALKHORAYEF PETROLEUM. Advanced ESP Training. 2015

Caja de Venteo

- Es la caja de conexión entre el cable que viene de fondo y el cable que viene del transformador SUT.
- Está diseñada para ambientes severos NEMA 4.
- Capacidad de 5 KV.
- Proporciona la ventilación del gas.

Figura 15. Caja de Venteo

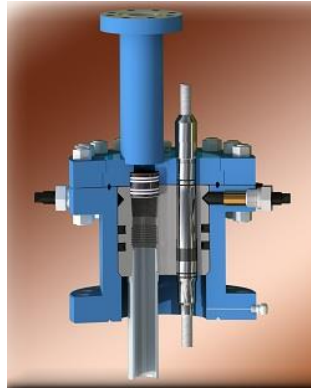


Fuente: ALKHORAYEF PETROLEUM. Advanced ESP Training. 2015

Conector de Superficie en Hanger

- El conector de superficie se utiliza dependiendo de la aplicación requerida para el pozo.
 - El conector se utiliza para realizar sello en el Hanger del pozo y evitar fugas.
- Las diferentes clases de penetradores son: Pack Off, Quick Conector, BIW, PFT, etc.

Figura 16. Conector de Superficie



Fuente: ALKHORAYEF PETROLEUM. Adavanced ESP Training.

2. RECOPIACIÓN DATA DE POZOS

Se recopila la data actual de operación de los pozos propuestos con diferentes caudales de producción:

Pozo #1

Tabla 1.Data Pozo #1

Hoja de Datos - Equipos BES											
Cliente											
Nombre del Pozo		Pozo #1	Instalacion:		Nueva						
Campo		Caño Limon									
Pais		Colombia									
DIAGRAMA MECÁNICO											
Vertical: <input type="checkbox"/> Horizontal: <input type="checkbox"/> Inclinado <input checked="" type="checkbox"/>											
Max Dog Leg ° / 100 ft <input style="width: 50px;" type="text"/>											
En caso de ser inclinado anexar Survey del pozo											
Casing-1		9 5/8 Inch, 40 PPF		Casing-2		None					
Tope		0 MD ft		Tope		0 MD m					
Base		7795 MD ft		Base		0 MD m					
Tubing-1		4 1/2 Inch, 12.75 I		Tubing-2		None					
Tope		0 MD ft		Tope		<input style="width: 50px;" type="text"/> MD ft					
Base		5582 MD ft		Base		<input style="width: 50px;" type="text"/> MD ft					
INTERVALOS PERFORADOS											
PMP		<input style="width: 50px;" type="text"/> 7510 MD ft									
CABEZAL											
Marca		Minimandril <input type="checkbox"/>									
Modelo		Maximandril <input type="checkbox"/>									
DATOS DE FLUIDOS											
° API		<input style="width: 50px;" type="text"/> 29									
Grav. Gas		<input style="width: 50px;" type="text"/> 0.7		sg							
Grav. Agua		<input style="width: 50px;" type="text"/> 1.0000		sg							
%Ays		<input style="width: 50px;" type="text"/> 99%									
RGP		<input style="width: 50px;" type="text"/> 6		scf/bb		RGL		<input style="width: 50px;" type="text"/> scf/bb			
Pb.		<input style="width: 50px;" type="text"/> 36		psi		Rsb		<input style="width: 50px;" type="text"/> scf/bb			
POTENCIALES PROBLEMAS											
CO ₂		No		N ₂		No		H ₂ S		No	
Arena		No		Parafinas, Aromáticos				No			
Carbonatos		No		y Asfaltenos							
CORRELACIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL											
Beggs & Brill (1973) Hagedorn & Brown (1963)											
DATOS PARA CALIBRACIÓN POR VISCOSIDAD											
<input style="width: 50px;" type="text"/>		cP		@		<input style="width: 50px;" type="text"/>		° F y		<input style="width: 50px;" type="text"/> psi	
<input style="width: 50px;" type="text"/>		cP		@		<input style="width: 50px;" type="text"/>		° F y		<input style="width: 50px;" type="text"/> psi	
<input style="width: 50px;" type="text"/>		cP		@		<input style="width: 50px;" type="text"/>		° F y		<input style="width: 50px;" type="text"/> psi	
Contacto											
Teléfono					Cel:						
e-mail											
Fecha											
INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO											
Datum		<input style="width: 50px;" type="text"/>		MD ft							
Presión @ Datum		<input style="width: 50px;" type="text"/> 1558		psi							
Temp @ Datum		<input style="width: 50px;" type="text"/> 210		°F							
Formación Productora		<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>									
Nivel Estático		<input style="width: 50px;" type="text"/>		TVD m							
CHP Estático		<input style="width: 50px;" type="text"/> 0		psi							
DATOS DE AFLUENCIA											
Modelo de Afluencia											
PI		<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>									
Indice de Productividad		<input style="width: 50px;" type="text"/> 79.39		bbts/psi							
QI @ Prueba		<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>									
Pwf @ Prueba		<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>									
Nivel dinámico @ Prueba		<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>									
CHP @ Prueba		<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>									
ESPECIFICACIONES DEL DISEÑO											
Producción deseada		<input style="width: 50px;" type="text"/> 14830		bfpd							
FLAP Mínima		<input style="width: 50px;" type="text"/> 300		psi							
Presión en cabezal (THP)		<input style="width: 50px;" type="text"/> 56		psi							
Presión Anular (CHP)		<input style="width: 50px;" type="text"/> 0		psi							
Prof. de Asentamiento		<input style="width: 50px;" type="text"/> 5582		MD ft							
Temperatura en cabezal		<input style="width: 50px;" type="text"/> 65		°F							
INFORMACIÓN ADICIONAL											
Y Tool		<input checked="" type="checkbox"/>		Hz		<input checked="" type="checkbox"/> 60		<input type="checkbox"/> 50			
Capilar		<input type="checkbox"/>									
VSD		TX Elevador									
Marca:		<input style="width: 50px;" type="text"/>		Marca:		<input style="width: 50px;" type="text"/>					
KVA:		<input style="width: 50px;" type="text"/>		KVA:		<input style="width: 50px;" type="text"/>					

Pozo #2

Tabla 2. Data Pozo #2

Hoja de Datos - Equipos BES																																																																					
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Cliente</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>Nombre del Pozo</td> <td>Pozo #2</td> <td>Instalacion:</td> <td>Nueva</td> <td>▼</td> </tr> <tr> <td>Campo</td> <td colspan="4">Caño Limon</td> </tr> <tr> <td>Pais</td> <td colspan="4">Colombia</td> </tr> </table>					Cliente					Nombre del Pozo	Pozo #2	Instalacion:	Nueva	▼	Campo	Caño Limon				Pais	Colombia				<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Contacto</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>Teléfono</td> <td></td> <td>Cel:</td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>e-mail</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>Fecha</td> <td colspan="4"></td> </tr> </table>					Contacto					Teléfono		Cel:			e-mail					Fecha																								
Cliente																																																																					
Nombre del Pozo	Pozo #2	Instalacion:	Nueva	▼																																																																	
Campo	Caño Limon																																																																				
Pais	Colombia																																																																				
Contacto																																																																					
Teléfono		Cel:																																																																			
e-mail																																																																					
Fecha																																																																					
DIAGRAMA MECÁNICO					INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO																																																																
Vertical: <input type="checkbox"/> Horizontal: <input type="checkbox"/> Inclinado <input checked="" type="checkbox"/> Max Dog Leg ° / 100 ft <input style="width: 50px;" type="text"/>					<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Datum</td> <td></td> <td>MD ft</td> <td>▼</td> </tr> <tr> <td>Presión @ Datum</td> <td>2321</td> <td>psi</td> <td>▼</td> </tr> <tr> <td>Temp @ Datum</td> <td>210</td> <td>°F</td> <td>▼</td> </tr> <tr> <td>Formación Productora</td> <td colspan="3"></td> </tr> <tr> <td>Nivel Estático</td> <td></td> <td>TVD m</td> <td>▼</td> </tr> <tr> <td>CHP Estático</td> <td>0</td> <td>psi</td> <td>▼</td> </tr> </table>					Datum		MD ft	▼	Presión @ Datum	2321	psi	▼	Temp @ Datum	210	°F	▼	Formación Productora				Nivel Estático		TVD m	▼	CHP Estático	0	psi	▼																																				
Datum		MD ft	▼																																																																		
Presión @ Datum	2321	psi	▼																																																																		
Temp @ Datum	210	°F	▼																																																																		
Formación Productora																																																																					
Nivel Estático		TVD m	▼																																																																		
CHP Estático	0	psi	▼																																																																		
En caso de ser inclinado anexar Survey del pozo																																																																					
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Casing-1</td> <td>7 Inch, 26 PPF</td> <td>▼</td> <td>Casing-2</td> <td>None</td> <td>▼</td> </tr> <tr> <td>Tope</td> <td>0</td> <td>MD ft</td> <td>Tope</td> <td>0</td> <td>MD m</td> </tr> <tr> <td>Base</td> <td>7655</td> <td>MD ft</td> <td>Base</td> <td>0</td> <td>MD m</td> </tr> <tr> <td>Tubing-1</td> <td>3 1/2 Inch, 9.3 PPI</td> <td>▼</td> <td>Tubing-2</td> <td>None</td> <td>▼</td> </tr> <tr> <td>Tope</td> <td>0</td> <td>MD ft</td> <td>Tope</td> <td></td> <td>MD ft</td> </tr> <tr> <td>Base</td> <td>6656</td> <td>MD ft</td> <td>Base</td> <td></td> <td>MD ft</td> </tr> </table>					Casing-1	7 Inch, 26 PPF	▼	Casing-2	None	▼	Tope	0	MD ft	Tope	0	MD m	Base	7655	MD ft	Base	0	MD m	Tubing-1	3 1/2 Inch, 9.3 PPI	▼	Tubing-2	None	▼	Tope	0	MD ft	Tope		MD ft	Base	6656	MD ft	Base		MD ft																													
Casing-1	7 Inch, 26 PPF	▼	Casing-2	None	▼																																																																
Tope	0	MD ft	Tope	0	MD m																																																																
Base	7655	MD ft	Base	0	MD m																																																																
Tubing-1	3 1/2 Inch, 9.3 PPI	▼	Tubing-2	None	▼																																																																
Tope	0	MD ft	Tope		MD ft																																																																
Base	6656	MD ft	Base		MD ft																																																																
Intervalos perforados PMP <input style="width: 50px;" type="text"/> 7199 MD ft																																																																					
Cabezal Marca <input type="checkbox"/> Minimandril Modelo <input type="checkbox"/> Maximandril																																																																					
DATOS DE FLUIDOS																																																																					
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>° API</td> <td>29</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Grav. Gas</td> <td>0.7</td> <td>sg</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Grav. Agua</td> <td>1.0000</td> <td>sg</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>%Ays</td> <td>93%</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>RGP</td> <td>6</td> <td>scf/bb</td> <td>RGL</td> <td>scf/bb</td> </tr> <tr> <td>Pb.</td> <td>36</td> <td>psi</td> <td>Rsb</td> <td>scf/bb</td> </tr> </table>					° API	29				Grav. Gas	0.7	sg			Grav. Agua	1.0000	sg			%Ays	93%				RGP	6	scf/bb	RGL	scf/bb	Pb.	36	psi	Rsb	scf/bb																																			
° API	29																																																																				
Grav. Gas	0.7	sg																																																																			
Grav. Agua	1.0000	sg																																																																			
%Ays	93%																																																																				
RGP	6	scf/bb	RGL	scf/bb																																																																	
Pb.	36	psi	Rsb	scf/bb																																																																	
Potenciales Problemas CO ₂ <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N ₂ <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> H ₂ S <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> Arena <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> Parafinas, Aromáticos <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> Carbonatos <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> y Asfaltenos																																																																					
Correlación de flujo multifásico vertical Beggs & Brill (1973) Hagedorn & Brown (1963) ▼																																																																					
Datos para calibración por viscosidad <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td><input style="width: 50px;" type="text"/></td> <td>cP</td> <td>@</td> <td><input style="width: 50px;" type="text"/></td> <td>° F y</td> <td><input style="width: 50px;" type="text"/></td> <td>psi</td> </tr> <tr> <td><input style="width: 50px;" type="text"/></td> <td>cP</td> <td>@</td> <td><input style="width: 50px;" type="text"/></td> <td>° F y</td> <td><input style="width: 50px;" type="text"/></td> <td>psi</td> </tr> <tr> <td><input style="width: 50px;" type="text"/></td> <td>cP</td> <td>@</td> <td><input style="width: 50px;" type="text"/></td> <td>° F y</td> <td><input style="width: 50px;" type="text"/></td> <td>psi</td> </tr> </table>										<input style="width: 50px;" type="text"/>	cP	@	<input style="width: 50px;" type="text"/>	° F y	<input style="width: 50px;" type="text"/>	psi	<input style="width: 50px;" type="text"/>	cP	@	<input style="width: 50px;" type="text"/>	° F y	<input style="width: 50px;" type="text"/>	psi	<input style="width: 50px;" type="text"/>	cP	@	<input style="width: 50px;" type="text"/>	° F y	<input style="width: 50px;" type="text"/>	psi																																							
<input style="width: 50px;" type="text"/>	cP	@	<input style="width: 50px;" type="text"/>	° F y	<input style="width: 50px;" type="text"/>	psi																																																															
<input style="width: 50px;" type="text"/>	cP	@	<input style="width: 50px;" type="text"/>	° F y	<input style="width: 50px;" type="text"/>	psi																																																															
<input style="width: 50px;" type="text"/>	cP	@	<input style="width: 50px;" type="text"/>	° F y	<input style="width: 50px;" type="text"/>	psi																																																															
DATOS DE AFLUENCIA																																																																					
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Modelo de Afluencia</td> <td colspan="9">PI ▼</td> </tr> <tr> <td>Indice de Productividad</td> <td>9.81</td> <td>bbls/psi</td> <td>▼</td> <td colspan="6"></td> </tr> <tr> <td>Ql @ Prueba</td> <td></td> <td>bfpd</td> <td>▼</td> <td colspan="6"></td> </tr> <tr> <td>Pwf @ Prueba</td> <td></td> <td>psi</td> <td>▼</td> <td colspan="6"></td> </tr> <tr> <td>Nivel dinámico @ Prueba</td> <td></td> <td>TVD ft</td> <td>▼</td> <td colspan="6"></td> </tr> <tr> <td>CHP @ Prueba</td> <td></td> <td>psi</td> <td>▼</td> <td colspan="6"></td> </tr> </table>										Modelo de Afluencia	PI ▼									Indice de Productividad	9.81	bbls/psi	▼							Ql @ Prueba		bfpd	▼							Pwf @ Prueba		psi	▼							Nivel dinámico @ Prueba		TVD ft	▼							CHP @ Prueba		psi	▼						
Modelo de Afluencia	PI ▼																																																																				
Indice de Productividad	9.81	bbls/psi	▼																																																																		
Ql @ Prueba		bfpd	▼																																																																		
Pwf @ Prueba		psi	▼																																																																		
Nivel dinámico @ Prueba		TVD ft	▼																																																																		
CHP @ Prueba		psi	▼																																																																		
ESPECIFICACIONES DEL DISEÑO																																																																					
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Producción deseada</td> <td>3420</td> <td>bfpd</td> <td>▼</td> <td colspan="6"></td> </tr> <tr> <td>FLAP Mínima</td> <td>300</td> <td>psi</td> <td>▼</td> <td colspan="6"></td> </tr> <tr> <td>Presión en cabezal (THP)</td> <td>67</td> <td>psi</td> <td>▼</td> <td colspan="6"></td> </tr> <tr> <td>Presión Anular (CHP)</td> <td>0</td> <td>psi</td> <td>▼</td> <td colspan="6"></td> </tr> <tr> <td>Prof. de Asentamiento</td> <td>6656</td> <td>MD ft</td> <td>▼</td> <td colspan="6"></td> </tr> <tr> <td>Temperatura en cabezal</td> <td>65</td> <td>°F</td> <td>▼</td> <td colspan="6"></td> </tr> </table>										Producción deseada	3420	bfpd	▼							FLAP Mínima	300	psi	▼							Presión en cabezal (THP)	67	psi	▼							Presión Anular (CHP)	0	psi	▼							Prof. de Asentamiento	6656	MD ft	▼							Temperatura en cabezal	65	°F	▼						
Producción deseada	3420	bfpd	▼																																																																		
FLAP Mínima	300	psi	▼																																																																		
Presión en cabezal (THP)	67	psi	▼																																																																		
Presión Anular (CHP)	0	psi	▼																																																																		
Prof. de Asentamiento	6656	MD ft	▼																																																																		
Temperatura en cabezal	65	°F	▼																																																																		
INFORMACIÓN ADICIONAL																																																																					
Y Tool <input checked="" type="checkbox"/> Hz <input checked="" type="checkbox"/> 60 <input type="checkbox"/> 50 Capilar <input type="checkbox"/> VSD Marca: <input style="width: 100px;" type="text"/> TX Elevador KVA: <input style="width: 100px;" type="text"/> Marca: <input style="width: 100px;" type="text"/> KVA: <input style="width: 100px;" type="text"/>																																																																					

Pozo #3

Tabla 3. Data Pozo #3

Hoja de Datos - Equipos BES									
DIAGRAMA MECÁNICO Vertical: <input type="checkbox"/> Horizontal: <input type="checkbox"/> Inclinado <input checked="" type="checkbox"/> Max Dog Leg ° / 100 ft <input style="width: 50px;" type="text"/> En caso de ser inclinado anexas Survey del pozo					INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO Datum <input style="width: 100px;" type="text"/> MD ft <input type="text"/> Presión @ Datum 1035 psi <input type="text"/> Temp @ Datum 210 °F <input type="text"/> Formación Productora <input style="width: 100px;" type="text"/> Nivel Estático <input style="width: 100px;" type="text"/> TVD m <input type="text"/> CHP Estático 0 psi <input type="text"/>				
Cliente <input style="width: 100px;" type="text"/>		Pozo #3 Instalación: Nueva <input type="text"/>			Contacto <input style="width: 100px;" type="text"/>		Teléfono <input style="width: 100px;" type="text"/> Cel: <input style="width: 100px;" type="text"/>		
Campo Caño Limon		País Colombia			e-mail <input style="width: 100px;" type="text"/>		Fecha <input style="width: 100px;" type="text"/>		
Casing-1 9 5/8 Inch, 40 PPF <input type="text"/>		Casing-2 None <input type="text"/>			Tubing-1 3 1/2 Inch, 9.3 PPI <input type="text"/>		Tubing-2 None <input type="text"/>		
Tope 0 MD ft <input type="text"/>		Tope 0 MD m <input type="text"/>			Tope 0 MD ft <input type="text"/>		Tope <input style="width: 50px;" type="text"/> MD ft <input type="text"/>		
Base 7665 MD ft <input type="text"/>		Base 0 MD m <input type="text"/>			Base 6846 MD ft <input type="text"/>		Base <input style="width: 50px;" type="text"/> MD ft <input type="text"/>		
Intervalos perforados PMP <input style="width: 50px;" type="text"/> 7288 MD ft					DATOS DE AFLUENCIA Modelo de Afluencia <input style="width: 100px;" type="text"/> PI <input type="text"/> Índice de Productividad 39.39 bbls/psi <input type="text"/> QI @ Prueba <input style="width: 100px;" type="text"/> bfpd <input type="text"/> Pwf @ Prueba <input style="width: 100px;" type="text"/> psi <input type="text"/> Nivel dinámico @ Prueba <input style="width: 100px;" type="text"/> TVD ft <input type="text"/> CHP @ Prueba <input style="width: 100px;" type="text"/> psi <input type="text"/>				
Cabezal Marca <input style="width: 100px;" type="text"/> Minimandril <input type="checkbox"/>		Modelo <input style="width: 100px;" type="text"/> Maximandril <input type="checkbox"/>			DATOS DE FLUIDOS ° API 29 <input type="text"/> Grav. Gas 0.7 sg <input type="text"/> Grav. Agua 1.0000 sg <input type="text"/> %Ays 97% <input type="text"/> RGP 6 scf/bb <input type="text"/> RGL <input style="width: 50px;" type="text"/> scf/bb <input type="text"/> Pb. 36 psi <input type="text"/> Rsb <input style="width: 50px;" type="text"/> scf/bb <input type="text"/>				
Potenciales Problemas CO ₂ <input type="text"/> No <input type="text"/> N ₂ <input type="text"/> No <input type="text"/> H ₂ S <input type="text"/> No <input type="text"/> Arena <input type="text"/> No <input type="text"/> Parafinas, Aromáticos <input type="text"/> No <input type="text"/> Carbonatos <input type="text"/> No <input type="text"/> y Asfaltenos					ESPECIFICACIONES DEL DISEÑO Producción deseada 5094 bfpd <input type="text"/> FLAP Mínima 300 psi <input type="text"/> Presión en cabezal (THP) 53 psi <input type="text"/> Presión Anular (CHP) 0 psi <input type="text"/> Prof. de Asentamiento 6846 MD ft <input type="text"/> Temperatura en cabezal 65 °F <input type="text"/>				
Correlación de flujo multifásico vertical Beggs & Brill (1973) Hagedorn & Brown (1963) <input type="text"/>					INFORMACIÓN ADICIONAL Y Tool <input checked="" type="checkbox"/> Hz <input checked="" type="checkbox"/> 60 <input type="checkbox"/> 50 Capilar <input type="checkbox"/> VSD <input style="width: 100px;" type="text"/> TX Elevador <input style="width: 100px;" type="text"/> Marca: <input style="width: 100px;" type="text"/> Marca: <input style="width: 100px;" type="text"/> KVA: <input style="width: 100px;" type="text"/> KVA: <input style="width: 100px;" type="text"/>				
Datos para calibración por viscosidad <input style="width: 50px;" type="text"/> cP @ <input style="width: 50px;" type="text"/> ° F y <input style="width: 50px;" type="text"/> psi <input style="width: 50px;" type="text"/> cP @ <input style="width: 50px;" type="text"/> ° F y <input style="width: 50px;" type="text"/> psi <input style="width: 50px;" type="text"/> cP @ <input style="width: 50px;" type="text"/> ° F y <input style="width: 50px;" type="text"/> psi									

