

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL SERVICIO DE MONITOREO REAL
TIME PARA BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES (ESP) EN CINCO POZOS DEL
CAMPO CASABE**

JUAN DAVID MORA CÁRDENAS

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

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL SERVICIO DE MONITOREO REAL
TIME PARA BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES (ESP) EN CINCO POZOS DEL
CAMPO CASABE**

JUAN DAVID MORA CÁRDENAS

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

**Director:
EDWIN ALFONSO CIFUENTES RAMÍREZ
Ingeniero de Petróleos**

**Asesor:
LUIS GUILLERMO VILLA
Ingeniero de Petróleos**

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

Nota de aceptación:

Luis Guillermo Villa

Nadín Elías Escaño

Juan David Rengifo

Bogotá D.C., Febrero de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrado

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VÁRGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

DEDICATORIA

Este trabajo es dedicado a mis padres, quienes me apoyaron durante estos cinco años y estuvieron siempre presentes en la realización de este proyecto; que los amo demasiado y espero este trabajo sea un paso gigante para un gran futuro que ellos esperan pueda tener. A mis hermanas, quienes completan este núcleo familiar y estuvieron siempre ahí para apoyarme, y que, a pesar de las peleas y mal entendidos, al final siempre logramos entendernos. Pero principalmente me agradezco a mí, Juan David Mora, porque logré sacar el trabajo adelante a pesar de los múltiples inconvenientes que se presentaron en el camino y que parecieron tumbarlo o no permitir que avanzara; momentos difíciles que logré sortear para llegar a un feliz término.

AGRADECIMIENTOS

Inicialmente, le agradezco a mis padres, por estar a mi lado apoyándome durante todo este proceso y que sin ellos no habría sido posible lograrlo, que los amo y espero ser un excelente profesional gracias a todo lo que me han enseñado. A mi director, Edwin Cifuentes, por haberme dado la oportunidad de desarrollar este trabajo para Schlumberger y Ecopetrol-Casabe. A mi prima, Liliana Munar quien, gracias a su apoyo y conocimiento en el área aquí tratada, me guió para sacar este trabajo adelante aclarándome cada duda que surgía. A todo el equipo del Centro de Operaciones Remotas de Schlumberger por brindarme sus conocimientos, apoyo y amistad. A Alejandro Contreras y Guillermo Villa, quienes fueron mis asesores en este proceso de trabajo de grado; gracias por sus conocimientos y guías, las cuales llevaron a que culminara en buena manera este proceso. A Adriangela Romero, por su apoyo, pero principalmente, por su cariño.

A Natalia Barahona, Daniela Usaquén y Flor Gaete (Nana), quienes fueron un apoyo moral gigante; Nata y Dani, porque son amigas del alma y quienes estuvieron en momentos difíciles; Nana, porque fue como una segunda mamá, no solo en este proceso, sino también, durante cinco años.

Hay muchas personas a las que agradecer, pero tendría que hacer un capítulo completo. Así que, finalizando, gracias a todos y cada uno que me apoyó, mucho o poco, sirvió inmensamente.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	25
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE	26
1.1 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO CASABE	26
1.2 LOCALIZACIÓN	26
1.3 MARCO GEOLÓGICO	29
1.3.1 Columna Estratigráfica	29
1.3.2 Estratigrafía	29
1.3.2.1 Grupo Girón	29
1.3.2.2 Formación Tambor	29
1.3.2.3 Formación Rosa Blanca	29
1.3.2.4 Formación Paja	31
1.3.2.5 Formación Tablazo	31
1.3.2.6 Formación Simití	31
1.3.2.7 Formación La Luna	31
1.3.2.8 Formación Umír	32
1.3.2.10 Formación La Paz	32
1.3.2.11 Formación Esmeraldas	33
1.3.2.12 Formación Mugrosa	33
1.3.2.13 Formación Colorado	33
1.3.2.14 Grupo Real	34
1.3.2.15 Formación La Mesa	34
1.3.3 Geología Estructural	34
1.3.4 Geología del Petróleo	35
1.3.4.1 Roca Generadora	35
1.3.4.2 Roca Reservorio	35
1.3.4.3 Roca Sello	36
1.3.4.4 Migración	36
1.3.4.5 Trampa	36
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	36
1.4.1 Método de Producción	37
1.4.2 Tiempo de Producción	37
1.4.3 Número de Pozos	38
1.4.4 Historial de Producción	38
1.4.5 Características del Yacimiento	40