Pozo #4

Tabla 4.Data Pozo #4

Hoja de Datos - Equipos BES													
DIAGRAMA MECÁNICO Vertical: <input type="checkbox"/> Horizontal: <input type="checkbox"/> Inclinado <input checked="" type="checkbox"/> Max Dog Leg ° / 100 ft <input style="width: 50px;" type="text"/> En caso de ser inclinado anexar Survey del pozo					INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO Datum <input style="width: 100px;" type="text"/> MD ft ▼ Presión @ Datum <input style="width: 50px; text-align: center; value: 2410;" type="text"/> psi ▼ Temp @ Datum <input style="width: 50px; text-align: center; value: 210;" type="text"/> °F ▼ Formación Productora <input style="width: 100px;" type="text"/> Nivel Estático <input style="width: 100px;" type="text"/> TVD m ▼ CHP Estático <input style="width: 50px; text-align: center; value: 0;" type="text"/> psi ▼								
Cliente <input style="width: 100px;" type="text"/>		Nombre del Pozo <input style="width: 50px; value: Pozo #4;" type="text"/> Instalacion: <input style="width: 50px; value: Nueva;" type="text"/>			Contacto <input style="width: 100px;" type="text"/>		Teléfono <input style="width: 50px;" type="text"/> Cel: <input style="width: 50px;" type="text"/>			e-mail <input style="width: 100px;" type="text"/>			
Campo <input style="width: 100px; value: Caño Limon;" type="text"/>		País <input style="width: 100px; value: Colombia;" type="text"/>			Fecha <input style="width: 100px;" type="text"/>								
Casing-1 <input style="width: 50px; value: 9 5/8 Inch, 40 PPF;" type="text"/>		Casing-2 <input style="width: 50px; value: None;" type="text"/>			Topo <input style="width: 50px; value: 0;" type="text"/> MD m ▼		Topo <input style="width: 50px; value: 0;" type="text"/> MD m ▼			Base <input style="width: 50px; value: 7700;" type="text"/> MD ft ▼		Base <input style="width: 50px; value: 0;" type="text"/> MD m ▼	
Tubing-1 <input style="width: 50px; value: 3 1/2 Inch, 9.3 PPI;" type="text"/>		Tubing-2 <input style="width: 50px; value: None;" type="text"/>			Topo <input style="width: 50px; value: 0;" type="text"/> MD ft ▼		Topo <input style="width: 50px;" type="text"/> MD ft ▼			Base <input style="width: 50px; value: 6802;" type="text"/> MD ft ▼		Base <input style="width: 50px;" type="text"/> MD ft ▼	
Intervalos perforados PMP <input style="width: 50px; value: 7690;" type="text"/> MD ft													
Cabezal Marca <input style="width: 100px;" type="text"/> Minimandril <input type="checkbox"/> Modelo <input style="width: 100px;" type="text"/> Maximandril <input type="checkbox"/>													
DATOS DE FLUIDOS													
° API <input style="width: 50px; value: 29;" type="text"/>		Grav. Gas <input style="width: 50px; value: 0.7;" type="text"/> sg			Grav. Agua <input style="width: 50px; value: 1.0000;" type="text"/> sg		%Ays <input style="width: 50px; value: 97%;" type="text"/>			RGP <input style="width: 50px; value: 6;" type="text"/> scf/bb ▼		RGL <input style="width: 50px;" type="text"/> scf/bb ▼	
Pb. <input style="width: 50px; value: 36;" type="text"/> psi ▼		Rsb <input style="width: 50px;" type="text"/> scf/bb ▼											
Potenciales Problemas													
CO ₂ <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N ₂ <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> H ₂ S <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>		Arena <input style="width: 50px; value: No;" type="text"/> ▼			Parafinas, Aromáticos <input style="width: 50px; value: No;" type="text"/> ▼			Carbonatos <input style="width: 50px; value: No;" type="text"/> ▼			y Asfaltenos		
Correlación de flujo multifásico vertical													
Beggs & Brill (1973) Hagedorn & Brown (1963) ▼													
Datos para calibración por viscosidad													
<input style="width: 50px;" type="text"/> cP @ <input style="width: 50px;" type="text"/> ° F y <input style="width: 50px;" type="text"/> psi		<input style="width: 50px;" type="text"/> cP @ <input style="width: 50px;" type="text"/> ° F y <input style="width: 50px;" type="text"/> psi			<input style="width: 50px;" type="text"/> cP @ <input style="width: 50px;" type="text"/> ° F y <input style="width: 50px;" type="text"/> psi								
DATOS DE AFLUENCIA													
Modelo de Afluencia <input style="width: 100px;" type="text"/>													
PI <input style="width: 100px;" type="text"/>		Indice de Productividad <input style="width: 50px; value: 3.02;" type="text"/> bbls/psi ▼			QI @ Prueba <input style="width: 50px;" type="text"/> bfpd ▼		Pwf @ Prueba <input style="width: 50px;" type="text"/> psi ▼			Nivel dinámico @ Prueba <input style="width: 50px;" type="text"/> TVD ft ▼		CHP @ Prueba <input style="width: 50px;" type="text"/> psi ▼	
ESPECIFICACIONES DEL DISEÑO													
Producción deseada <input style="width: 50px; value: 2800;" type="text"/>		FLAP Mínima <input style="width: 50px; value: 300;" type="text"/>			Presión en cabezal (THP) <input style="width: 50px; value: 69;" type="text"/>		Presión Anular (CHP) <input style="width: 50px; value: 0;" type="text"/>			Prof. de Asentamiento <input style="width: 50px; value: 6802;" type="text"/>		Temperatura en cabezal <input style="width: 50px; value: 69;" type="text"/>	
INFORMACIÓN ADICIONAL													
Y Tool <input checked="" type="checkbox"/>		Hz <input checked="" type="checkbox"/> 60 <input type="checkbox"/> 50			Capilar <input type="checkbox"/>								
VSD		TX Elevador			Marca: <input style="width: 50px;" type="text"/>		Marca: <input style="width: 50px;" type="text"/>			KVA: <input style="width: 50px;" type="text"/>		KVA: <input style="width: 50px;" type="text"/>	

Pozo #7

Tabla 7. Data Pozo #7

Hoja de Datos - Equipos BES									
Cliente Nombre del Pozo: Pozo #7 Instalacion: Nueva Campo: Caño Limon Pais: Colombia					Contacto Teléfono: Cel: e-mail: Fecha:				
DIAGRAMA MECÁNICO					INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO				
Vertical: <input type="checkbox"/> Horizontal: <input type="checkbox"/> Inclinado: <input checked="" type="checkbox"/> Max Dog Leg ° / 100 ft: <input type="text"/>					Datum: <input type="text"/> MD ft Presión @ Datum: 1478 psi Temp @ Datum: 210 °F				
En caso de ser inclinado anexar Survey del pozo					Formación Productora: <input type="text"/> Nivel Estático: <input type="text"/> TVD m CHP Estático: 0 psi				
Casing-1 9 5/8 Inch, 40 PPF		Casing-2 None							
Tope	0	MD ft	Tope	0	MD m				
Base	7890	MD ft	Base	0	MD m				
Tubing-1 4 1/2 Inch, 9.5 PPI		Tubing-2 None							
Tope	0	MD ft	Tope		MD ft				
Base	6615	MD ft	Base		MD ft				
Intervalos perforados PMP: <input type="text"/> 7700 MD ft									
Cabezal Marca: Minimandril <input type="checkbox"/> Modelo: Maximandril <input type="checkbox"/>									
DATOS DE FLUIDOS									
° API	29								
Grav. Gas	0.7		sg						
Grav. Agua	1.0000		sg						
%Ays	99%								
RGP	6	scf/bb	RGL		scf/bb				
Pb.	36	psi	Rsb		scf/bb				
Potenciales Problemas CO ₂ : <input type="checkbox"/> No N ₂ : <input type="checkbox"/> No H ₂ S: <input type="checkbox"/> No Arena: <input type="checkbox"/> No Parafinas, Aromáticos: <input type="checkbox"/> No Carbonatos: <input type="checkbox"/> No y Asfaltenos									
Correlación de flujo multifásico vertical Beggs & Brill (1973) Hagedorn & Brown (1963)									
Datos para calibración por viscosidad									
	cP	@		° F y		psi			
	cP	@		° F y		psi			
	cP	@		° F y		psi			
DATOS DE AFLUENCIA									
Modelo de Afluencia: PI									
Indice de Productividad	33.4		bbts/psi						
Ql @ Prueba			bfpd						
Pwf @ Prueba			psi						
Nivel dinámico @ Prueba			TVD ft						
CHP @ Prueba			psi						
ESPECIFICACIONES DEL DISEÑO									
Producción deseada	7955		bfpd						
FLAP Mínima	300		psi						
Presión en cabezal (THP)	82		psi						
Presión Anular (CHP)	0		psi						
Prof. de Asentamiento	6615		MD ft						
Temperatura en cabezal	69		°F						
INFORMACIÓN ADICIONAL									
Y Tool	<input checked="" type="checkbox"/>		Hz		<input checked="" type="checkbox"/> 60 <input type="checkbox"/> 50				
Capilar	<input type="checkbox"/>								
VSD Marca: <input type="text"/>					TX Elevador Marca: <input type="text"/>				
KVA: <input type="text"/>					KVA: <input type="text"/>				

3. SIMULACIONES ACTUALES DE OPERACION

Una vez recopilada la información de los pozos, se procede a realizar las simulaciones actuales de operación con software especializado:

Pozo #1:

Equipo de fondo:

Bomba serie 562 P 155 SXD, 116 etapas.

Motor serie 562 1173 Hp/ 4320V/ 161 Amp.

Figura 17. Curva operación Bomba profundidad actual Pozo #1

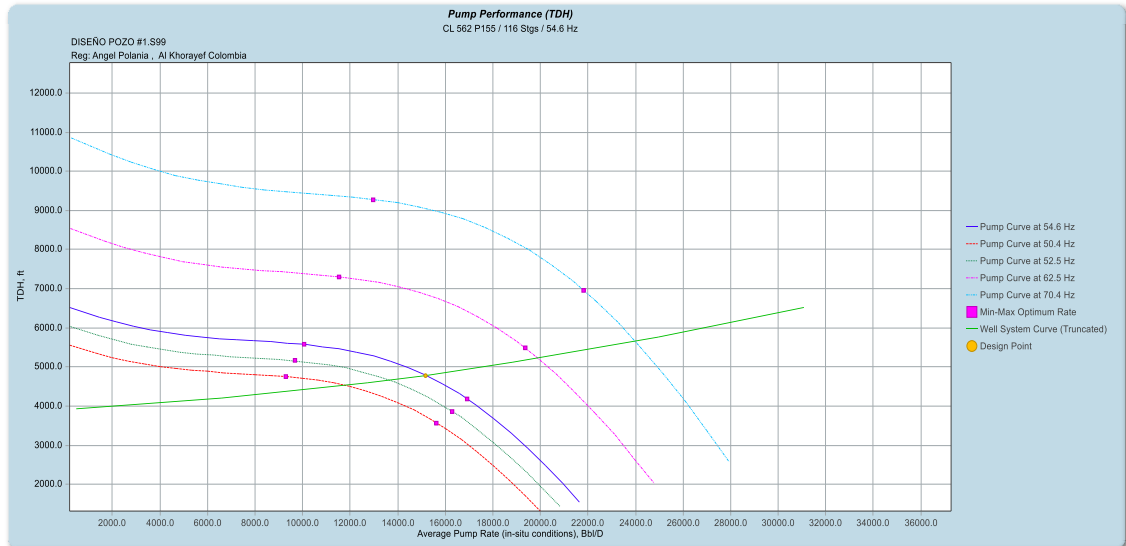


Figura 18. Data de simulación profundidad actual pozo #1

<u>INFLOW DATA</u>		
IPR Calculation Method: Productivity Index		
Fluid Rate at Test BHP, Bbl/D:	0.00	
Productivity Index, bld/psi:	79.390	
Bubble Point Rate, Bbl/D:	123689.62	
Max. Oil Flow Rate, Bbl/D:	123689.62	
Max. Total Flow Rate, Bbl/D:	123689.62	
	<u>Static</u>	<u>Test</u>
Casing Pressure, psig:	0.0	0.0
Fluid Level, ft:	0.00	0.00
Bottom Hole Pressure (BHP), psig:	1558.0	0.0
	<u>PRESSURE/RATE DATA</u>	
Design Criteria - Solved For: Pump Intake Conditions		
Total Fluid Rate, Bbl/D:	14830.00	
Pump Depth, ft:	5582.00	
Fluid Over Pump, ft:	1319.00	
Pumping Fluid Level, ft:	4263.00	
Pump Intake Pressure, psig:	560.0	
Total Dynamic Head, ft:	4785.13	
Tubing Pressure, psig:	56.0	
Casing Pressure, psig:	0.0	
Bottom Hole Pressure, psig:	1371.2	
Gas through Pump:	Gas Compressed	

Figura 19. Curva operación motor profundidad actual Pozo #1

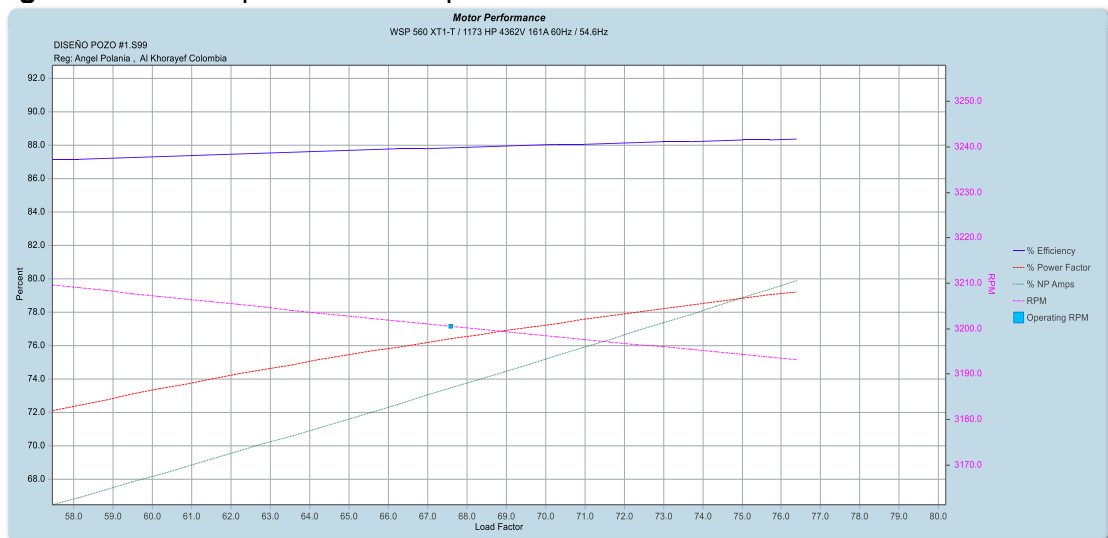
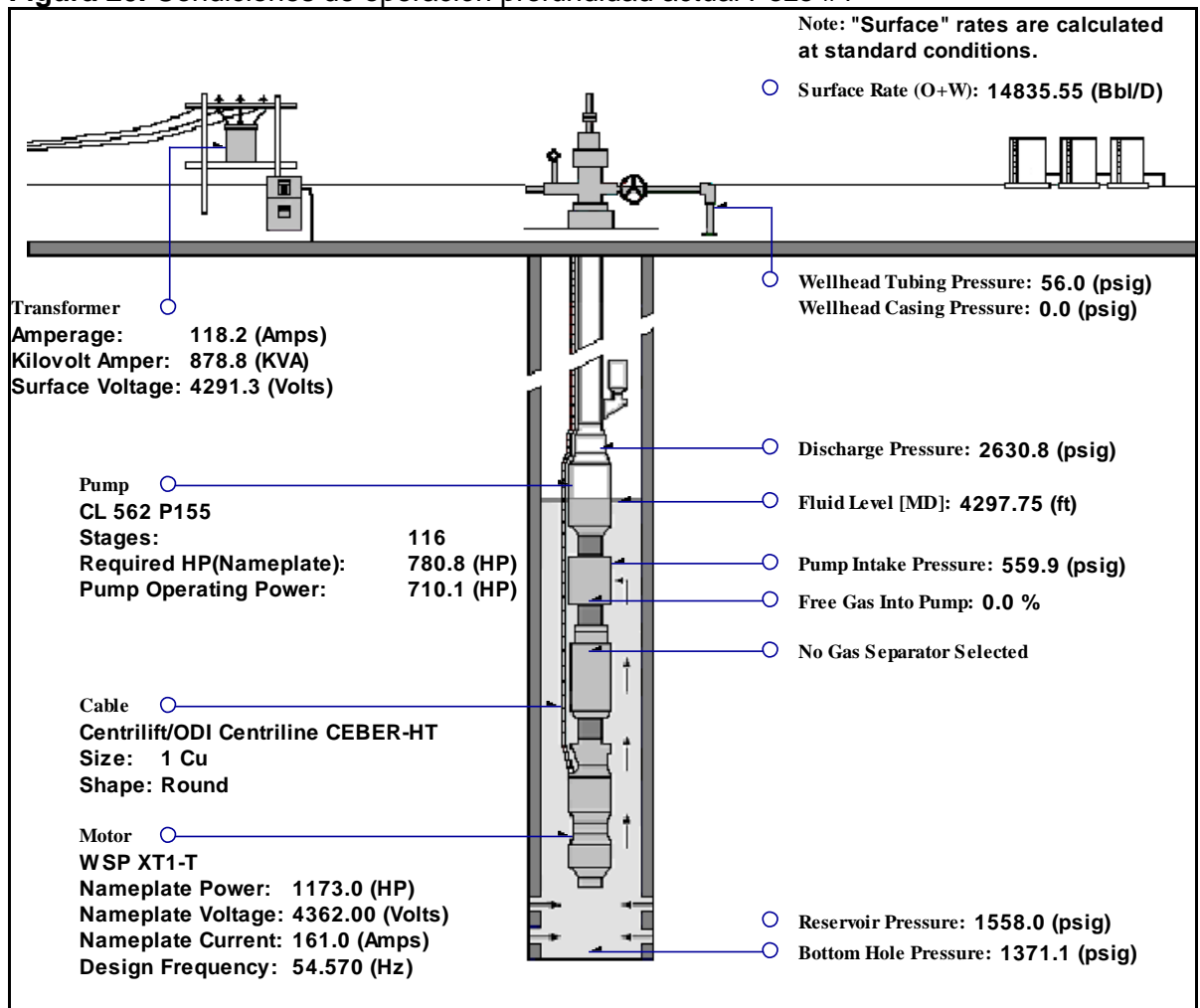


Figura 20. Condiciones de operación profundidad actual Pozo #1



Pozo #2

Equipo de fondo:

Bomba serie 538 P 47 SXD, 111 etapas.

Motor serie 562 365 Hp/ 2366V/ 92.6 Amp.

Figura 21. Curva operación Bomba profundidad actual Pozo #2

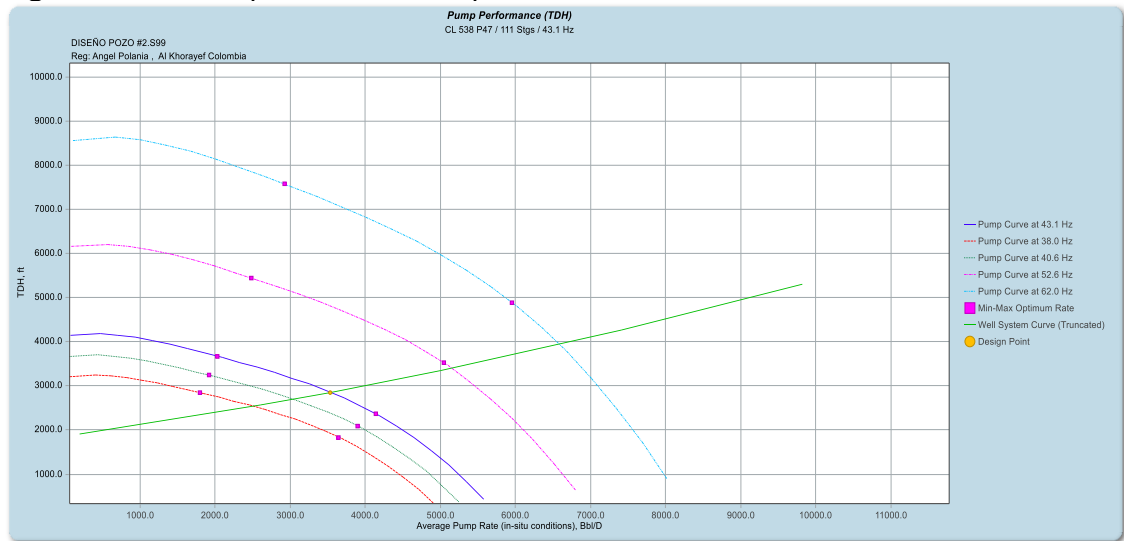


Figura 22. Data de simulación profundidad actual pozo #2

<u>INFLOW DATA</u>		
IPR Calculation Method: Productivity Index		
Fluid Rate at Test BHP, Bbl/D:	0.00	
Productivity Index, bld/psi:	9.810	
Bubble Point Rate, Bbl/D:	22769.01	
Max. Oil Flow Rate, Bbl/D:	22769.01	
Max. Total Flow Rate, Bbl/D:	22769.01	
	Static	Test
Casing Pressure, psig:	0.0	0.0
Fluid Level, ft:	0.00	0.00
Bottom Hole Pressure (BHP), psig:	2321.0	0.0
<u>PRESSURE/RATE DATA</u>		
Design Criteria - Solved For: Pump Intake Conditions		
Total Fluid Rate, Bbl/D:	3420.00	
Pump Depth, ft:	6656.00	
Fluid Over Pump, ft:	4142.29	
Pumping Fluid Level, ft:	2513.71	
Pump Intake Pressure, psig:	1743.9	
Total Dynamic Head, ft:	2851.40	
Tubing Pressure, psig:	67.0	
Casing Pressure, psig:	0.0	
Bottom Hole Pressure, psig:	1972.4	
Gas through Pump:	Gas Compressed	

Figura 23. Curva operación Motor profundidad actual Pozo #2

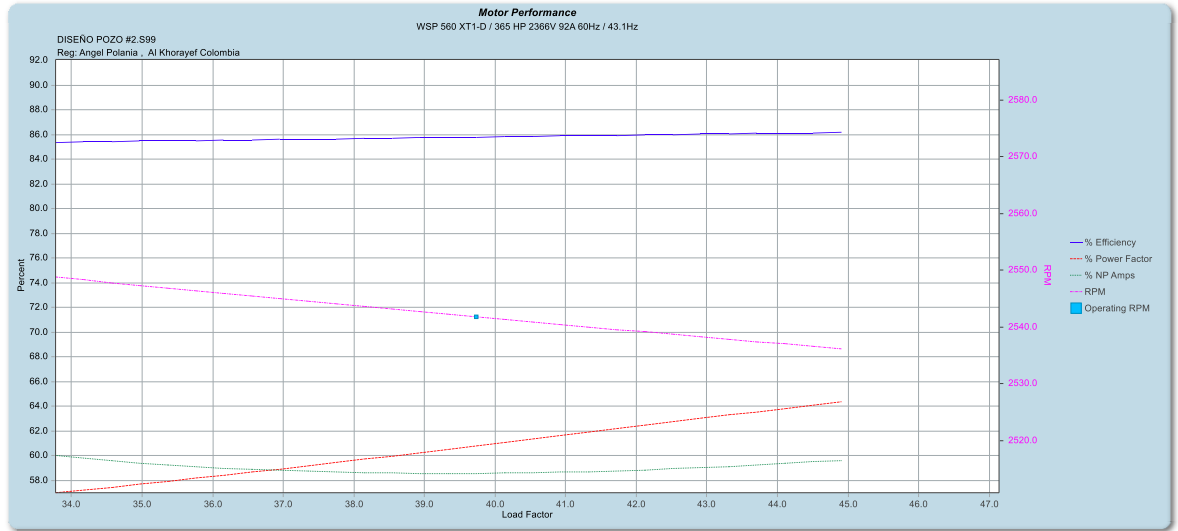
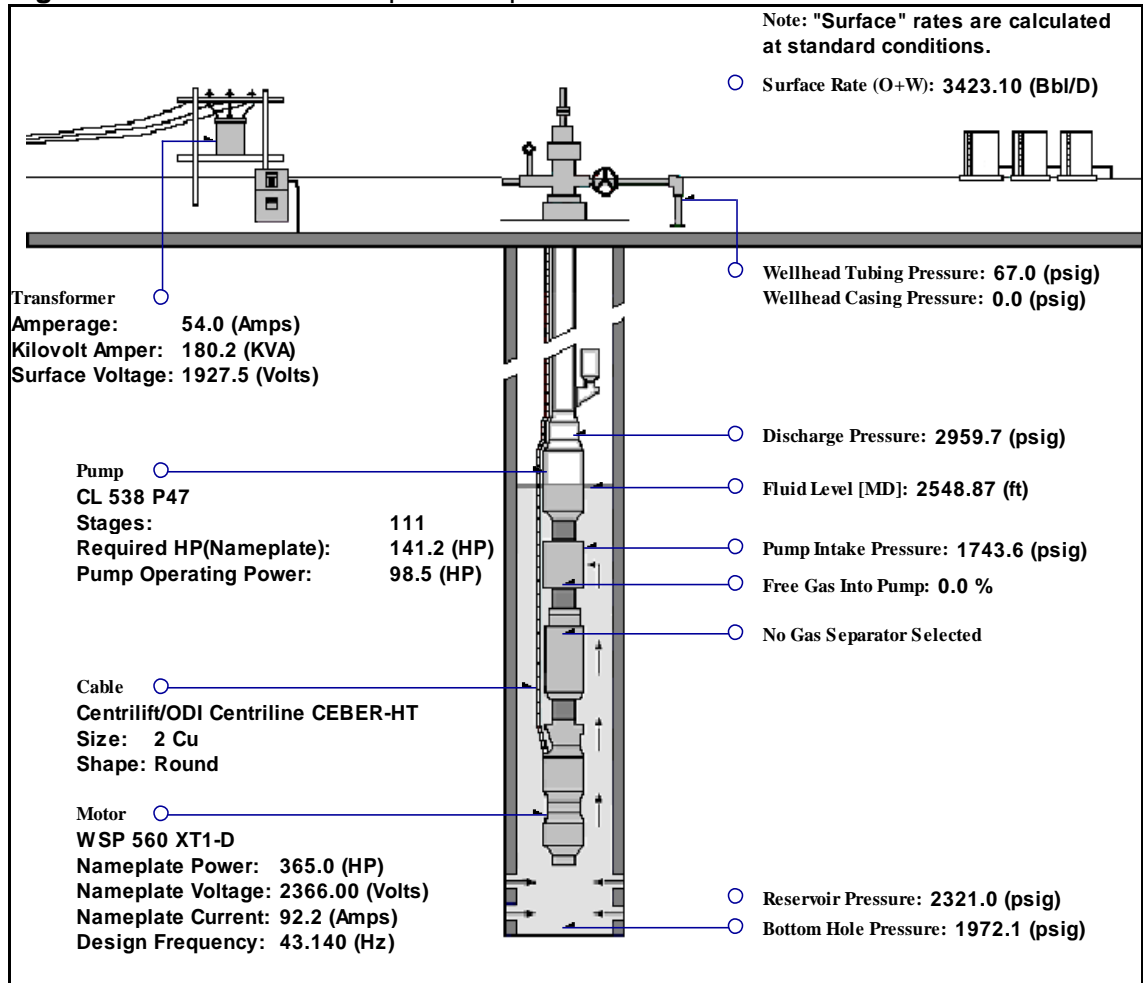


Figura 24. Condiciones de Operación profundidad actual Pozo #2



Pozo #3

Equipo de fondo:
 Bomba serie 538 P 47 SXD, 166 etapas.
 Motor serie 562 522 Hp/ 2700V/ 116 Amp.