2. GENERALIDADES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ESP	41
2.1 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL - ALS	41
2.2 BOMBA ELECTROSUMERGIBLE (ESP)	41
2.2.1 Equipos de superficie	43
2.2.1.1 Caja de venteo	43
2.2.1.2 Transformador elevador (Step-up transformer)	43
2.2.1.3 Variador de Frecuencia	43
2.2.1.4 Transformador reductor (Step-down transformer)	43
2.2.1.5 Fuente principal de Energía	44
2.2.2 Equipos de Fondo	44
2.2.2.1 Bomba Centrífuga	44
2.2.2.2 Succión (Intake) / Separador de Gas	49
2.2.2.3 Manejadores Avanzados de Gas	50
2.2.2.4 Protector o sello	51
2.2.2.5 Motor	53
2.2.2.6 Sensor	55
2.2.2.7 Cable.	58
3. SERVICIO DE REAL TIME	65
3.1 SERVICIO DE MONITOREO REAL TIME	65
3.1.1 Componentes del servicio de monitoreo	65
3.1.1.1 Caja de Comunicación (SCB)	66
3.1.1.2 Red de Área Global de Banda Ancha (BGAN)	67
3.1.1.3 Antena	67
3.1.2 Parámetros controlados por el ROC	67
3.1.2.1 Parámetros de fondo	68
3.1.2.2 Parámetros de superficie	69
3.2 DISTRIBUCIÓN DEL MONITOREO REAL TIME PARA BOMBAS ESP EN CASABE	71
3.2.1 Pozo A	71
3.2.1.1 Componentes de fondo	71
3.2.1.2 Componentes de superficie	75
3.2.2 Beneficios	75
3.3 SERVICIO DE REAL TIME EN CINCO POZOS DE CASABE	76
3.3.1 Proceso de Selección	76
3.3.1.1 Influencia del monitoreo	76
3.3.1.2 Selección de los candidatos	79
4. SIMULACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE TRABAJO	87
4.1 PRE-SIMULACIÓN	89
4.2 SIMULACIÓN	89

5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	106
5.1 POZO A	106
5.1.1 Primer Evento de Gas (Gráfica 6)	106
5.1.2 Evento de obstrucción Noviembre (Gráfica 7)	108
5.1.3 Evento de Gas Diciembre (Gráfica 8)	110
5.2 POZO B	112
5.2.1 Evento de aumento de temperatura	112
5.2.2 Evento de control de presión de Intake	113
5.3 POZO C	114
5.3.1 Primer Evento de Baja PIP	114
5.3.2 Segundo Evento de Baja PIP	115
5.4 POZO D	116
5.4.1 Evento de baja PIP	116
5.4.2 Primer evento de gas	117
5.4.3 Segundo Evento de Gas	119
5.4.4 Tercer bloqueo por gas	121
5.5 POZO E	122
5.5.1 Evento de Gas	122
5.5.2 Giro Inverso.	123
6. ANÁLISIS FINANCIERO	126
6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	127
6.1.1 Escenario 1 (Sin monitoreo)	128
6.1.2 Escenario 2 (Con monitoreo)	133
6.2 ANÁLISIS FINANCIERO	137
6.2.1 Valor Presente Neto (VPN)	137
6.2.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)	137
6.2.3 Flujo de Caja	138
6.2.3.1 Escenario 1 (Sin monitoreo)	138
6.2.3.2 Escenario 2 (Con monitoreo).	139
6.3 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA	139
7. CONCLUSIONES	140
8. RECOMENDACIONES	141
BIBLIOGRAFÍA	142
ANEXOS	144