Figura 25. Curva operación Bomba profundidad actual Pozo #3

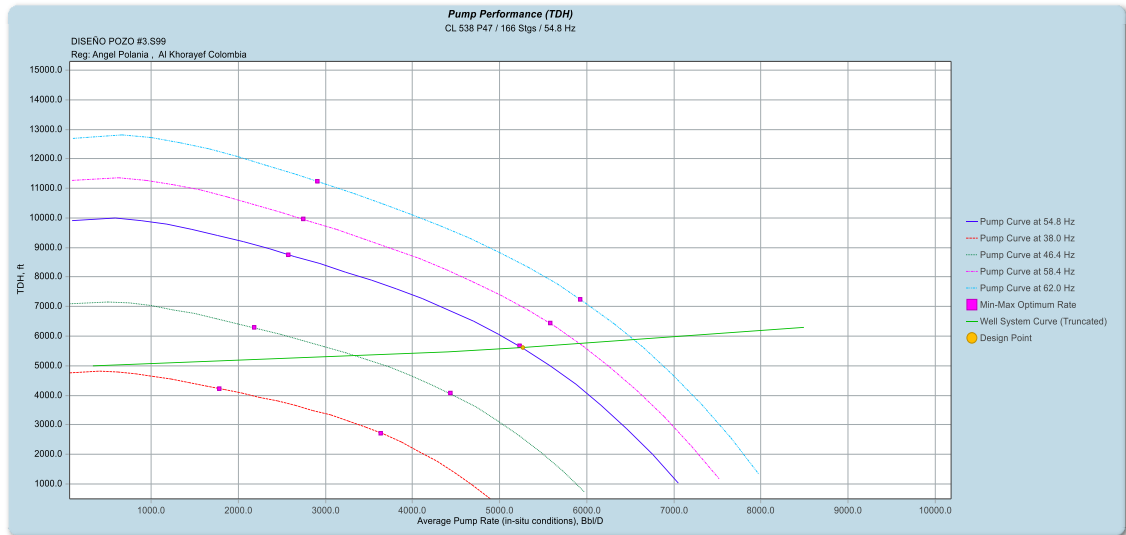


Figura 26. Data de simulación profundidad actual pozo #3

<u>INFLOW DATA</u>		
IPR Calculation Method: Productivity Index		
Fluid Rate at Test BHP, Bbl/D:		0.00
Productivity Index, bld/psi:		39.390
Bubble Point Rate, Bbl/D:		40768.65
Max. Oil Flow Rate, Bbl/D:		40768.65
Max. Total Flow Rate, Bbl/D:		40768.65
	<u>Static</u>	<u>Test</u>
Casing Pressure, psig:	0.0	0.0
Fluid Level, ft:	0.00	0.00
Bottom Hole Pressure (BHP), psig:	1035.0	0.0
<u>PRESSURE/RATE DATA</u>		
Design Criteria - Solved For: Pump Intake Conditions		
Total Fluid Rate, Bbl/D:		5094.00
Pump Depth, ft:		6846.00
Fluid Over Pump, ft:		1717.56
Pumping Fluid Level, ft:		5128.44
Pump Intake Pressure, psig:		721.6
Total Dynamic Head, ft:		5602.79
Tubing Pressure, psig:		53.0
Casing Pressure, psig:		0.0
Bottom Hole Pressure, psig:		905.7
Gas through Pump:		Gas Compressed

Figura 27. Curva operación Motor profundidad actual Pozo #3

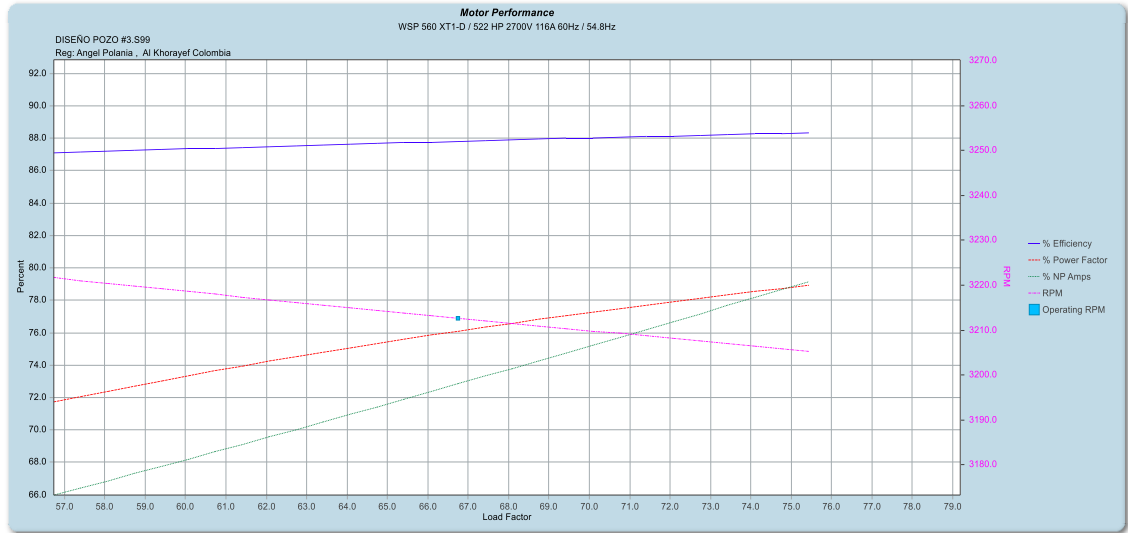
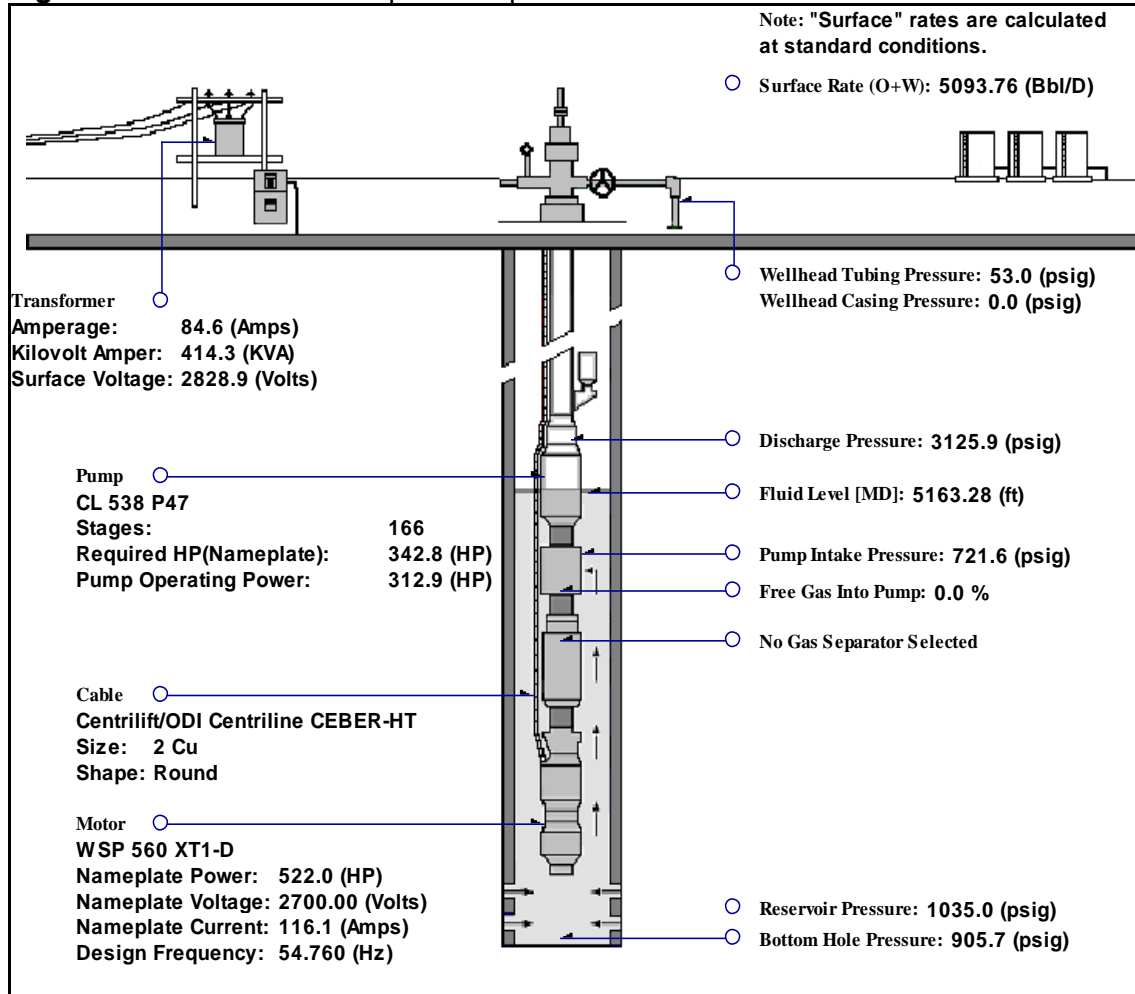


Figura 28. Condiciones de Operación profundidad actual Pozo #3



Pozo #4

Equipo de fondo:

Bomba serie 538 P 47 SXD, 125 etapas.

Motor serie 562 417 Hp/ 2146V/ 116 Amp.

Figura 29. Curva operación Bomba profundidad actual Pozo #4

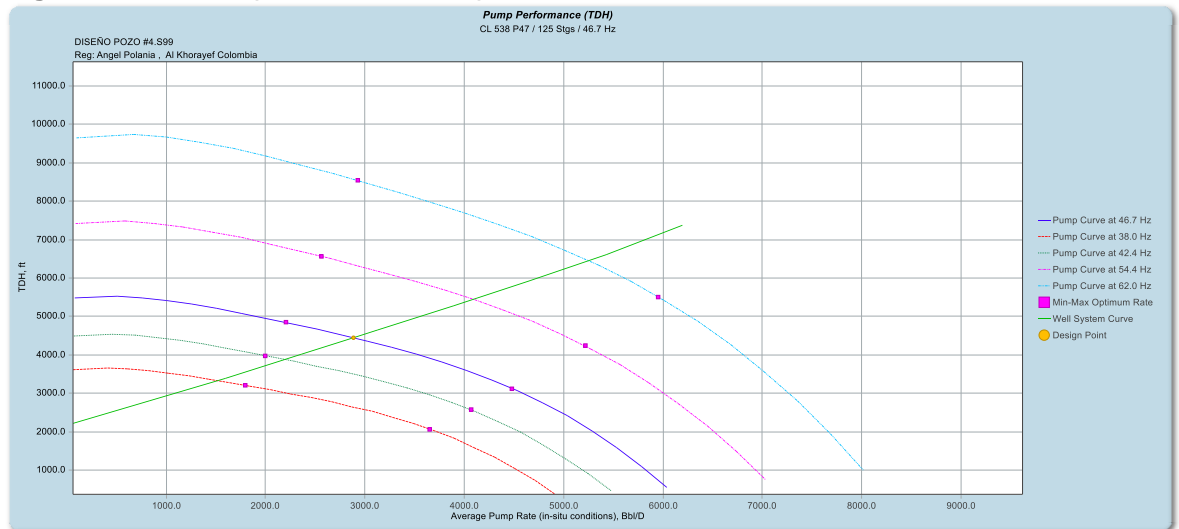


Figura 30. Data de simulación profundidad actual pozo #4

<u>INFLOW DATA</u>		
IPR Calculation Method: Productivity Index		
Fluid Rate at Test BHP, Bbl/D:		0.00
Productivity Index, bld/psi:		3.020
Bubble Point Rate, Bbl/D:		7278.20
Max. Oil Flow Rate, Bbl/D:		7278.20
Max. Total Flow Rate, Bbl/D:		7278.20
	<u>Static</u>	<u>Test</u>
Casing Pressure, psig:	0.0	0.0
Fluid Level, ft:	0.00	0.00
Bottom Hole Pressure (BHP), psig:	2410.0	0.0
<u>PRESSURE/RATE DATA</u>		
Design Criteria - Solved For: Pump Intake Conditions		
Total Fluid Rate, Bbl/D:		2800.00
Pump Depth, ft:		6802.00
Fluid Over Pump, ft:		2634.73
Pumping Fluid Level, ft:		4167.27
Pump Intake Pressure, psig:		1112.1
Total Dynamic Head, ft:		4441.56
Tubing Pressure, psig:		69.0
Casing Pressure, psig:		0.0
Bottom Hole Pressure, psig:		1482.8
Gas through Pump:		Gas Compressed

Figura 31. Curva operación Motor profundidad actual Pozo #4

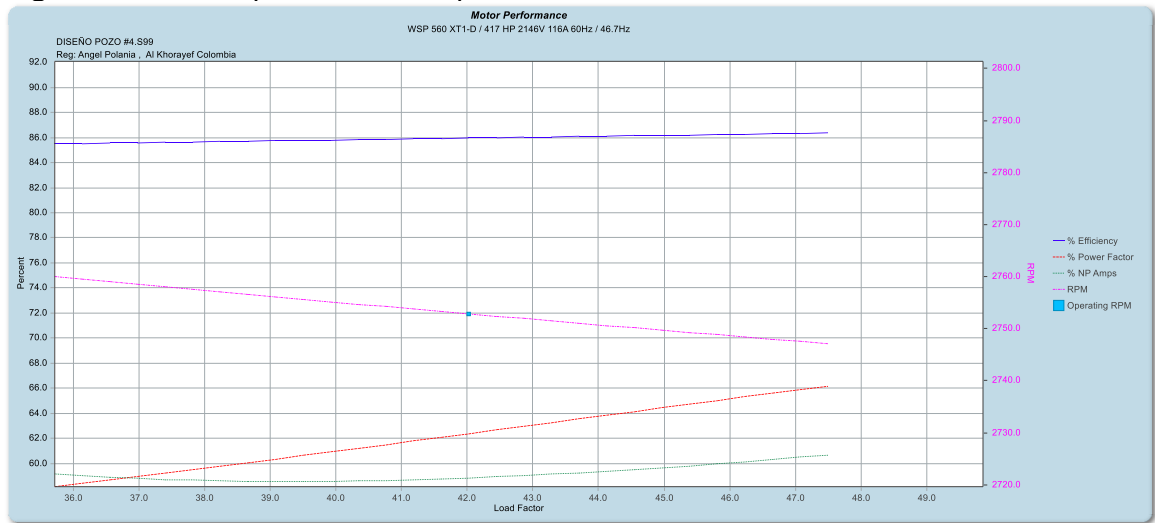
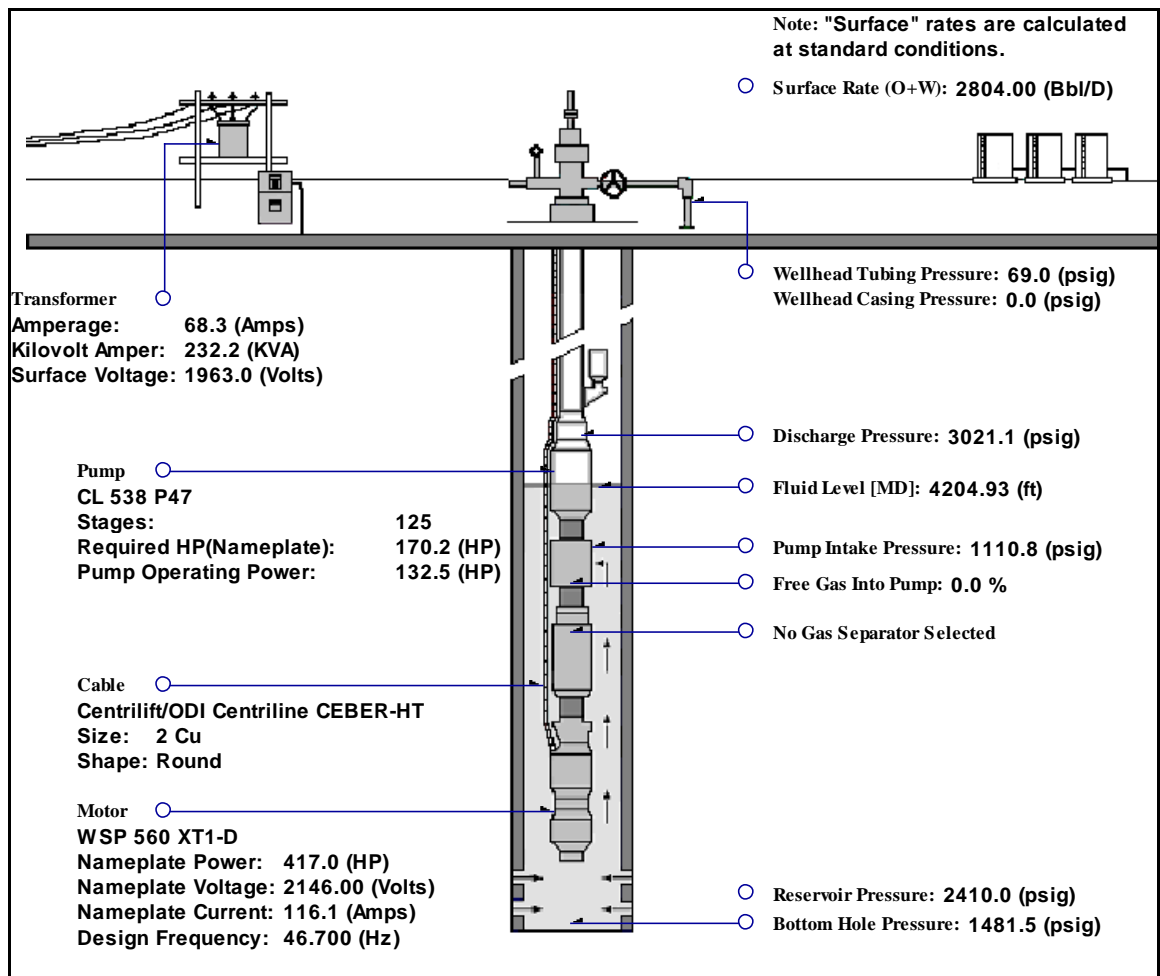


Figura 32. Condiciones de Operación profundidad actual Pozo #4



Pozo #5

Equipo de fondo:

Bomba serie 400 P 18 SXD, 160 etapas.

Motor serie 550 150 Hp/ 2105V/ 44 Amp.