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y del Campo Casabe.	28
Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Formaciones productoras del Campo Casabe y principales elementos del sistema petrolífero.	30
Figura 3. Corte estructural del Campo Casabe.	35
Figura 4. Esquema del sistema ESP.	42
Figura 5. Esquema de una bomba centrífuga	45
Figura 6. Etapa de una bomba centrífuga.	46
Figura 7. Bomba Tandem Individual.	48
Figura 8. Bomba Tandem Superior.	48
Figura 9. Bomba Tandem Inferior.	48
Figura 10. Bomba Tandem Central.	48
Figura 11. Succión Integral.	49
Figura 12. Succión Acoplada	49
Figura 13. Separador de gas estático.	50
Figura 14. Separador de gas dinámico.	50
Figura 15. Protector tipo laberinto.	53
Figura 16. Protector tipo sello positivo.	53
Figura 17. Motor de bomba ESP.	55
Figura 18. Esquema de los componentes de un motor de inducción tipo jaula de ardilla.	55
Figura 19. Sensor XT tipo 0.	56
Figura 20. Sensor XT tipo 1.	56
Figura 21. Sensor Remote 0.	57
Figura 22. Sensor Remote 1.	57
Figura 23. Sensor Remote 2.	58
Figura 24. Componentes de Cable de la ESP.	59
Figura 25. Perfil de conductor sólido.	61
Figura 26. Perfil de conductor de filamentos.	61
Figura 27. Perfil de conductor compacto.	61
Figura 28. Perfil de armadura para cable redondo.	63
Figura 29. Perfil de armadura para cable plano.	63
Figura 30. Segundo perfil de armadura para cable plano.	63
Figura 31. Cable redondo para ESP.	63
Figura 32. Cable plano para ESP.	63
Figura 33. Estado mecánico del Pozo A.	73
Figura 34. Ventana principal de DesignPro.	90

Figura 35. Ventana para ingresar la información del fluido.	91
Figura 36. Ventana para ingresar la información del fluido y sus propiedades.	92
Figura 37. Ventana para general el estado mecánico del pozo.	93
Figura 38. Ventana para generar el modelo de influjo.	94
Figura 39. Ventana del modelo de influjo después de ingresar los datos.	95
Figura 40. Ventana para generar el diseño de la simulación	96
Figura 41. Ventana de generación del diseño de la simulación después de ingresar la información.	96
Figura 42. Ventana de selección del separador de gas.	97
Figura 43. Ventana de selección de la bomba.	98
Figura 44. Ventana de ajuste de los porcentajes de dereto de la bomba.	99
Figura 45. Ventana de selección del motor de fondo.	100
Figura 46. Ventana de selección de sensor de fondo.	100
Figura 47. Ventana de selección del protector.	101
Figura 48. Ventana de selección del cable.	102
Figura 49. Ventana de selección del Motor Lead.	102
Figura 50. Ventana de importación del diseño en DesignPro del equipo ESP.	104
Figura 51. Ventana para cargar el diagnóstico del equipo ESP.	105
Figura 52. Simulación del Pozo A en el evento de gas.	107
Figura 53. Perfil de presiones del equipo durante el evento de obstrucción.	110
Figura 54. Comparación del perfil de presiones entre el match y el evento.	112
Figura 55. Simulación evento de alta temperatura de motor.	113
Figura 56. Simulación del evento de baja presión de succión (PIP)	114
Figura 57. PIP mínima alcanzada en el simulador.	115
Figura 58. Simulación del segundo evento de baja PIP.	116
Figura 59. Simulación del evento de baja PIP.	117
Figura 60. Perfil de presiones del match y del evento de gas	118
Figura 61. Perfil de presiones del match y del evento de gas.	120
Figura 62. Perfil de presiones de los dos escenarios.	122
Figura 63. Perfil de presiones del match y del evento de gas.	123
Figura 64. Perfiles de presión para el match y el evento de giro inverso.	124
Figura 65. Estado mecánico con bomba ESP.	127
Figura 66. Flujo de caja escenario sin monitoreo.	138
Figura 67. Flujo de caja escenario con monitoreo.	139