Figura 33. Curva operación Bomba profundidad actual Pozo #5

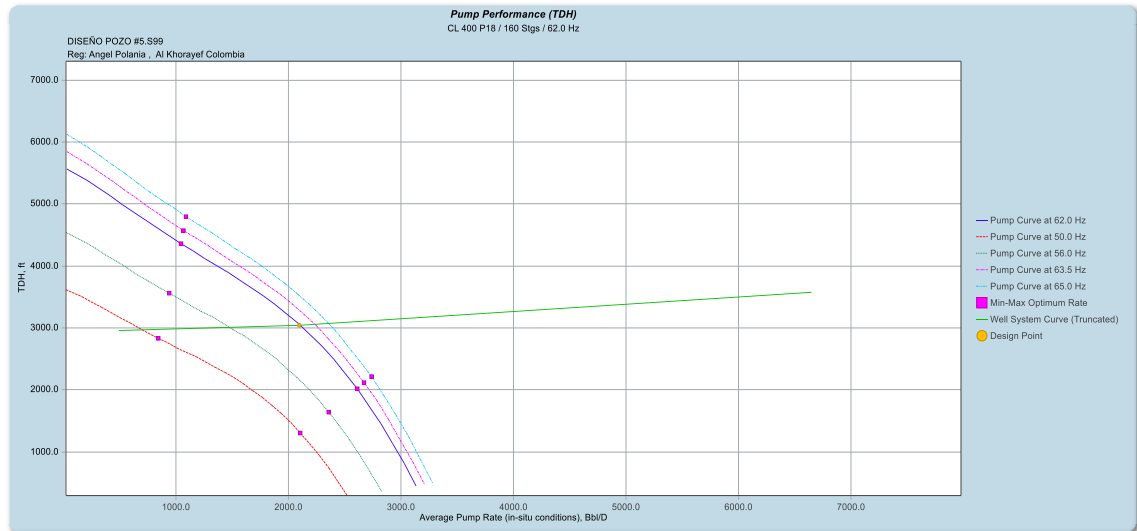


Figura 34. Data de simulación profundidad actual pozo #5

<u>INFLOW DATA</u>		
IPR Calculation Method: Productivity Index		
Fluid Rate at Test BHP, Bbl/D:	0.00	
Productivity Index, bbl/d/psi:	91.020	
Bubble Point Rate, Bbl/D:	165201.30	
Max. Oil Flow Rate, Bbl/D:	165201.30	
Max. Total Flow Rate, Bbl/D:	165201.30	
	<u>Static</u>	<u>Test</u>
Casing Pressure, psig:	0.0	0.0
Fluid Level, ft:	0.00	0.00
Bottom Hole Pressure (BHP), psig:	1815.0	0.0
<u>PRESSURE/RATE DATA</u>		
Design Criteria - Solved For: Pump Intake Conditions		
Total Fluid Rate, Bbl/D:	2043.00	
Pump Depth, ft:	5814.00	
Fluid Over Pump, ft:	2967.13	
Pumping Fluid Level, ft:	2846.87	
Pump Intake Pressure, psig:	1248.7	
Total Dynamic Head, ft:	3049.33	
Tubing Pressure, psig:	66.0	
Casing Pressure, psig:	0.0	
Bottom Hole Pressure, psig:	1792.6	
Gas through Pump:	Gas Compressed	

Figura 35. Curva operación Motor profundidad actual Pozo #5

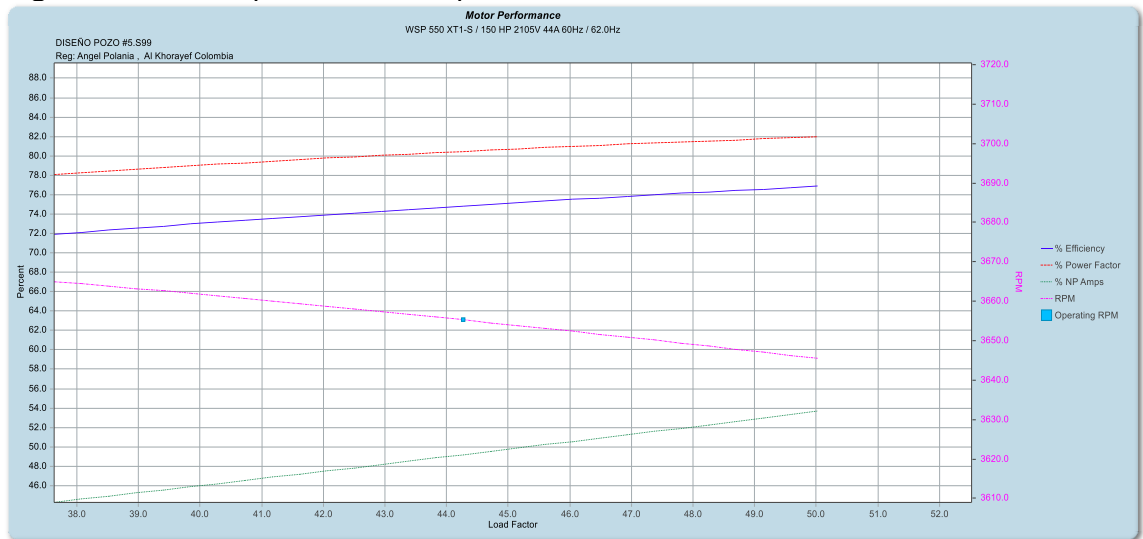
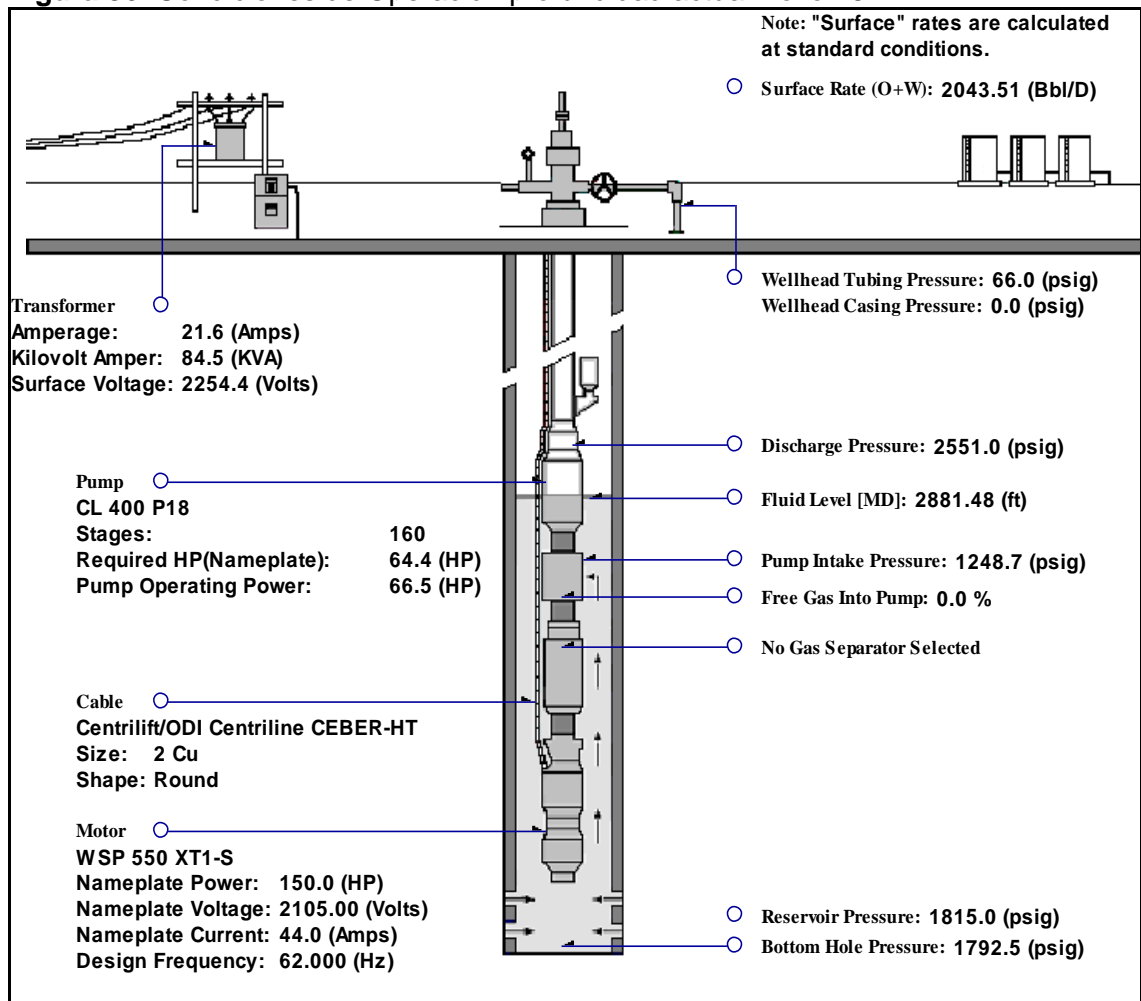


Figura 36. Condiciones de Operación profundidad actual Pozo #5



Pozo #6

Equipo de fondo:

Bomba serie 400 P 18 SXD, 330 etapas.

Motor serie 550 175 Hp/ 2183V/ 50 Amp.

Figura 37. Curva operación Bomba profundidad actual Pozo #6

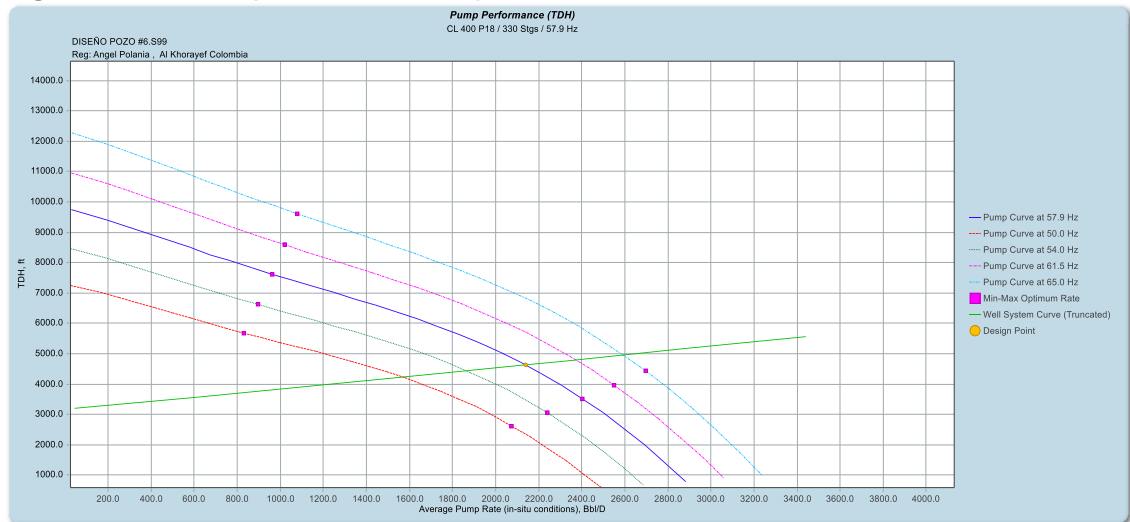


Figura 38. Data de simulación profundidad actual pozo #6

<u>INFLOW DATA</u>		
IPR Calculation Method: Productivity Index		
Fluid Rate at Test BHP, Bbl/D:	0.00	
Productivity Index, bld/psi:	3.440	
Bubble Point Rate, Bbl/D:	6398.40	
Max. Oil Flow Rate, Bbl/D:	6398.40	
Max. Total Flow Rate, Bbl/D:	6398.40	
	<u>Static</u>	<u>Test</u>
Casing Pressure, psig:	0.0	0.0
Fluid Level, ft:	0.00	0.00
Bottom Hole Pressure (BHP), psig:	1860.0	0.0
<u>PRESSURE/RATE DATA</u>		
Design Criteria - Solved For: Pump Intake Conditions		
Total Fluid Rate, Bbl/D:	2080.00	
Pump Depth, ft:	6245.00	
Fluid Over Pump, ft:	1760.72	
Pumping Fluid Level, ft:	4484.28	
Pump Intake Pressure, psig:	743.5	
Total Dynamic Head, ft:	4632.85	
Tubing Pressure, psig:	45.0	
Casing Pressure, psig:	0.0	
Bottom Hole Pressure, psig:	1255.3	
Gas through Pump:	Gas Compressed	

Figura 39. Curva operación Motor profundidad actual Pozo #6

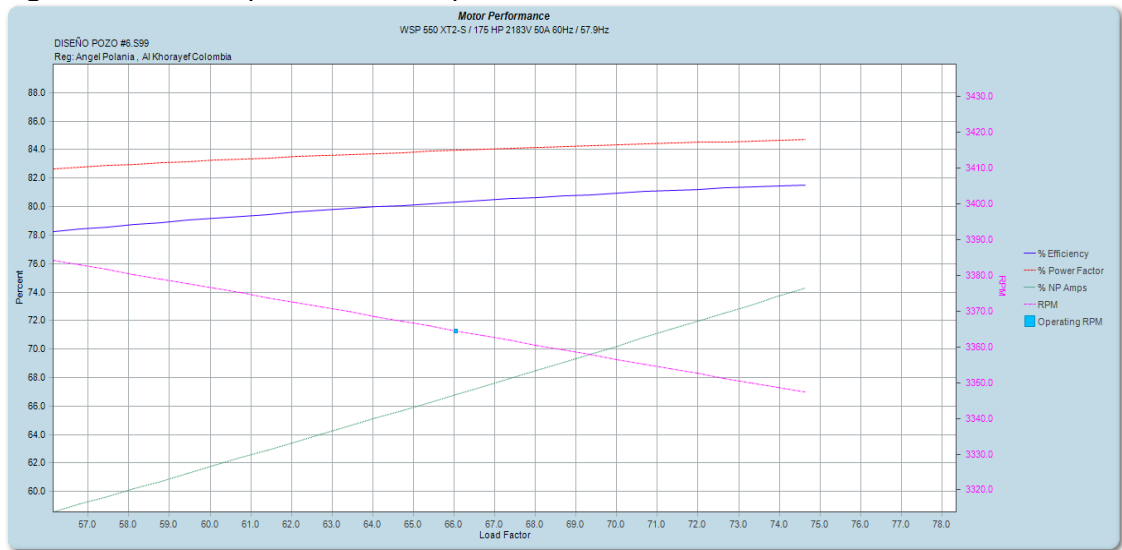
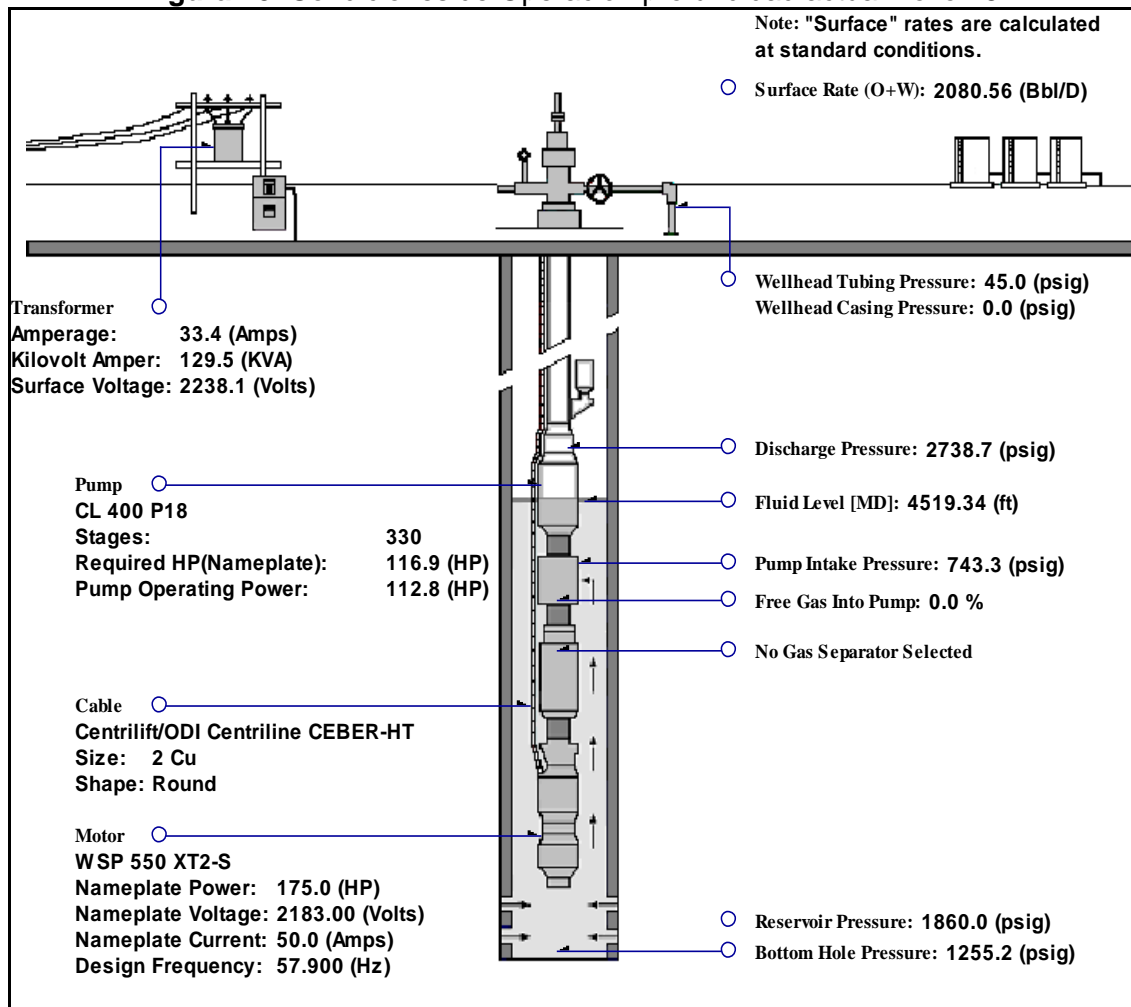


Figura 40. Condiciones de Operación profundidad actual Pozo #6



Pozo #7

Equipo de fondo:

Bomba serie 562 P 110 SXD, 97 etapas.

Motor serie 560 600 Hp/ 2830V/ 128 Amp.

Figura 41. Curva operación Bomba profundidad actual Pozo #7

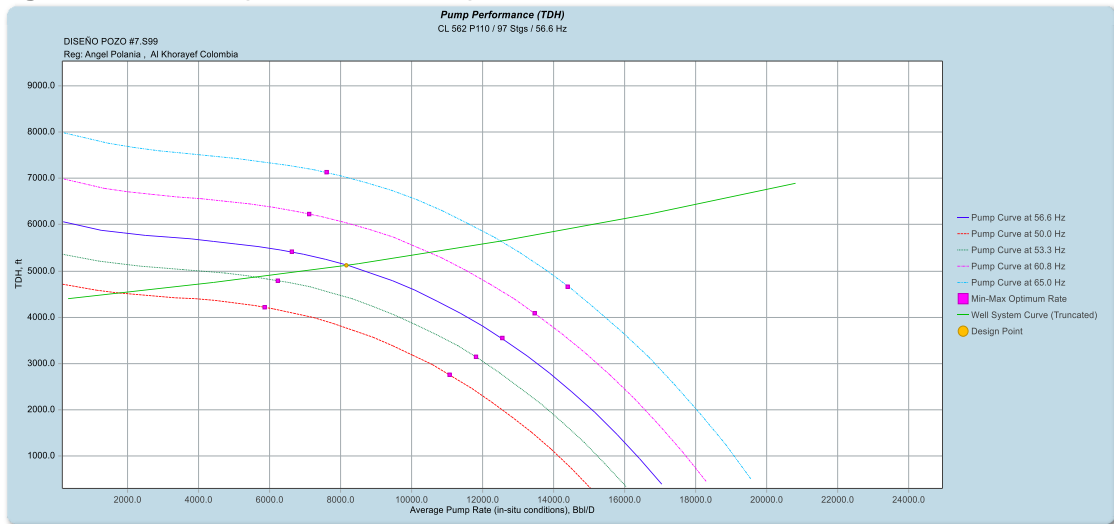


Figura 42. Data de simulación profundidad actual pozo #7

<u>INFLOW DATA</u>		
IPR Calculation Method: Productivity Index		
Fluid Rate at Test BHP, Bbl/D:		0.00
Productivity Index, bld/psi:		33.400
Bubble Point Rate, Bbl/D:		49365.20
Max. Oil Flow Rate, Bbl/D:		49365.20
Max. Total Flow Rate, Bbl/D:		49365.20
	<u>Static</u>	<u>Test</u>
Casing Pressure, psig:	0.0	0.0
Fluid Level, ft:	0.00	0.00
Bottom Hole Pressure (BHP), psig:	1478.0	0.0
<u>PRESSURE/RATE DATA</u>		
Design Criteria - Solved For: Pump Intake Conditions		
Total Fluid Rate, Bbl/D:		7955.00
Pump Depth, ft:		6615.00
Fluid Over Pump, ft:		1856.18
Pumping Fluid Level, ft:		4758.82
Pump Intake Pressure, psig:		785.2
Total Dynamic Head, ft:		5122.66
Tubing Pressure, psig:		82.0
Casing Pressure, psig:		0.0
Bottom Hole Pressure, psig:		1239.8
Gas through Pump:		Gas Compressed

Figura 43. Curva operación Motor profundidad actual Pozo #7

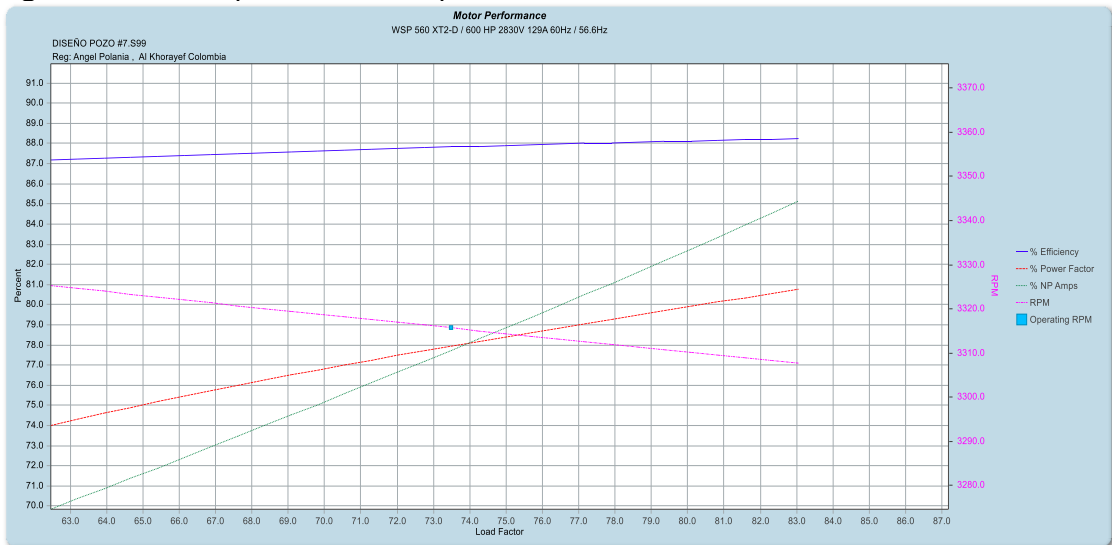
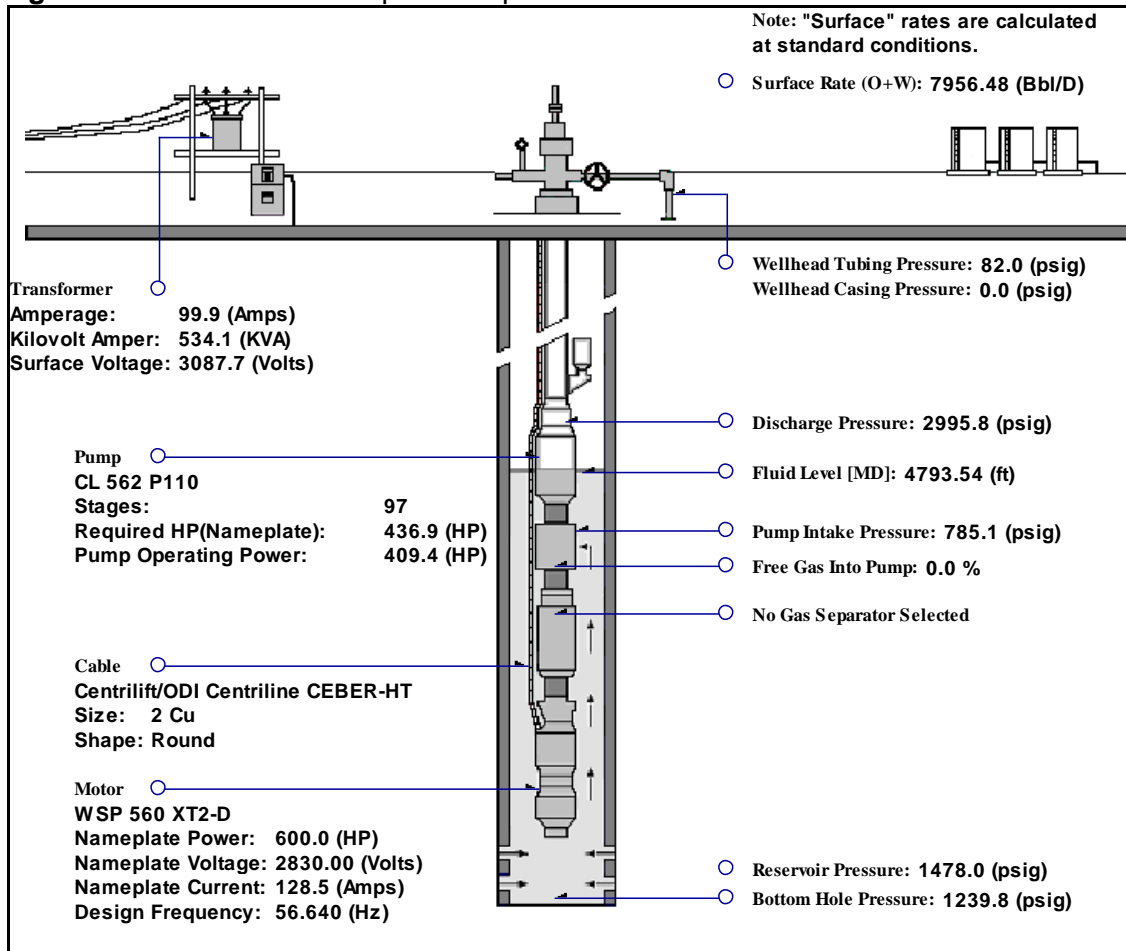


Figura 44. Condiciones de Operación profundidad actual Pozo #7



Pozo #8

Equipo de fondo:

Bomba serie 562 P 110 SXD, 97 etapas.

Motor serie 560 600 Hp/ 2830V/ 128 Amp.

Figura 45. Curva operación Bomba profundidad actual Pozo #8

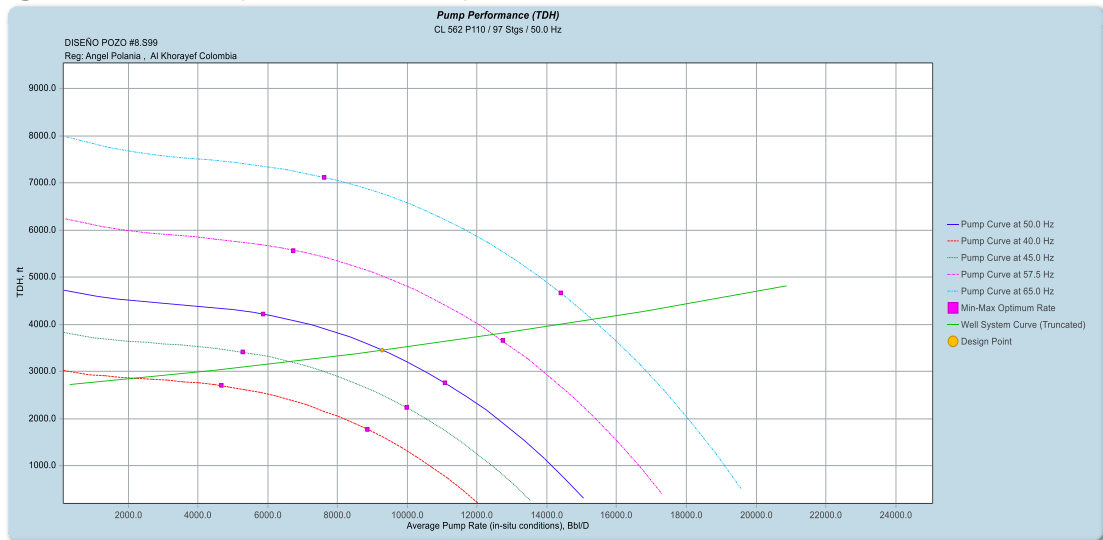


Figura 46. Data de simulación profundidad actual pozo #8

<u>INFLOW DATA</u>		
IPR Calculation Method: Productivity Index		
Fluid Rate at Test BHP, Bbl/D:	0.00	
Productivity Index, blpd/psi:	36.900	
Bubble Point Rate, Bbl/D:	75017.70	
Max. Oil Flow Rate, Bbl/D:	75017.70	
Max. Total Flow Rate, Bbl/D:	75017.70	
	<u>Static</u>	<u>Test</u>
Casing Pressure, psig:	0.0	0.0
Fluid Level, ft:	0.00	0.00
Bottom Hole Pressure (BHP), psig:	2033.0	0.0
<u>PRESSURE/RATE DATA</u>		
Design Criteria - Solved For: Pump Intake Conditions		
Total Fluid Rate, Bbl/D:	9115.00	
Pump Depth, ft:	4820.00	
Fluid Over Pump, ft:	1612.13	
Pumping Fluid Level, ft:	3207.87	
Pump Intake Pressure, psig:	687.7	
Total Dynamic Head, ft:	3449.33	
Tubing Pressure, psig:	47.0	
Casing Pressure, psig:	0.0	
Bottom Hole Pressure, psig:	1786.0	
Gas through Pump:	Gas Compressed	

Figura 47. Curva operación Motor profundidad actual Pozo #8

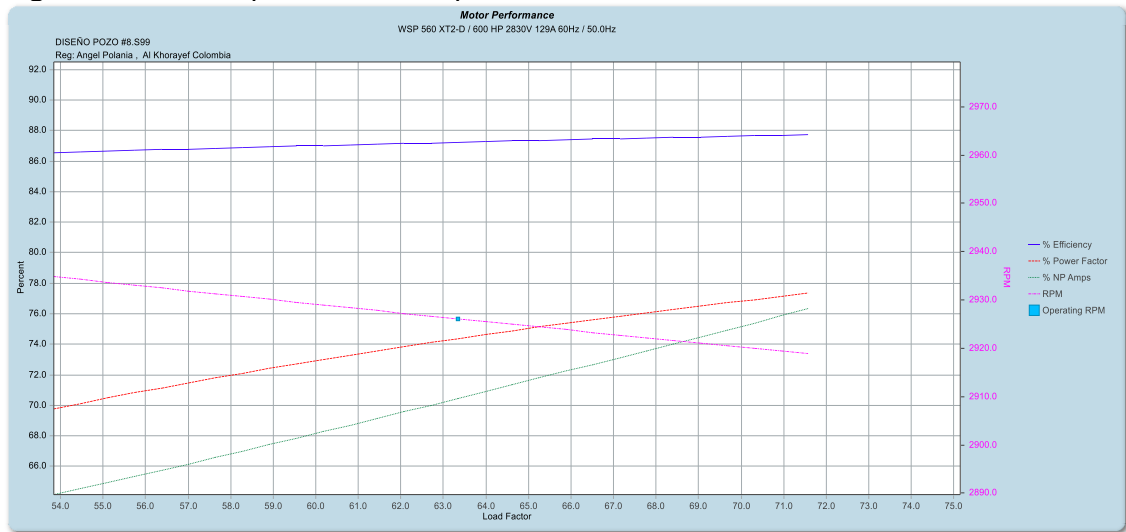
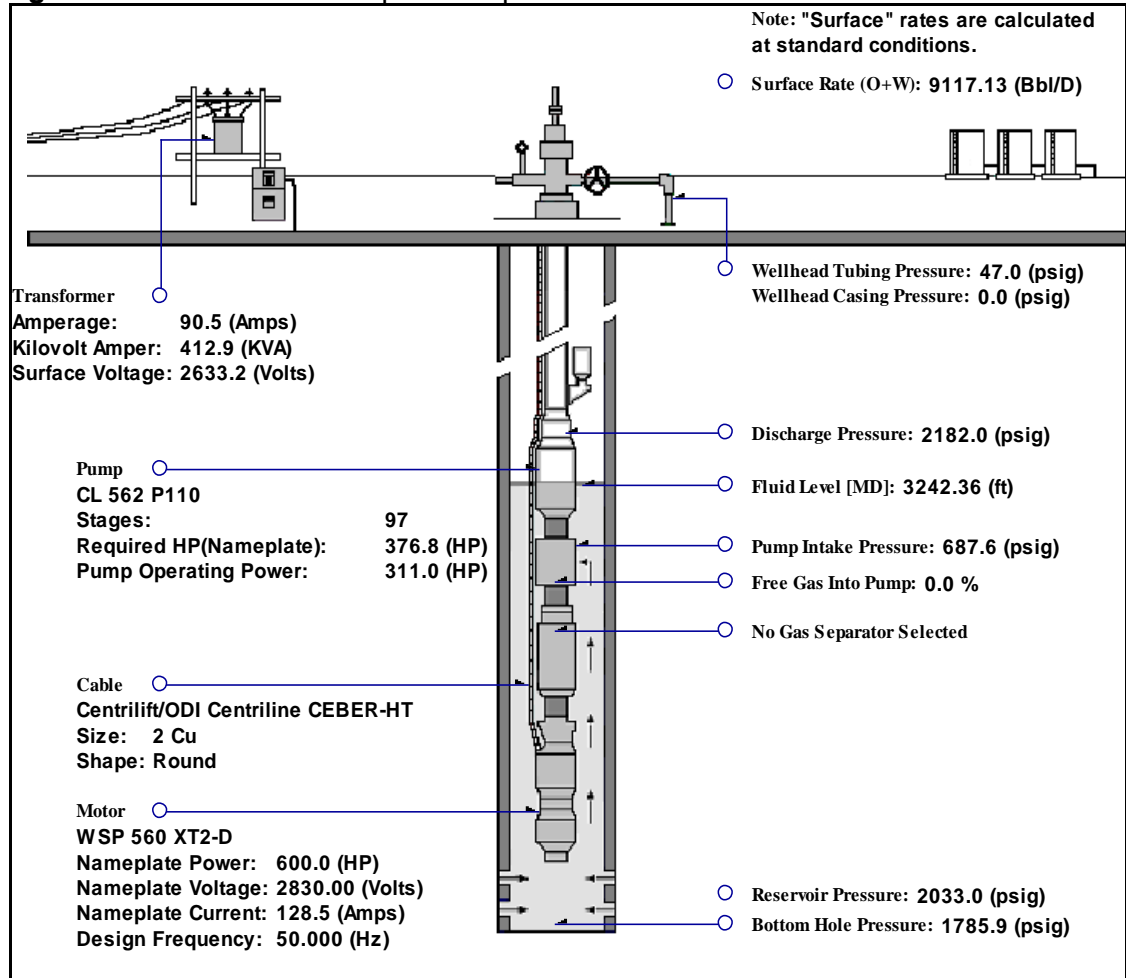


Figura 48. Condiciones de Operación profundidad actual Pozo #8



4. NUEVAS SIMULACIONES A PROFUNDIDAD MENOR (300 FT SUMERGENCIA)

Se procede a realizar las simulaciones con el mismo equipo pero a una profundidad menor, conservando 300 ft de sumergencia:

Pozo #1:

Equipo de fondo:

Bomba serie 562 P 155 SxD, 116 etapas.

Motor serie 562 1173 Hp/ 4320V/ 161 Amp.

Figura 49. Curva operación Bomba nueva profundidad Pozo #1

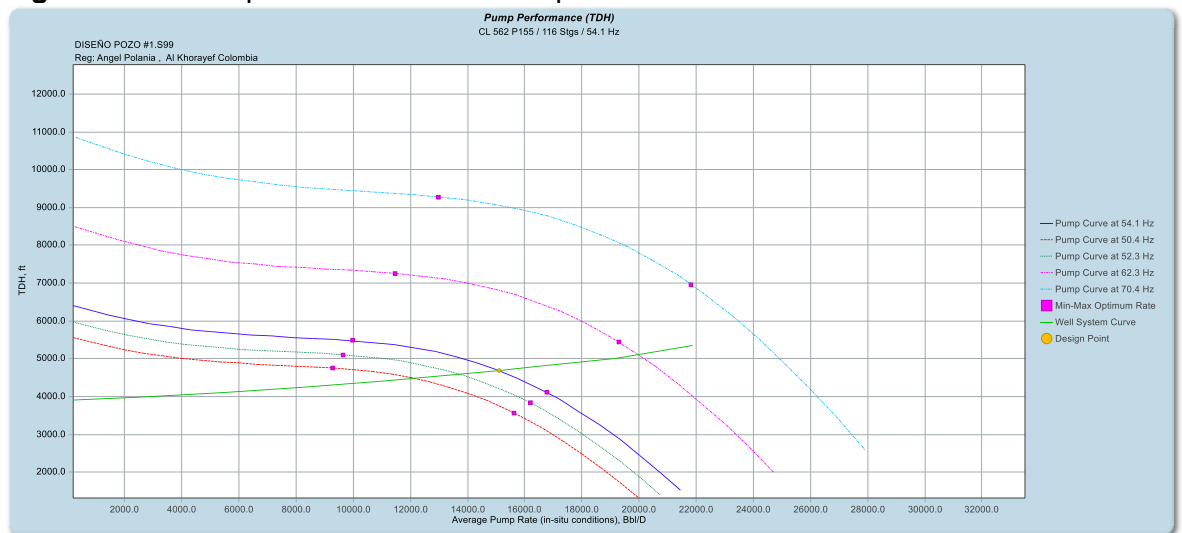


Figura 50. Data de simulación nueva profundidad pozo #1

<u>INFLOW DATA</u>		
IPR Calculation Method: Productivity Index		
Fluid Rate at Test BHP, Bbl/D:	0.00	
Productivity Index, blpd/psi:	79.390	
Bubble Point Rate, Bbl/D:	123689.62	
Max. Oil Flow Rate, Bbl/D:	123689.62	
Max. Total Flow Rate, Bbl/D:	123689.62	
	<u>Static</u>	<u>Test</u>
Casing Pressure, psig:	0.0	0.0
Fluid Level, ft:	0.00	0.00
Bottom Hole Pressure (BHP), psig:	1558.0	0.0
<u>PRESSURE/RATE DATA</u>		
Design Criteria - Solved For: Pump Intake Conditions		
Total Fluid Rate, Bbl/D:	14830.00	
Pump Depth, ft:	4570.00	
Fluid Over Pump, ft:	304.87	
Pumping Fluid Level, ft:	4265.13	
Pump Intake Pressure, psig:	130.9	
Total Dynamic Head, ft:	4689.68	
Tubing Pressure, psig:	56.0	
Casing Pressure, psig:	0.0	
Bottom Hole Pressure, psig:	1371.2	
Gas through Pump:	Gas Compressed	

Figura 51. Curva operación motor nueva profundidad Pozo #1

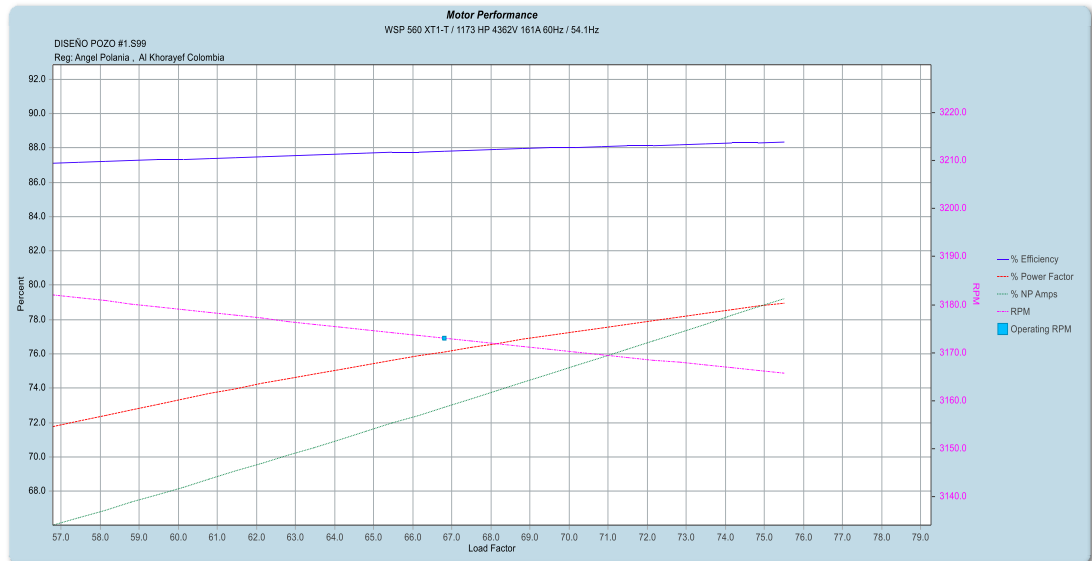
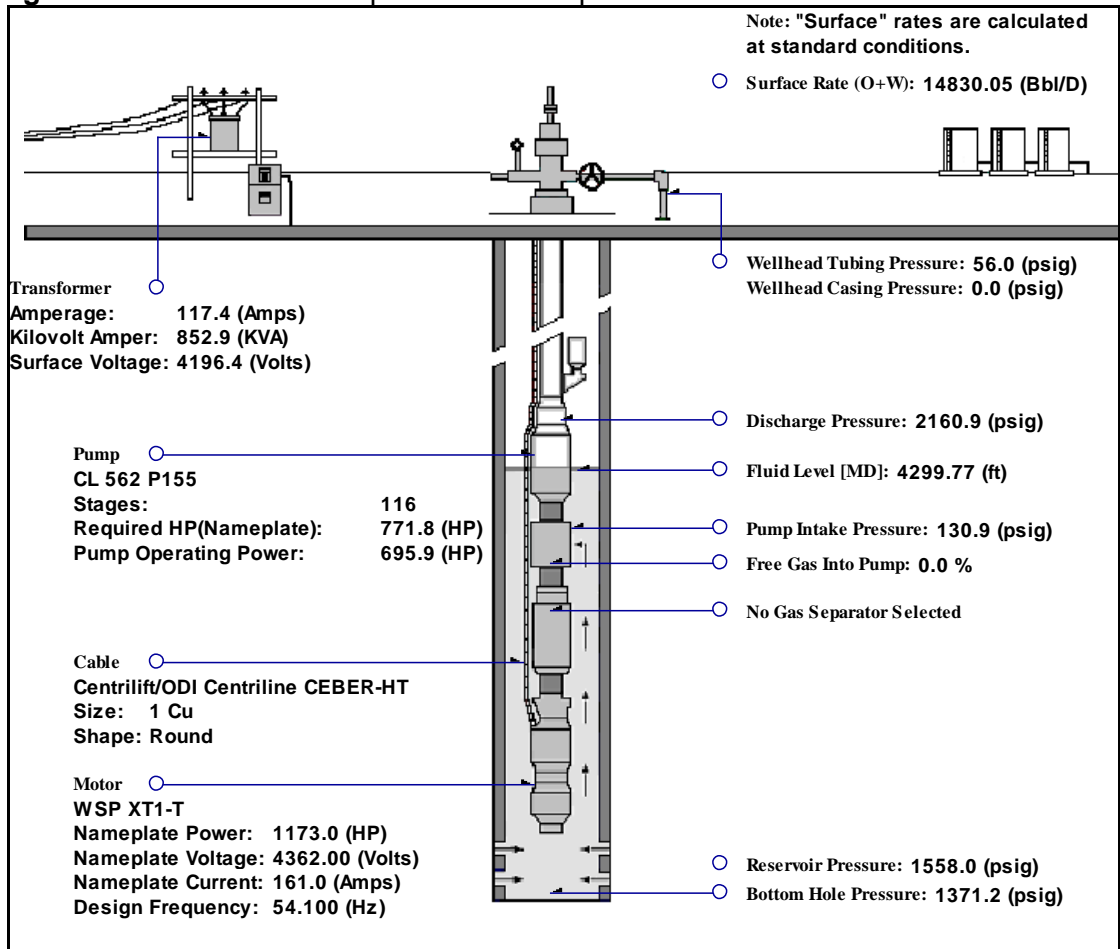


Figura 52. Condiciones de operación nueva profundidad Pozo #1



Pozo #2

Equipo de fondo:

Bomba serie 538 P 47 SXD, 111 etapas.

Motor serie 562 365 Hp/ 2366V/ 92.6 Amp.

Figura 53. Curva operación Bomba nueva profundidad Pozo #2

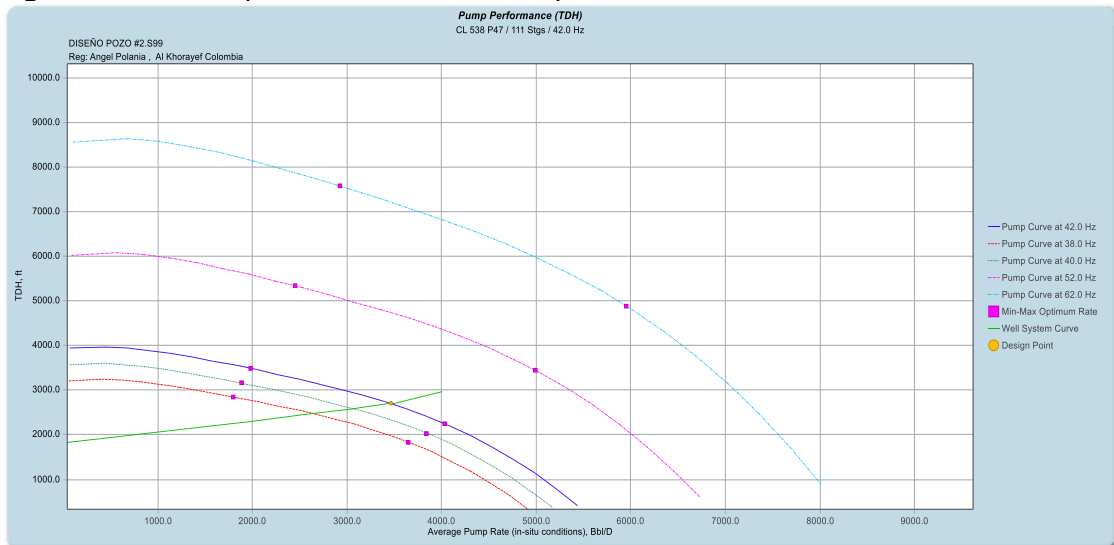


Figura 54. Data de simulación nueva profundidad pozo #2

<u>INFLOW DATA</u>		
IPR Calculation Method: Productivity Index		
Fluid Rate at Test BHP, Bbl/D:		0.00
Productivity Index, blpd/psi:		9.810
Bubble Point Rate, Bbl/D:		22769.01
Max. Oil Flow Rate, Bbl/D:		22769.01
Max. Total Flow Rate, Bbl/D:		22769.01
	Static	Test
Casing Pressure, psig:	0.0	0.0
Fluid Level, ft:	0.00	0.00
Bottom Hole Pressure (BHP), psig:	2321.0	0.0
<u>PRESSURE/RATE DATA</u>		
Design Criteria - Solved For: Pump Intake Conditions		
Total Fluid Rate, Bbl/D:		3420.00
Pump Depth, ft:		2820.00
Fluid Over Pump, ft:		303.34
Pumping Fluid Level, ft:		2516.66
Pump Intake Pressure, psig:		129.7
Total Dynamic Head, ft:		2698.39
Tubing Pressure, psig:		67.0
Casing Pressure, psig:		0.0
Bottom Hole Pressure, psig:		1972.4
Gas through Pump:		Gas Compressed