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades del yacimiento del Campo Casabe.	40
Tabla 2. Beneficios del servicio de monitoreo Real Time.	76
Tabla 3. Acciones tomadas para cada uno de los eventos de los pozos del Campo Casabe.	86
Tabla 4. Información de entrada simulaciones de los Match.	87
Tabla 5. Datos tomados de los sensores para la simulación de los eventos.	88
Tabla 6. Tabla comparativa entre el match de producción y el evento de gas.	107
Tabla 7. Tabla comparativa entre el match de producción y el evento de obstrucción.	108
Tabla 8. Comparación del match de producción y segundo evento de gas.	111
Tabla 9. Comparación del match de producción con el evento de gas.	118
Tabla 10. Tabla comparación de los eventos de match y evento de gas.	120
Tabla 11. Comparación del match y del evento de Giro Inverso.	124
Tabla 12. Costos de los servicios mensuales por los cinco pozos.	128
Tabla 13. Costos de intervención y equipos.	128
Tabla 14. Precio de venta de crudo.	128
Tabla 15. Producción diferida Pozo A sin monitoreo.	129
Tabla 16. Producción diferida Pozo B sin monitoreo.	130
Tabla 17. Producción diferida Pozo C sin monitoreo.	130
Tabla 18. Producción diferida Pozo D sin monitoreo.	131
Tabla 19. Producción diferida Pozo E sin monitoreo.	131
Tabla 20. Costos de Operación para los cinco pozos por periodo sin monitoreo.	132
Tabla 21. Producción diferida Pozo A con monitoreo.	133
Tabla 22. Producción diferida Pozo B con monitoreo.	134
Tabla 23. Producción diferida Pozo C con monitoreo.	134
Tabla 24. Producción diferida Pozo D con monitoreo.	135
Tabla 25. Producción diferida Pozo E con monitoreo.	135
Tabla 26. Costos de Operación para los cinco pozos por periodo con monitoreo.	136
Tabla 27. Resumen VPN por escenarios.	139

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Tasa de producción e inyección del Campo Casabe hasta el año 2010	39
Gráfica 2. Producción del Campo Casabe desde el año 2011 hasta marzo del 2017.	39
Gráfica 3. Determinación de la caída de voltaje cada 100 pies, teniendo en cuenta la corriente que circula y el tamaño del conductor.	60
Gráfica 4. Curva de operación de la bomba instalada en el Pozo A.	74
Gráfica 5. Punto de operación de la bomba instalada en el Pozo A.	74
Gráfica 6. Tendencia de los parámetros de trabajo del Pozo A durante un evento de Gas.	82
Gráfica 7. Tendencia de los parámetros del Pozo A durante un evento de obstrucción.	83
Gráfica 8. Segundo evento de gas del Pozo A	84
Gráfica 9. Tendencia de la caída de la presión de intake (PIP) a la misma frecuencia de operación.	85
Gráfica 10. Tendencia de los parámetros en la operación en giro invertido de la ESP.	85

LISTA DE IMÁGENES

	pág.
Imagen 1. Impulsor de una etapa	45
Imagen 2. Difusor de una etapa	45
Imagen 3. Impulsor de flujo mixto.	47
Imagen 4. Impulsor de flujo radial.	47
Imagen 5. Laminaciones y barras de cobre que constituyen el rotor.	55
Imagen 6. Motor Lead Extension.	64
Imagen 7. Caja de comunicación en sitio.	66

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Estados mecánicos, curvas de las bombas e información de los 15 pozos en Casabe que cuentan con el servicio de monitoreo Real Time.	145
Anexo B. Eventos presentados en los Pozo A, B, C, D,	159
Anexo C. Simulaciones de los Pozos A, B, C, D, E.	163

LISTA DE ABREVIATURAS

°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
°API	Grados API
“	Pulgadas
°	Grados (inclinación)
‘	Pies
API	Instituto Americano del Petróleo – American Petroleum Institute
A	Amperios
AC	Corriente Alterna
ALS	Sistema de Levantamiento Artificial – Artificial Lift System
AWG	American Wire Gauge
Bbl	Barriles
BFD	Barriles de fluido al día
BPD	Barriles de petróleo al día
DLS	Severidad de la pata de perro – Dogleg Severity
e	Constante matemática Euler
ft	Pies
GOR	Relación Gas/Petróleo – Gas/Oil Ratio
GVF	Fracción de Volumen de Gas – Gas Volume Fraction
hp	Caballos de Fuerza – Horse Power
Hz	Hercios - Herzt
ICEA	Asociación de Ingenieros de Cables Aislados – Insulated Cable Engineers Association
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos – Institute of Electrical and Electronics Engineers
IP	Índice de Producción
IT	Temperatura de Succión – Intake Temperature
kV	kilovoltio
kVA	kilovoltio-amperio
MD	Profundidad Medida – Measured Depth
MLE	Motor Lead Extension
MT	Temperatura de Motor – Motor Temperature
MTBP	Tiempo Medio Entre Pull – Mean Time Between Pull
PD	Presión de Descarga
PIP	Presión de Succión de la Bomba – Pump Intake Pressure
psi	Libra por Pulgada Cuadrada – Pound per Square Inch
psig	Libra por Pulgada Cuadrada Manométrica – Pound per Square Inch Gauge
PVT	Presión-Volumen-Temperatura
ROC	Centro de Operaciones Remotas – Remote Operation Centre
RPM	Revoluciones por Minuto
SCF	Pies Cúbicos Estándar – Standard Cubic Feet
STB	Barriles Existentes en Tanque – Stock Tank Barrels