Figura 55. Curva operación Motor nueva profundidad Pozo #2

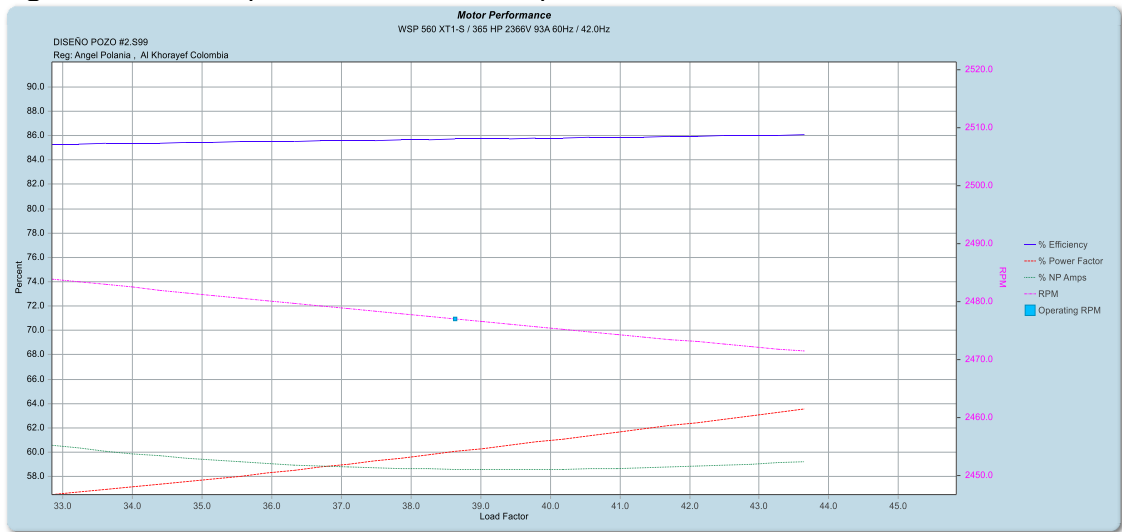
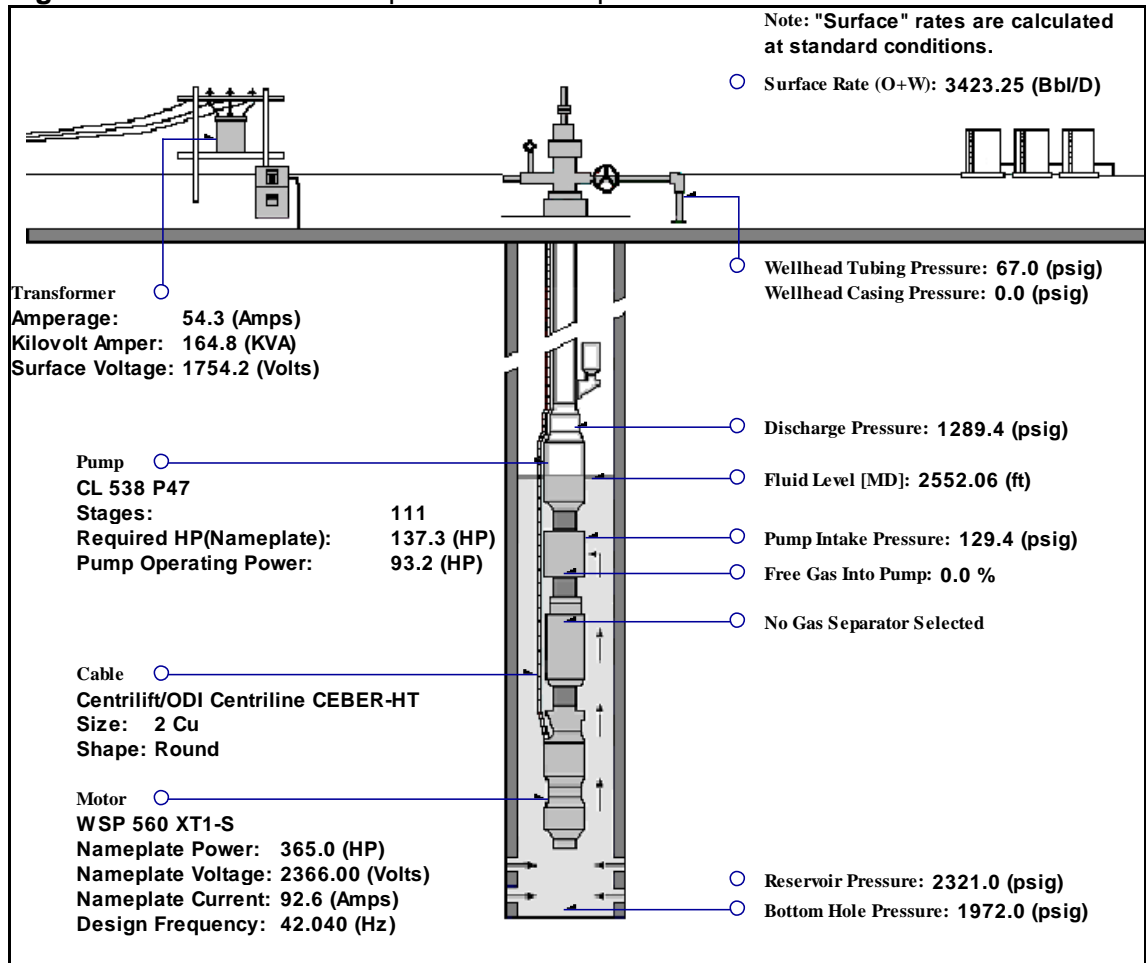


Figura 56. Condiciones de Operación nueva profundidad Pozo #2



Pozo #3

Equipo de fondo:
 Bomba serie 538 P 47 SXD, 166 etapas.
 Motor serie 562 522 Hp/ 2700V/ 116 Amp.

Figura 57. Curva operación Bomba nueva profundidad Pozo #3

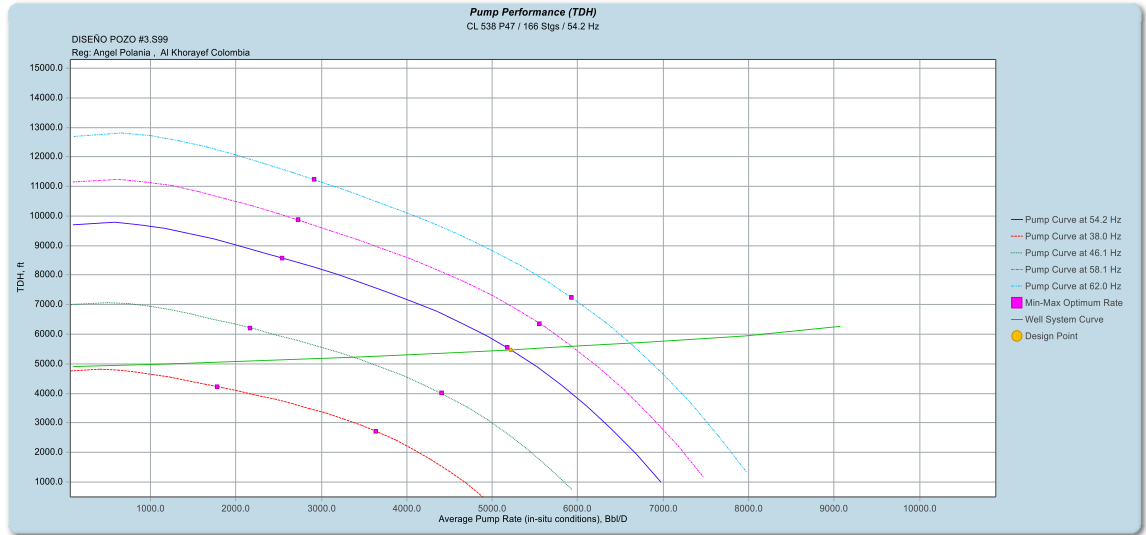


Figura 58. Data de simulación nueva profundidad pozo #3

<u>INFLOW DATA</u>		
IPR Calculation Method: Productivity Index		
Fluid Rate at Test BHP, Bbl/D:	0.00	
Productivity Index, bld/psi:	39.390	
Bubble Point Rate, Bbl/D:	40768.65	
Max. Oil Flow Rate, Bbl/D:	40768.65	
Max. Total Flow Rate, Bbl/D:	40768.65	
	Static	Test
Casing Pressure, psig:	0.0	0.0
Fluid Level, ft:	0.00	0.00
Bottom Hole Pressure (BHP), psig:	1035.0	0.0
<u>PRESSURE/RATE DATA</u>		
Design Criteria - Solved For: Pump Intake Conditions		
Total Fluid Rate, Bbl/D:	5094.00	
Pump Depth, ft:	5430.00	
Fluid Over Pump, ft:	300.96	
Pumping Fluid Level, ft:	5129.04	
Pump Intake Pressure, psig:	128.5	
Total Dynamic Head, ft:	5470.71	
Tubing Pressure, psig:	53.0	
Casing Pressure, psig:	0.0	
Bottom Hole Pressure, psig:	905.7	
Gas through Pump:	Gas Compressed	

Figura 59. Curva operación Motor nueva profundidad Pozo #3

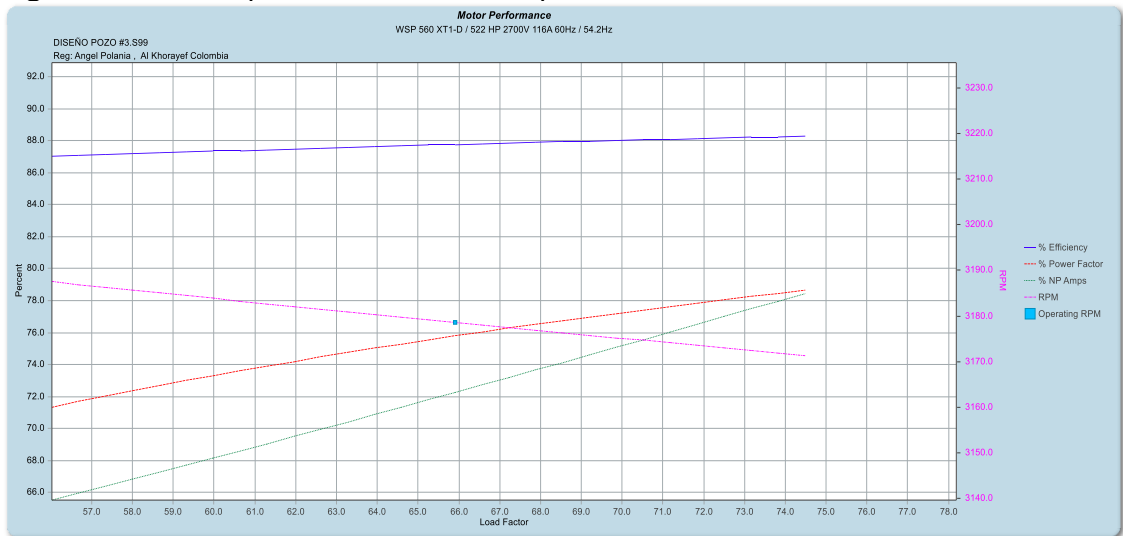
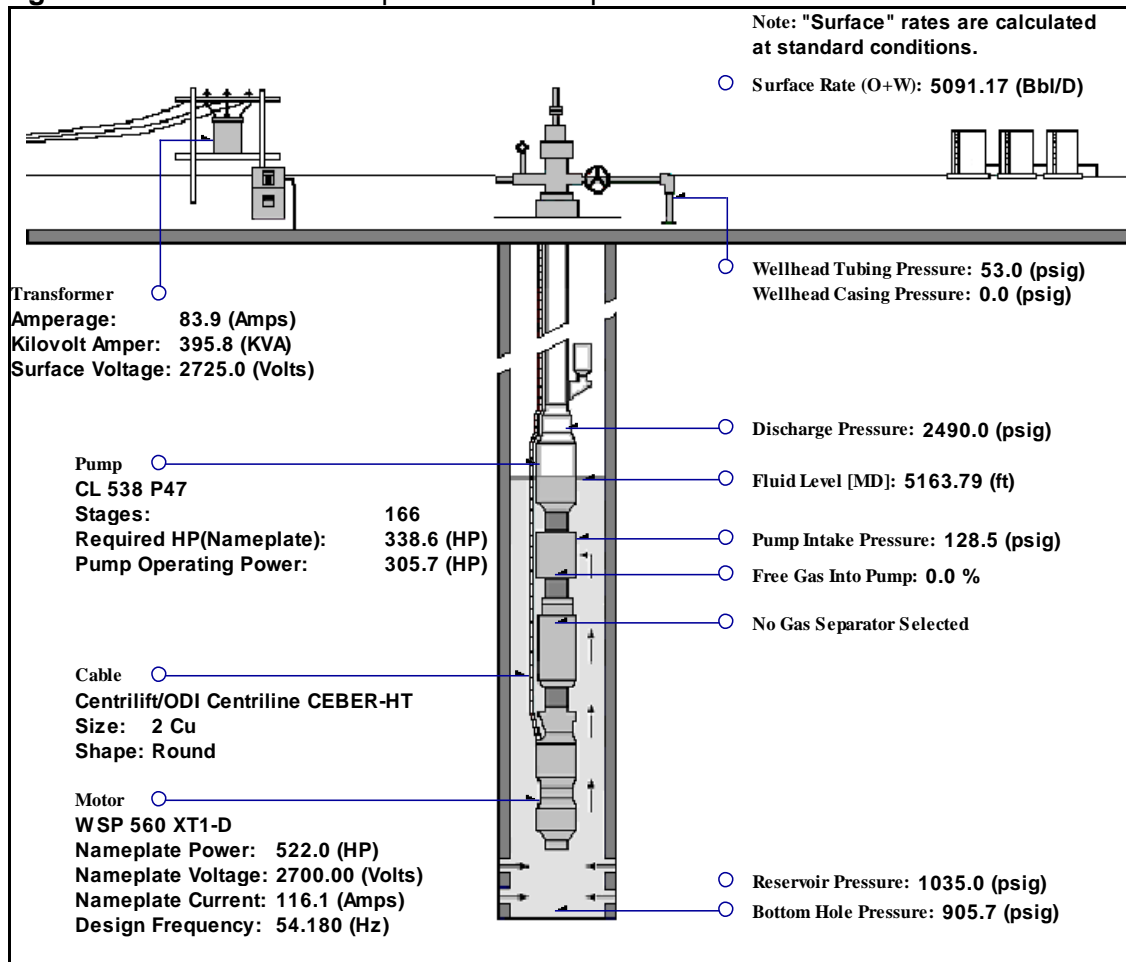


Figura 60. Condiciones de Operación nueva profundidad Pozo #3



Pozo #4

Equipo de fondo:

Bomba serie 538 P 47 SXD, 125 etapas.

Motor serie 562 417 Hp/ 2146V/ 116 Amp.

Figura 61. Curva operación Bomba nueva profundidad Pozo #4

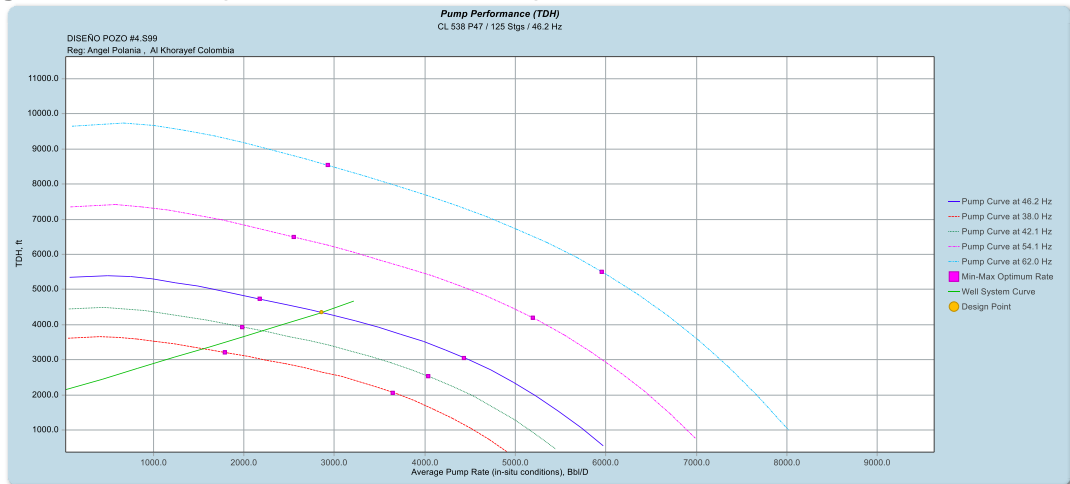


Figura 62. Data de simulación nueva profundidad pozo #4

		<u>INFLOW DATA</u>	
IPR Calculation Method: Productivity Index			
Fluid Rate at Test BHP, Bbl/D:		0.00	
Productivity Index, bld/psi:		3.020	
Bubble Point Rate, Bbl/D:		7278.20	
Max. Oil Flow Rate, Bbl/D:		7278.20	
Max. Total Flow Rate, Bbl/D:		7278.20	
		<u>Static</u>	<u>Test</u>
Casing Pressure, psig:		0.0	0.0
Fluid Level, ft:		0.00	0.00
Bottom Hole Pressure (BHP), psig:		2410.0	0.0
		<u>PRESSURE/RATE DATA</u>	
Design Criteria - Solved For: Pump Intake Conditions			
Total Fluid Rate, Bbl/D:		2800.00	
Pump Depth, ft:		4500.00	
Fluid Over Pump, ft:		332.16	
Pumping Fluid Level, ft:		4167.84	
Pump Intake Pressure, psig:		142.3	
Total Dynamic Head, ft:		4343.95	
Tubing Pressure, psig:		69.0	
Casing Pressure, psig:		0.0	
Bottom Hole Pressure, psig:		1482.8	
Gas through Pump:		Gas Compressed	

Figura 63. Curva operación Motor nueva profundidad Pozo #4

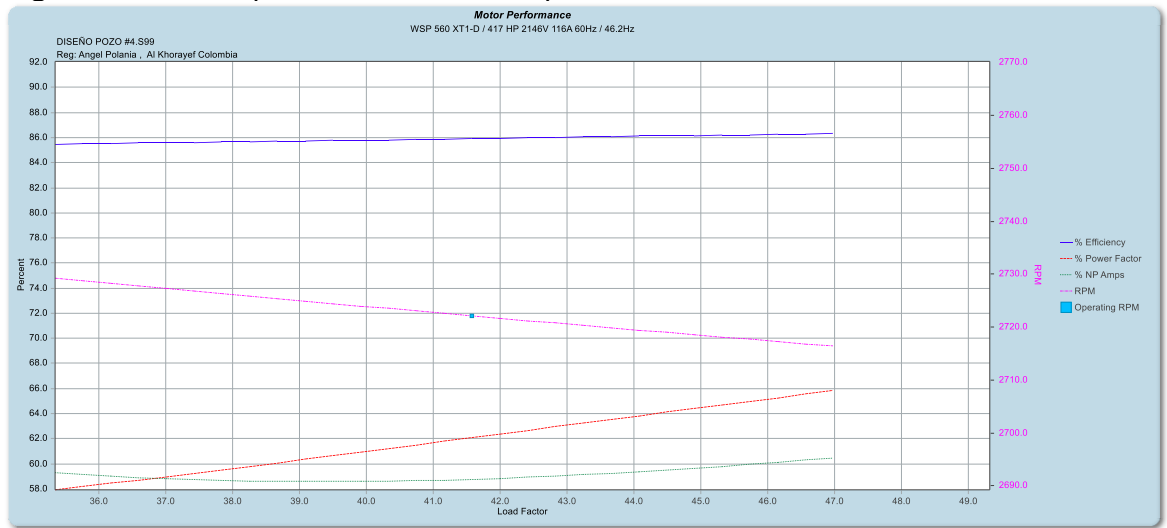
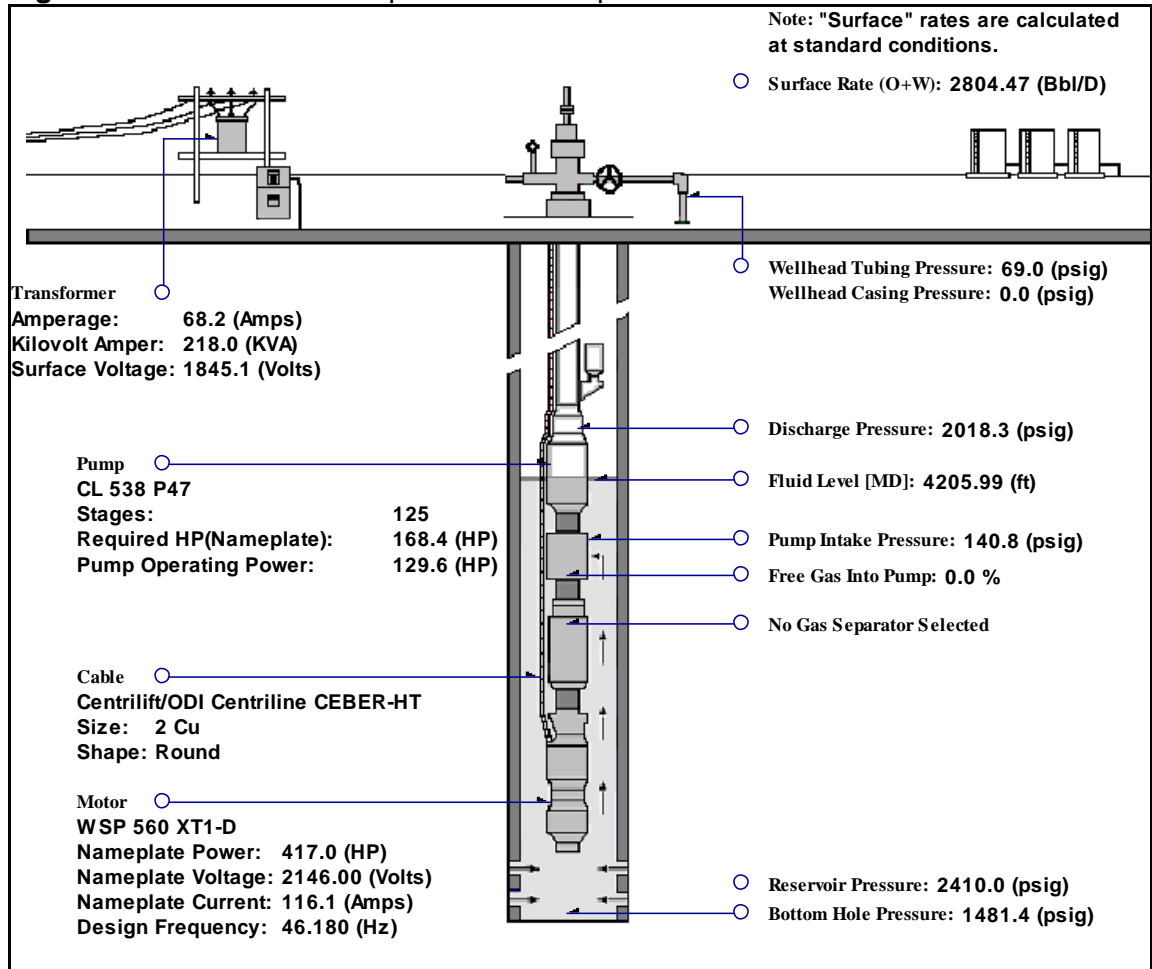


Figura 64. Condiciones de Operación nueva profundidad Pozo #4



Pozo #5

Equipo de fondo:

Bomba serie 400 P 18 SXD, 160 etapas.

Motor serie 550 150 Hp/ 2105V/ 44 Amp.

Figura 65. Curva operación Bomba nueva profundidad Pozo #5

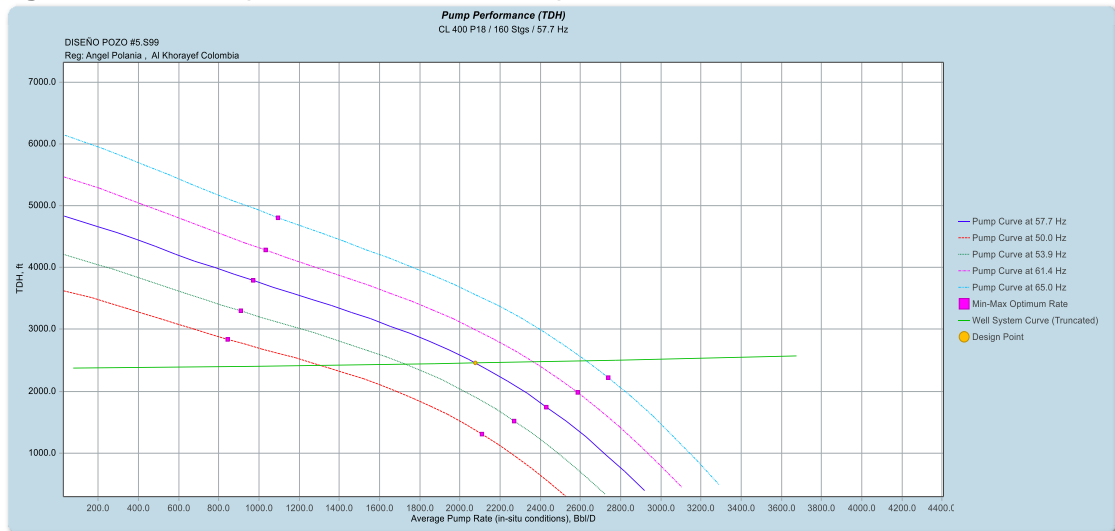


Figura 66. Data de simulación nueva profundidad pozo #5

<u>INFLOW DATA</u>		
IPR Calculation Method: Productivity Index		
Fluid Rate at Test BHP, Bbl/D:	0.00	
Productivity Index, bld/psi:	91.020	
Bubble Point Rate, Bbl/D:	165201.30	
Max. Oil Flow Rate, Bbl/D:	165201.30	
Max. Total Flow Rate, Bbl/D:	165201.30	
	<u>Static</u>	<u>Test</u>
Casing Pressure, psig:	0.0	0.0
Fluid Level, ft:	0.00	0.00
Bottom Hole Pressure (BHP), psig:	1815.0	0.0
	<u>PRESSURE/RATE DATA</u>	
Design Criteria - Solved For: Pump Intake Conditions		
Total Fluid Rate, Bbl/D:	2043.00	
Pump Depth, ft:	2820.00	
Fluid Over Pump, ft:	301.92	
Pumping Fluid Level, ft:	2518.08	
Pump Intake Pressure, psig:	128.9	
Total Dynamic Head, ft:	2454.07	
Tubing Pressure, psig:	66.0	
Casing Pressure, psig:	0.0	
Bottom Hole Pressure, psig:	1792.6	
Gas through Pump:	Gas Compressed	

Figura 67. Curva operación Motor nueva profundidad Pozo #5

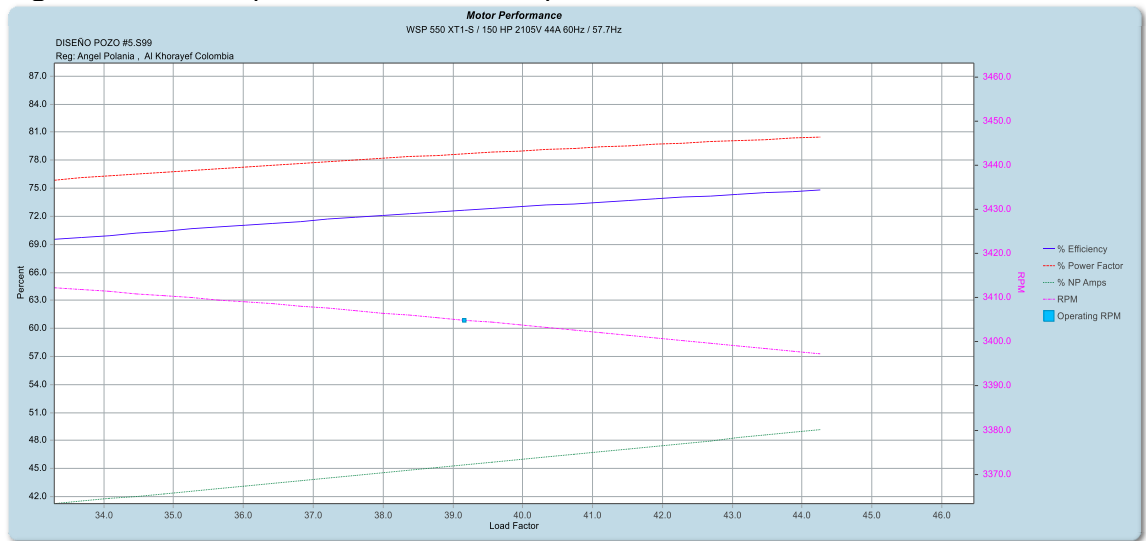
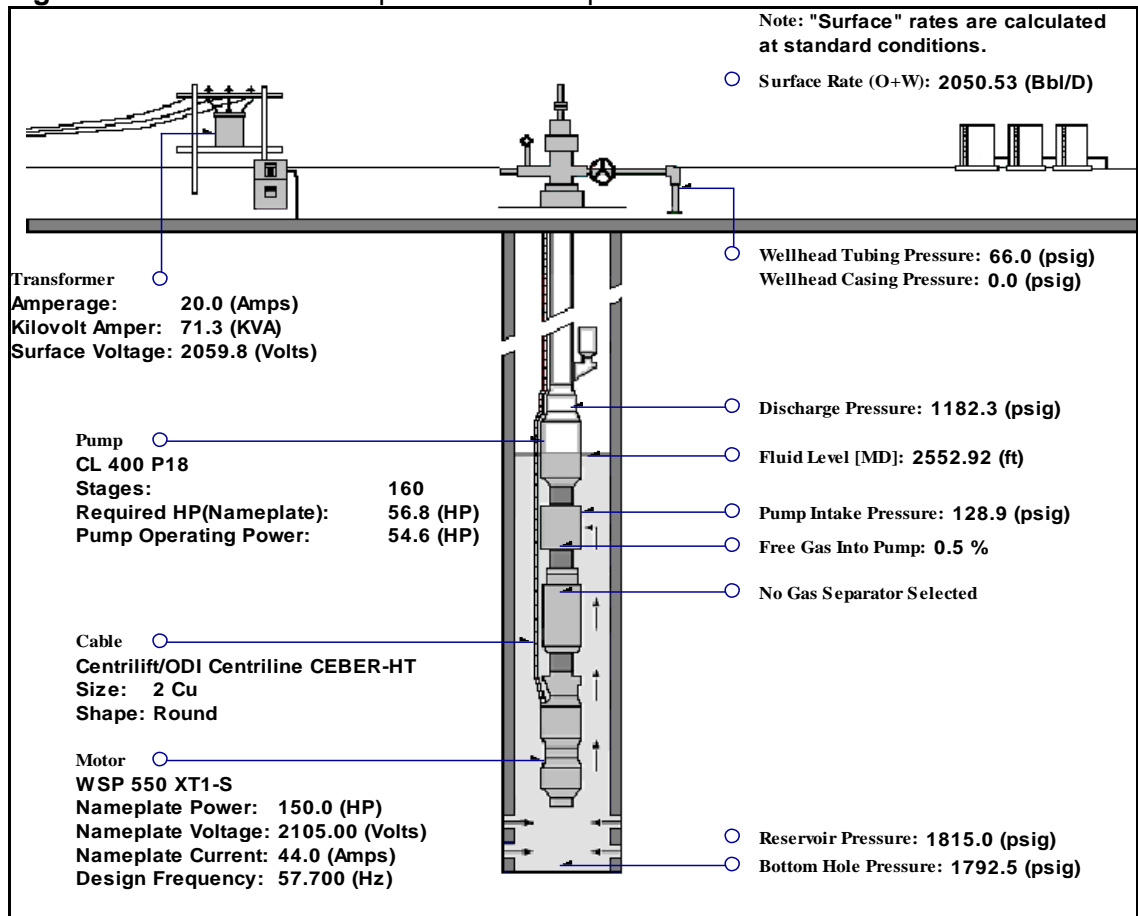


Figura 68. Condiciones de Operación nueva profundidad Pozo #5



Pozo #6

Equipo de fondo:

Bomba serie 400 P 18 SXD, 330 etapas.

Motor serie 550 175 Hp/ 2183V/ 50 Amp.

Figura 69. Curva operación Bomba nueva profundidad Pozo #6

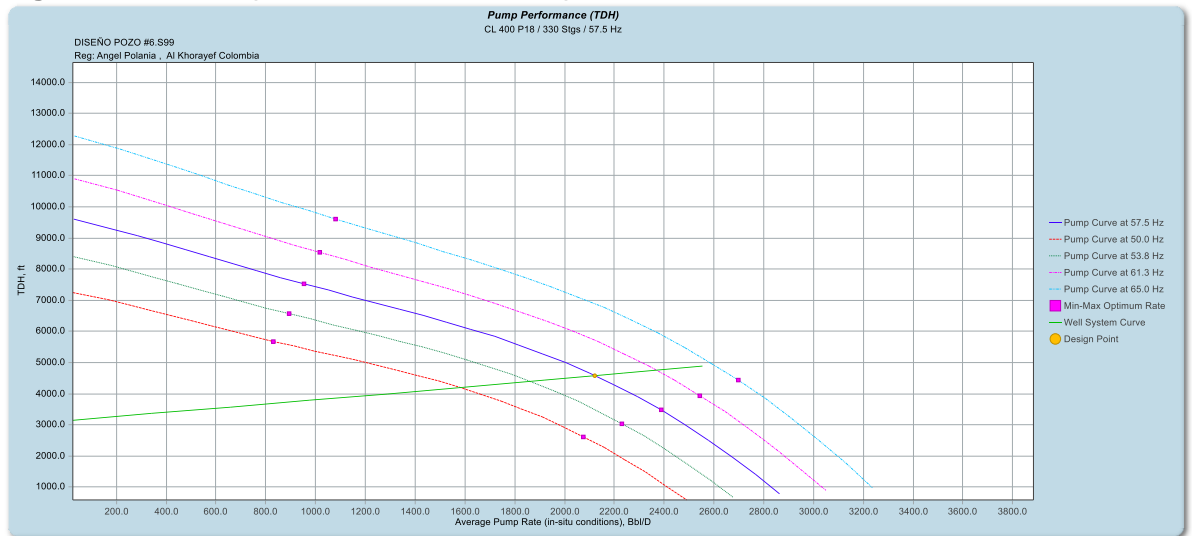


Figura 70. Data de simulación nueva profundidad pozo #6

<u>INFLOW DATA</u>		
IPR Calculation Method: Productivity Index		
Fluid Rate at Test BHP, Bbl/D:		0.00
Productivity Index, bld/psi:		3.440
Bubble Point Rate, Bbl/D:		6398.40
Max. Oil Flow Rate, Bbl/D:		6398.40
Max. Total Flow Rate, Bbl/D:		6398.40
	<u>Static</u>	<u>Test</u>
Casing Pressure, psig:	0.0	0.0
Fluid Level, ft:	0.00	0.00
Bottom Hole Pressure (BHP), psig:	1860.0	0.0
<u>PRESSURE/RATE DATA</u>		
Design Criteria - Solved For: Pump Intake Conditions		
Total Fluid Rate, Bbl/D:		2080.00
Pump Depth, ft:		4800.00
Fluid Over Pump, ft:		315.31
Pumping Fluid Level, ft:		4484.69
Pump Intake Pressure, psig:		135.0
Total Dynamic Head, ft:		4578.37
Tubing Pressure, psig:		45.0
Casing Pressure, psig:		0.0
Bottom Hole Pressure, psig:		1255.3
Gas through Pump:		Gas Compressed

Figura 71. Curva operación Motor nueva profundidad Pozo #6

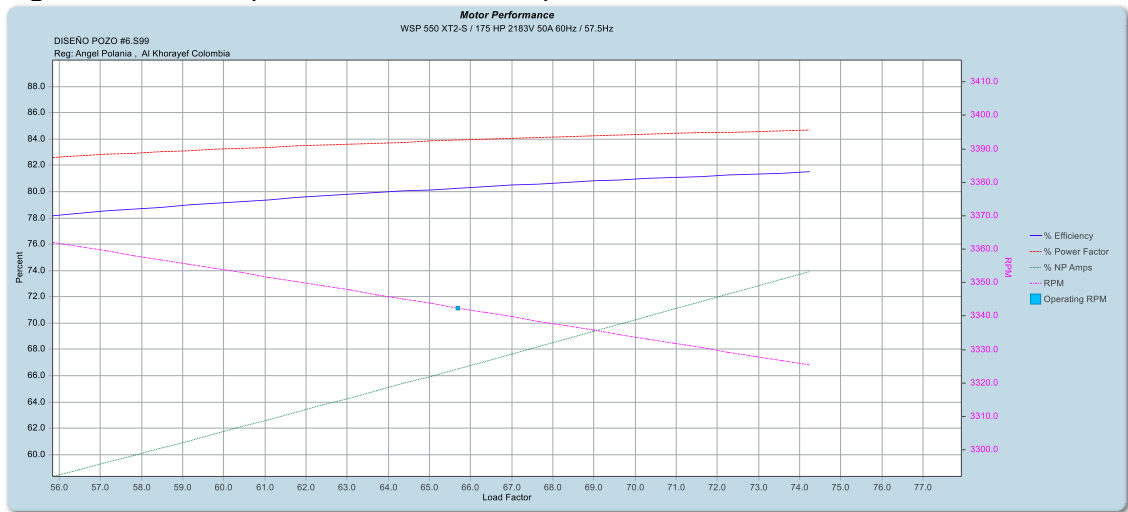
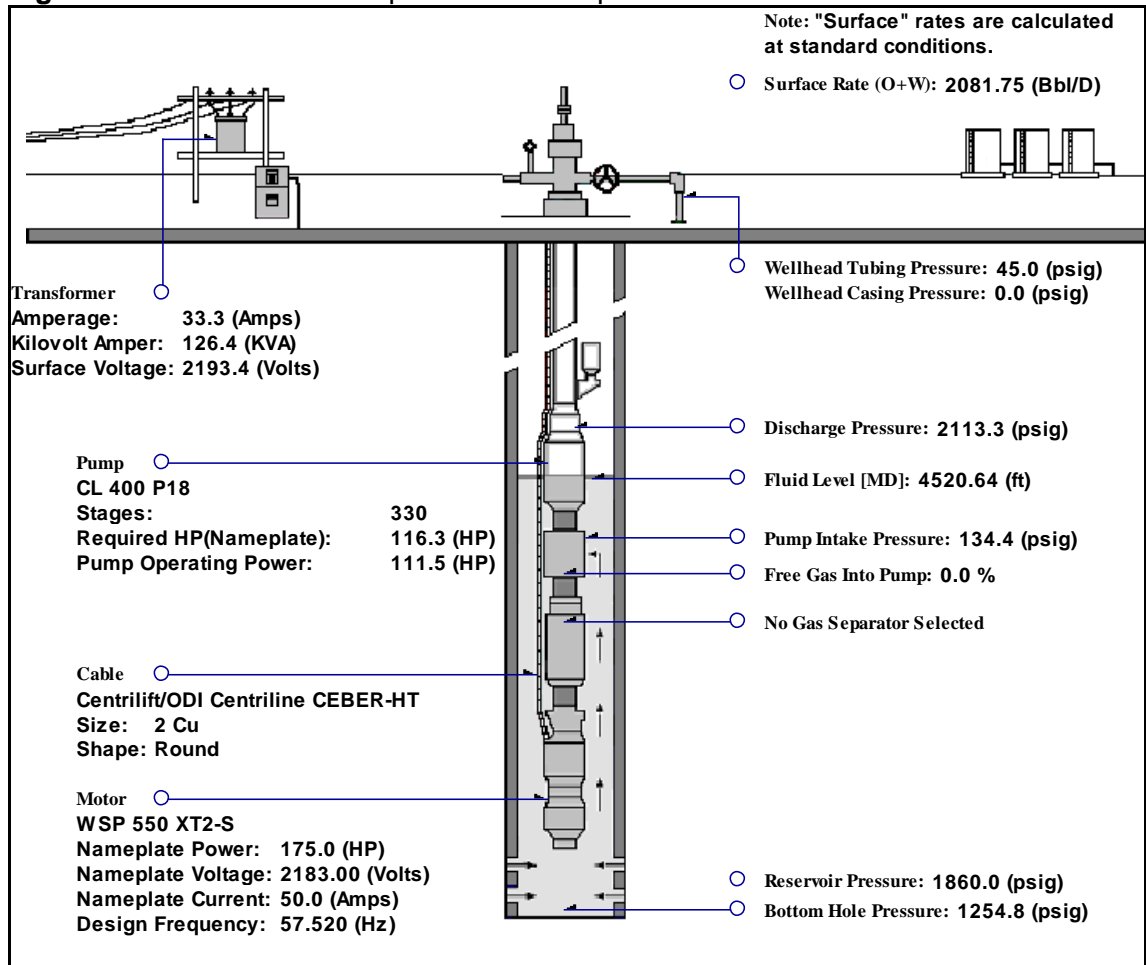


Figura 72. Condiciones de Operación nueva profundidad Pozo #6



Pozo #7

Equipo de fondo:

Bomba serie 562 P 110 SXD, 97 etapas.

Motor serie 560 600 Hp/ 2830V/ 128 Amp.

Figura 73. Curva operación Bomba nueva profundidad Pozo #7

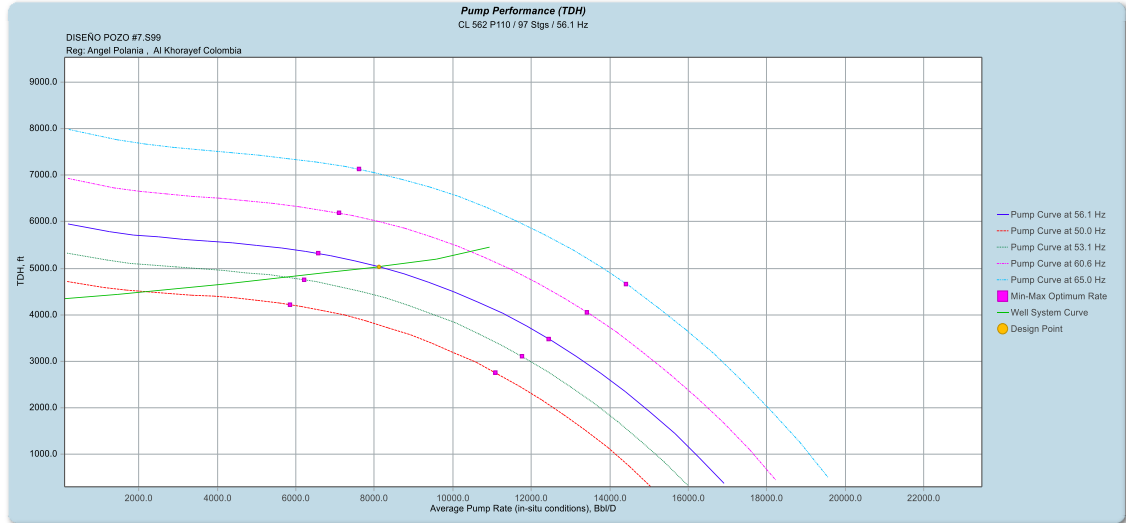


Figura 74. Data de simulación nueva profundidad pozo #7

<u>INFLOW DATA</u>		
IPR Calculation Method: Productivity Index		
Fluid Rate at Test BHP, Bbl/D:		0.00
Productivity Index, blpd/psi:		33.400
Bubble Point Rate, Bbl/D:		49365.20
Max. Oil Flow Rate, Bbl/D:		49365.20
Max. Total Flow Rate, Bbl/D:		49365.20
	<u>Static</u>	<u>Test</u>
Casing Pressure, psig:	0.0	0.0
Fluid Level, ft:	0.00	0.00
Bottom Hole Pressure (BHP), psig:	1478.0	0.0
<u>PRESSURE/RATE DATA</u>		
Design Criteria - Solved For: Pump Intake Conditions		
Total Fluid Rate, Bbl/D:		7955.00
Pump Depth, ft:		5070.00
Fluid Over Pump, ft:		310.05
Pumping Fluid Level, ft:		4759.95
Pump Intake Pressure, psig:		133.1
Total Dynamic Head, ft:		5033.57
Tubing Pressure, psig:		82.0
Casing Pressure, psig:		0.0
Bottom Hole Pressure, psig:		1239.8
Gas through Pump:		Gas Compressed

Figura 75. Curva operación Motor nueva profundidad Pozo #7

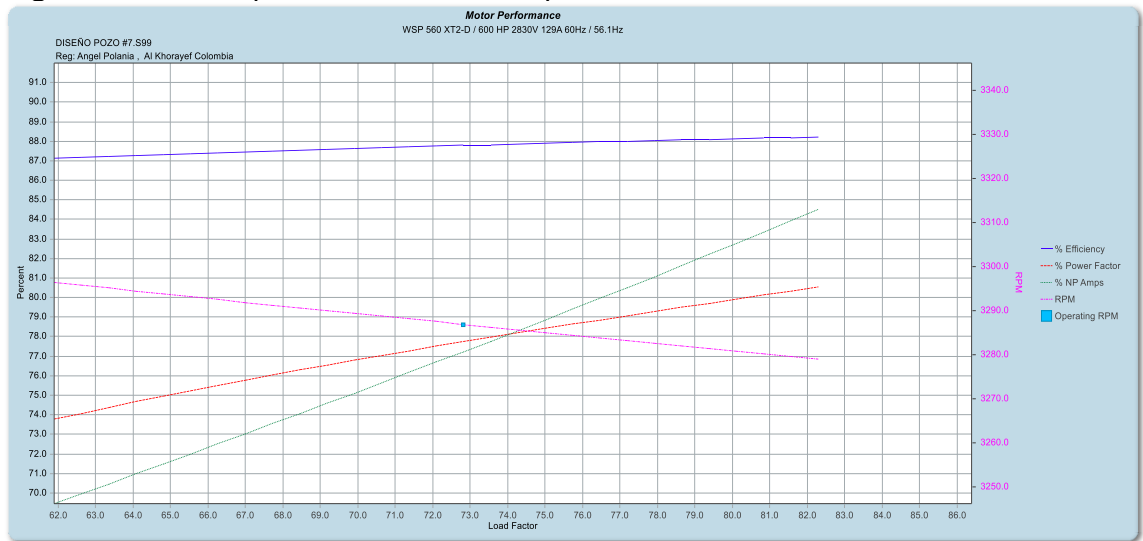
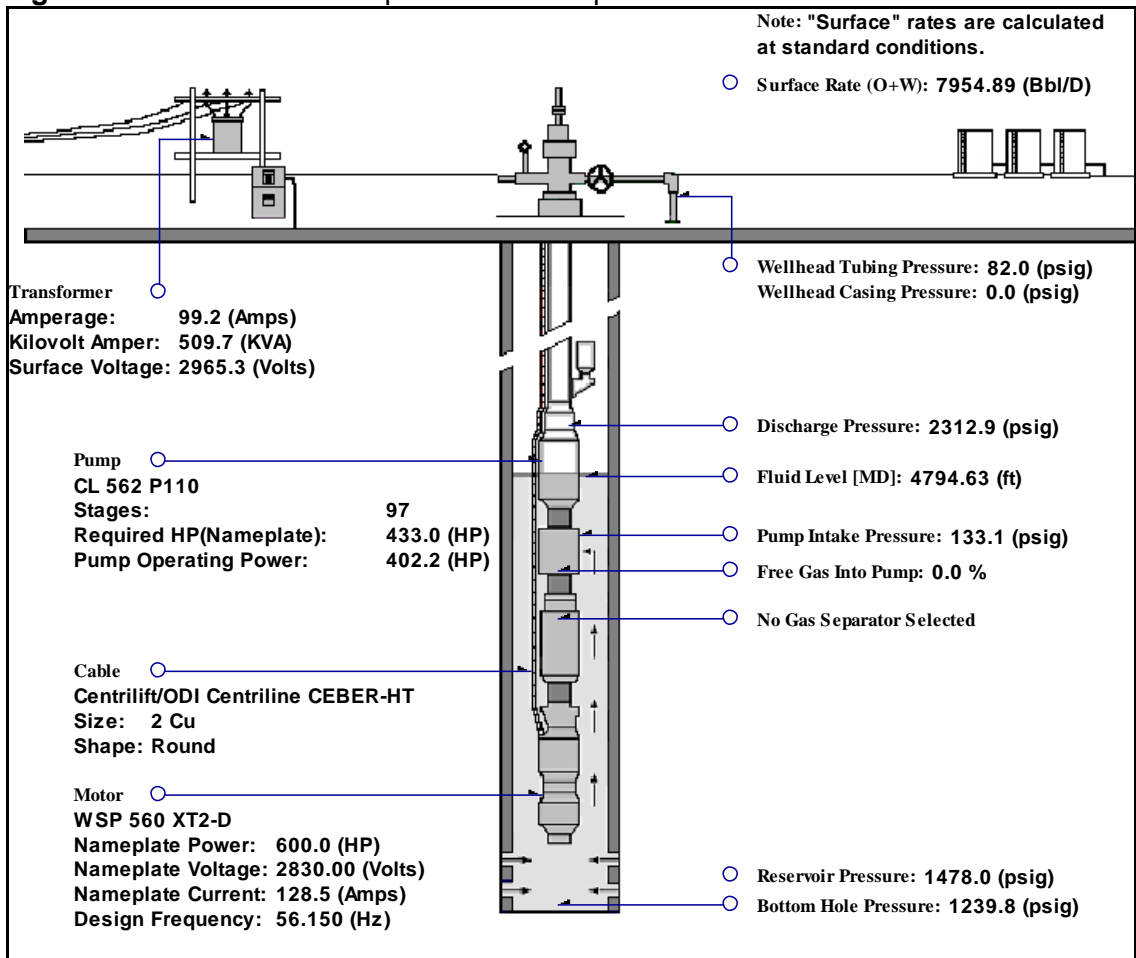


Figura 76. Condiciones de Operación nueva profundidad Pozo #7



Pozo #8

Equipo de fondo:

Bomba serie 562 P 110 SXD, 97 etapas.

Motor serie 560 600 Hp/ 2830V/ 128 Amp.

Figura 77. Curva operación Bomba nueva profundidad Pozo #8

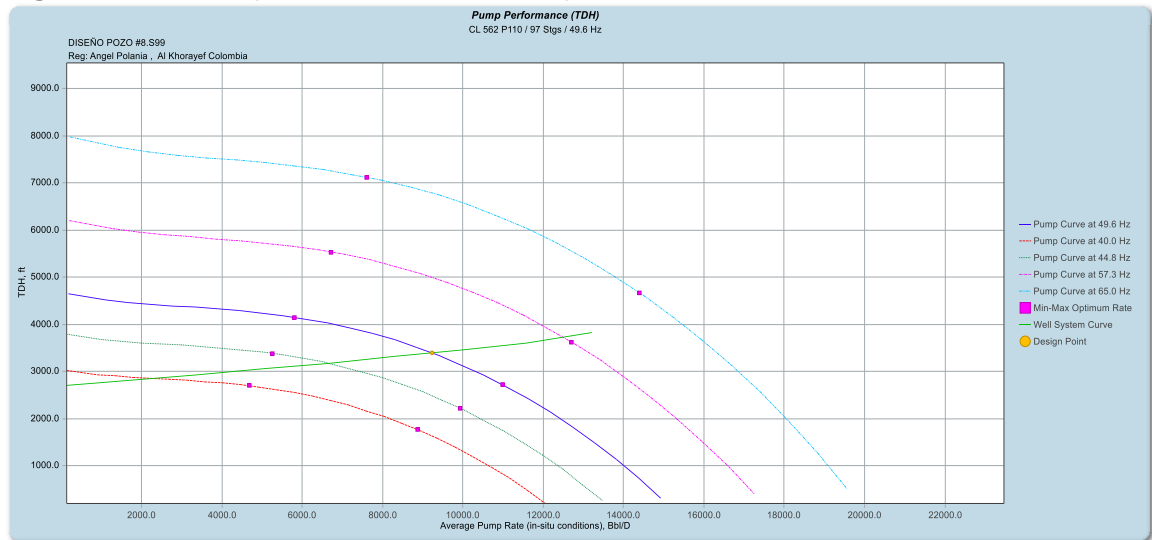


Figura 78. Data de simulación nueva profundidad pozo #8

<u>INFLOW DATA</u>		
IPR Calculation Method: Productivity Index		
Fluid Rate at Test BHP, Bbl/D:	0.00	
Productivity Index, bld/psi:	36.900	
Bubble Point Rate, Bbl/D:	75017.70	
Max. Oil Flow Rate, Bbl/D:	75017.70	
Max. Total Flow Rate, Bbl/D:	75017.70	
	<u>Static</u>	<u>Test</u>
Casing Pressure, psig:	0.0	0.0
Fluid Level, ft:	0.00	0.00
Bottom Hole Pressure (BHP), psig:	2033.0	0.0
<u>PRESSURE/RATE DATA</u>		
Design Criteria - Solved For: Pump Intake Conditions		
Total Fluid Rate, Bbl/D:	9115.00	
Pump Depth, ft:	3520.00	
Fluid Over Pump, ft:	310.96	
Pumping Fluid Level, ft:	3209.04	
Pump Intake Pressure, psig:	134.0	
Total Dynamic Head, ft:	3392.87	
Tubing Pressure, psig:	47.0	
Casing Pressure, psig:	0.0	
Bottom Hole Pressure, psig:	1786.0	
Gas through Pump:	Gas Compressed	

Figura 79. Curva operación Motor nueva profundidad Pozo #8

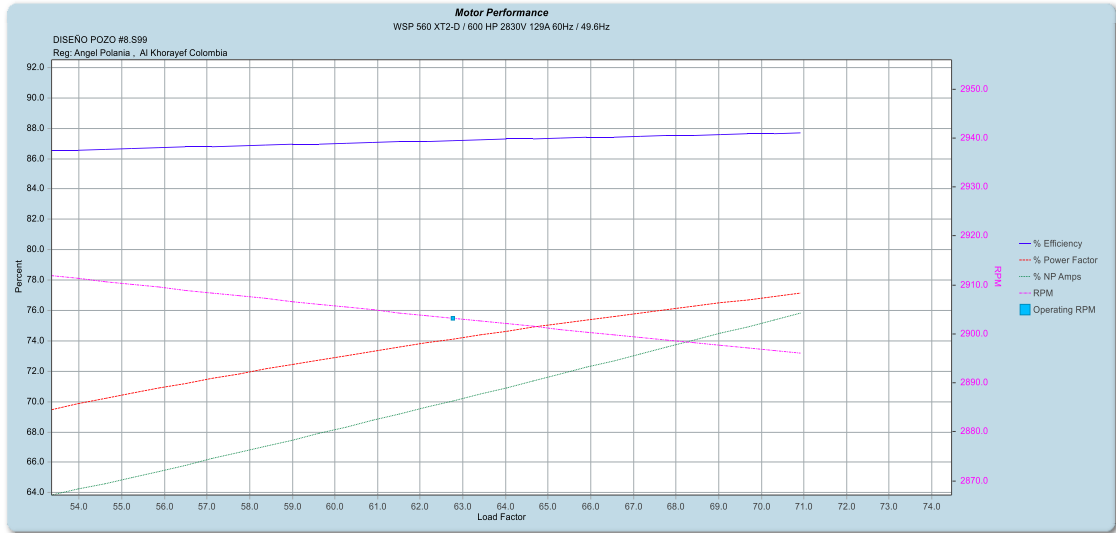
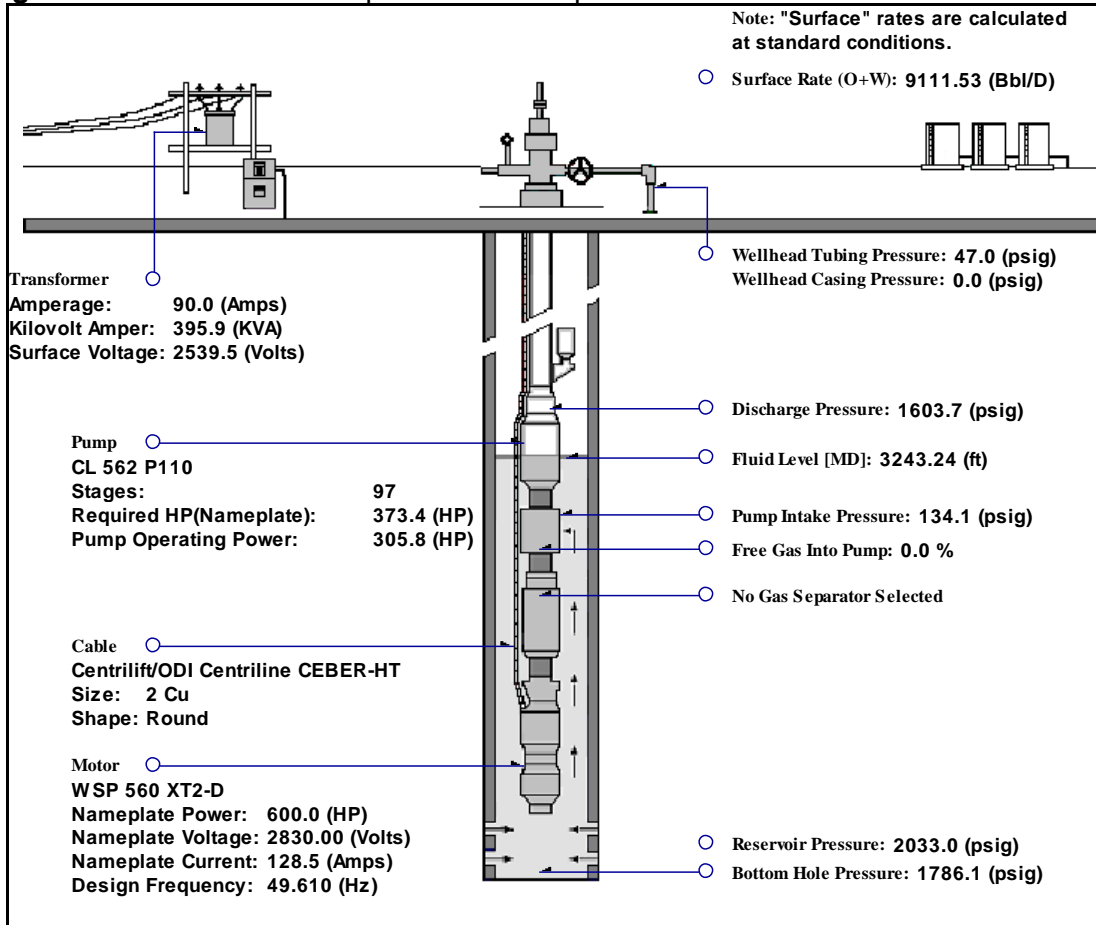


Figura 80. Condiciones de Operación nueva profundidad Pozo #8



5. ANÁLISIS ECONÓMICO CON EL AHORRO OBTENIDO

Finalmente al realizar las simulaciones a condiciones actuales y a condiciones propuestas con una profundidad menor del equipo BES, se procederá a identificar el ahorro que se tendría en cable, tubería de producción y consumo eléctrico del sistema BES.

Tabla 9. Diferencia entre profundidades (Ft)

POZOS	PROF ACTUAL FT	SUMERGENCIA ACTUAL FT	PROF PROPUESTA FT	SUMERGENCIA PROPUESTA FT	DIFERENCIA FT
Pozo # 1	5582	1319	4570	304	1012
Pozo # 2	6656	4142	2820	310	3836
Pozo # 3	6846	1717	5430	300	1416
Pozo # 4	6802	2634	4500	332	2302
Pozo # 5	5814	2967	2802	302	3012
Pozo # 6	6245	1760	4800	315	1445
Pozo # 7	6615	1856	5070	310	1545
Pozo # 8	4820	1612	3520	310	1300

Figura 81. Comparación Profundidad actual Vs Propuesta

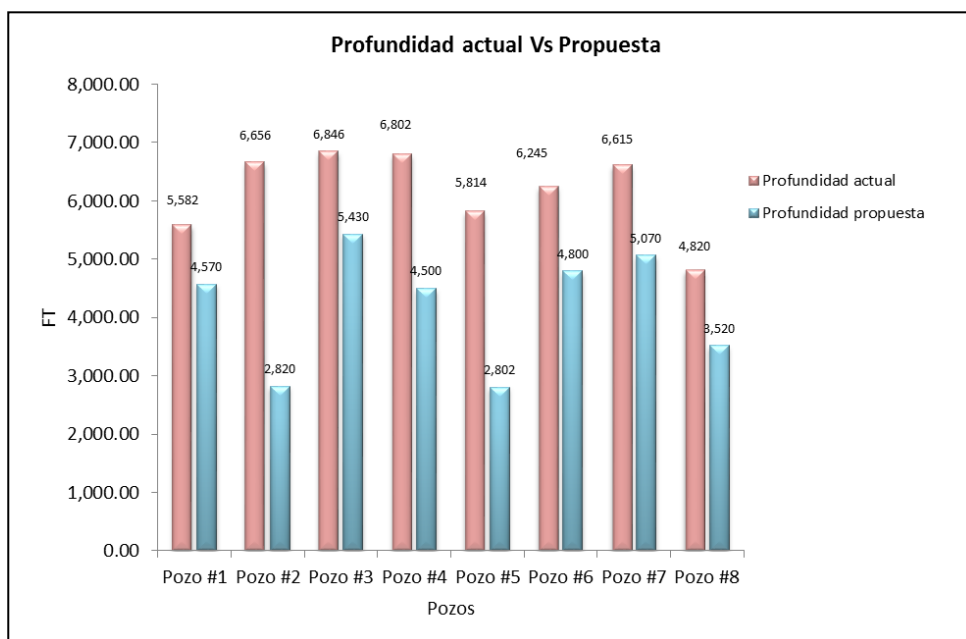


Tabla 10. Consumo energía Actual y Nuevo USD/Mes

POZOS	CONSUMO ACTUAL KW/H	COSTO ENERGIA USD/MES	NUEVO CONSUMO KW/H	COSTO ENERGIA USD/MES
Pozo # 1	671	\$ 37,329.07	649	\$ 36,105.17
Pozo # 2	109	\$ 6,063.89	99	\$ 5,507.57
Pozo # 3	315	\$ 17,524.08	300	\$ 16,689.60
Pozo # 4	145	\$ 8,066.64	135	\$ 7,510.32
Pozo # 5	68	\$ 3,782.98	56	\$ 3,115.39
Pozo # 6	108	\$ 6,008.26	106	\$ 5,896.99
Pozo # 7	416	\$ 23,142.91	396	\$ 22,030.27
Pozo # 8	307	\$ 17,079.02	293	\$ 16,300.18

Figura 82. Comparación consumo # tubos

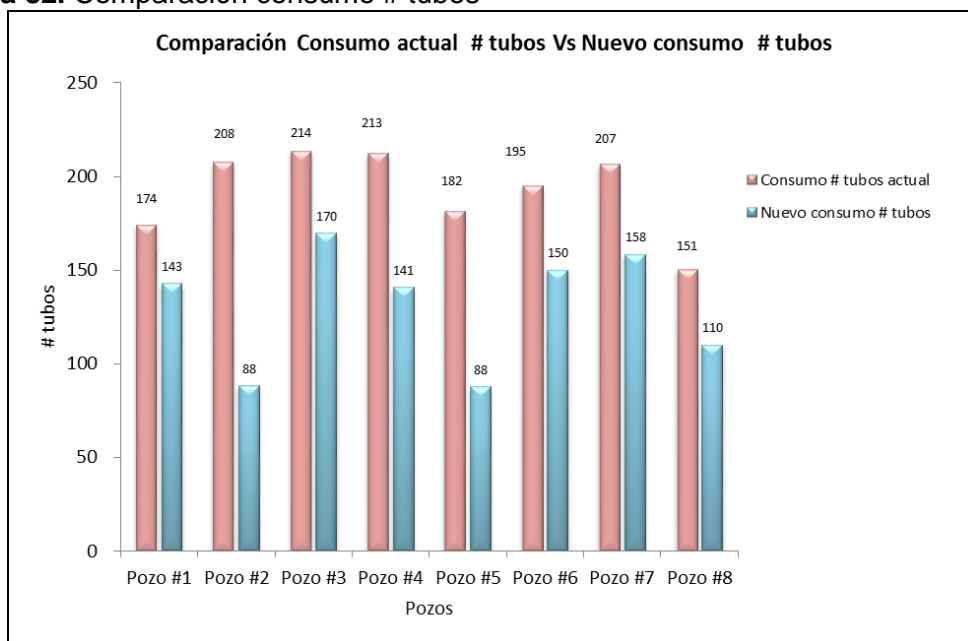


Figura 83. Comparación consumo Cable de potencia

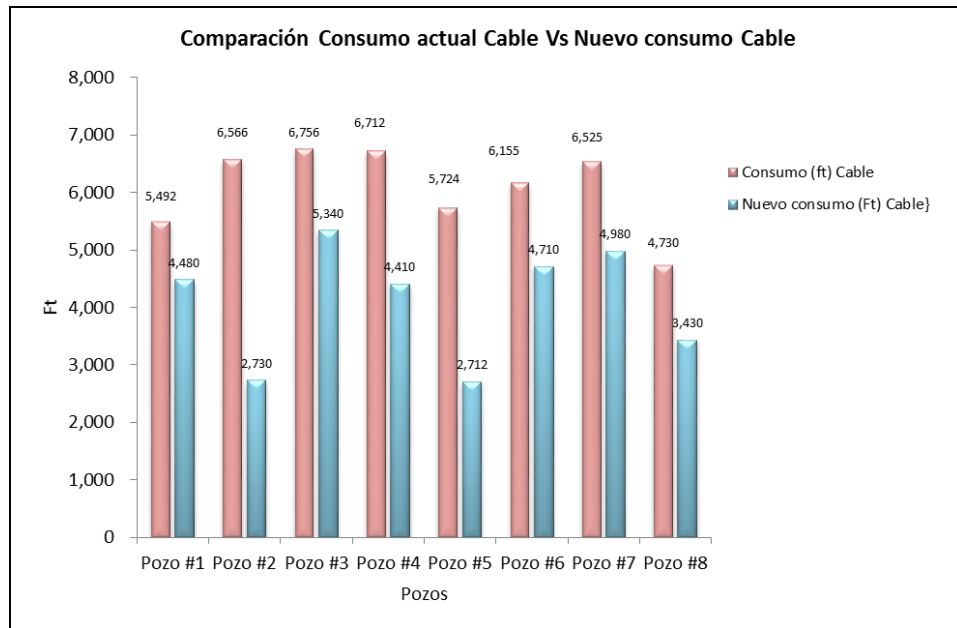


Figura 84. Comparación Consumo eléctrico

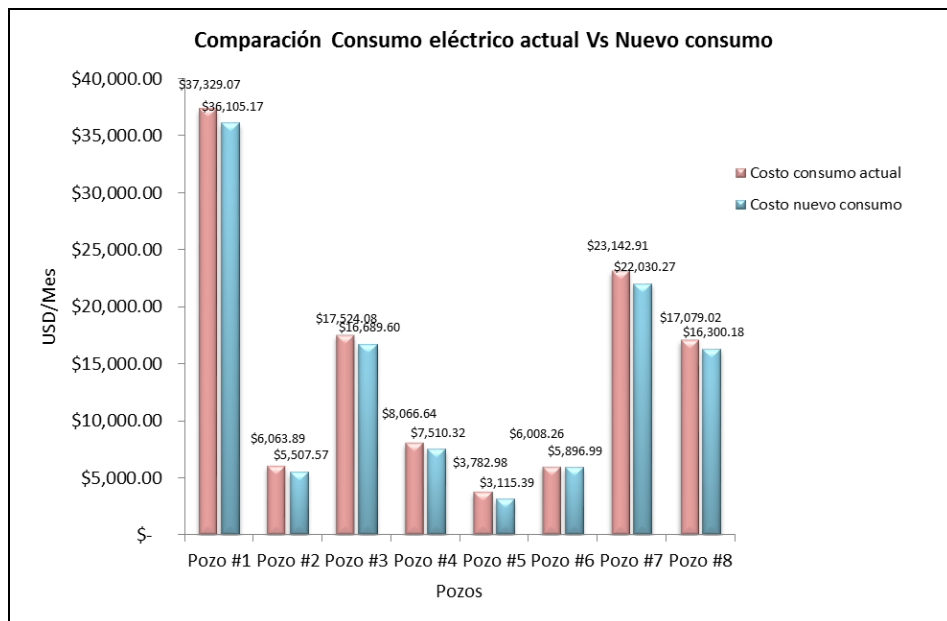


Tabla 11. Ahorros obtenidos en Energía, Tubería y cable de potencia

POZOS	AHORRO ENERGIA USD /MES	AHORRO TUBING (32 ft) USD	AHORRO CABLE (ft) USD
Pozo # 1	\$ 1,223.90	\$ 20,556.25	\$ 10,200.96
Pozo # 2	\$ 556.32	\$ 77,918.75	\$ 38,666.88
Pozo # 3	\$ 834.48	\$ 28,762.50	\$ 14,273.28
Pozo # 4	\$ 556.32	\$ 46,759.38	\$ 23,204.16
Pozo # 5	\$ 667.58	\$ 61,181.25	\$ 30,360.96
Pozo # 6	\$ 111.26	\$ 29,351.56	\$ 14,565.60
Pozo # 7	\$ 1,112.64	\$ 31,382.81	\$ 15,573.60
Pozo # 8	\$ 778.85	\$ 26,406.25	\$ 13,104.00
TOTAL	\$ 5,841.36	\$ 322,318.75	\$ 159,949.44

Para los cálculos realizados en el estudio, se utilizaron los siguientes precios:

Valor Precio Cable de potencia: 10.08 USD/ft

Valor Costo energía: 0.076USD/Hora

Valor precio Tubería producción 3 ½": 650 USD/tubo 32 ft

6. CONCLUSIONES

Se pudo determinar que en pozos maduros se puede optimizar la rentabilidad de un pozo, al dejar ubicado el equipo BES en una menor profundidad obteniendo en superficie la misma producción.

Técnicamente se demostró que en un pozo maduro al dejar el equipo BES menos profundo y con solo 300 ft de sumergencia se podría la misma tasa de producción con un menor consumo eléctrico.

Se evidenció que en un pozo maduro al dejar el equipo BES con 300 ft de sumergencia un ahorro en cable de potencia y tubería de producción.

Se demostró económicamente que se tiene un ahorro económico considerable en pozos maduros al dejar el equipo BES a una menor profundidad que la actual cumpliendo con 300 ft de sumergencia.

7. RECOMENDACIONES

Una vez se tenga la oportunidad de intervenir un pozo maduro, se recomienda dejar el equipo BES cumpliendo 300 ft de sumergencia para la bomba con el fin de obtener el ahorro.

Evaluar la posibilidad de extender estos cambios a los pozos maduros del campo de Arauca.

Realizar un balance energético del campo una vez se realicen los cambios de profundidades de los equipos BES, con el fin de poder optimizar el suministro eléctrico.

BIBLIOGRAFIA

ALKHORAYEF PETROLEUM. Adadvanced ESP Training, Hurghada Egypt, 2015.

BAKER HUGHES CENTRILIFT. Completion & production Technical Training ALS, Claremore OK USA. 2010.

CASTRO, W. y SIERRA, J. Plan Integral de desarrollo de Campos maduros. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2012.

PINTO, Ciro. Sistema Bombeo electrosumergible, Especialización de producción de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander. Bogotá, 2014.

QUEVEDO, Jonathan, BASTDAS, Dairo y CRUZ, Fernando. "Instructivo para la operación y trabajos de mantenimiento en pozos con bombeo electrosumergible, [En línea] Corporación Institucional del Petróleo "Conspetrol", 2010. [Citado en 10 de Enero del 2015]. Disponible en internet <http://issuu.com/jonathanbarrios/docs/bombeo_electrosumergible> .