TP	Presión de Tubería – Tubing Pressure
V	Voltios – Volts
VPN	Valor Presente Neto
VSD	Variador de Frecuencia – Variable Speed Drive
WHP	Presión en Cabeza de Pozo – Wellhead Pressure

GLOSARIO

ALARMA: parámetro configurado por el ROC que permite identificar la tendencia de un parámetro de monitoreo cuando éste pasa los valores de su rango de trabajo preestablecidos, ya sea por encima o por debajo del rango.

ALERTA: notificación realizada vía correo electrónico y vía llamada telefónica hacia el cliente del Servicio de Monitoreo Real Time, para informarle de algún evento anómalo ocurriendo en el pozo durante la operación de la bomba electrosumergible.

ANTICLINAL: unidad rocosa convexa hacia arriba, en cuyo centro se encuentran las unidades estratigráficas más antiguas y en dirección hacia la parte alta del pliegue se encuentran rocas más jóvenes.

A.P.I.: siglas que hacen referencia a la American Petroleum Institute, entidad encargada de emitir los procedimientos y estándares para las actividades en la industria petrolera, entre esos la medida de la densidad del petróleo.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria clástica cuyo tamaño de grano es menor a 1/256 mm y su composición es de minerales de silicato y feldespatos.

ARENISCA: roca sedimentaria clástica cuyo tamaño de grano se encuentra entre 1/16 mm y 2 mm y cuya composición es de cuarzo principalmente, con trazas de feldespatos, micas y otros minerales.

ATERRIZAR: termino eléctrico que hace referencia a desviar la corriente que fluye por un conductor hacia la tierra donde es descargada. No hay continuidad eléctrica dentro de un circuito.

CAMPO: referente al área en superficie que se encuentra sobre una acumulación de minerales en subsuelo.

CALIZA: roca sedimentaria compuesta en más del 50% en peso de carbonato de calcio, principalmente en forma de calcita. Su formación es debido a procesos orgánicos e inorgánicos, incluyendo procesos químicos.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica de la litología de los cuerpos rocosos de un área específica. En ella se identifica la litología, edad, estructura sedimentaria, entre otras características de los lechos rocosos.

CONFORMIDAD: relación mutua e imperturbable entre estratos sedimentarios adyacentes, los cuales han sido depositados de manera ordenada y secuencialmente sin evidencia de un lapso temporal entre ellos.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria clástica cuyo tamaño de grano es mayor a 2mm, con una matriz compuesta de arena y/u otros materiales más finos.

CUENCA: depresión estratigráfica debido a la actividad tectónica en la cual se depositan y acumulan sedimentos.

DERETEO: Cambiar los valores de placa de un motor de inducción mediante el ajuste de la frecuencia de base de un variador de frecuencia o el TAP de un transformador.

ESPESOR: distancia comprendida entre la base (límite inferior) y el tope (límite superior) de un estrato.

ESTRATIGRAFÍA: rama de la geología que se encarga de la definición e interpretación de las capas de materiales de la tierra, la condición de su formación, edad, distribución, organización, secuencia y carácter, haciendo las correlaciones de estas mediante fósiles.

FALLA: interrupción existente en un estrato rocoso, en la cual se encuentra un desplazamiento observable entre dos masas de roca.

FALLA INVERSA: tipo de falla en la cual el bloque que se encuentra por encima de la línea de falla se mueve de manera ascendente, mientras que el bloque que se encuentra por debajo de la línea de falla se mueve de manera descendente. Ocurre en eventos compresivos de la corteza terrestre.

FALLA NORMAL: tipo de falla en la cual el bloque que se encuentra por encima de la línea de falla se mueve de manera descendente, mientras que el bloque que se encuentra por debajo de la línea de falla se mueve de manera ascendente.

FALLA DE RUMBO: tipo de falla en la cual el desplazamiento de las masas rocosas se da de manera horizontal, viéndose un movimiento hacia la derecha o izquierda respecto a la línea de falla.

FORMACIÓN: unidad litoestratigráfica fundamental, la cual se caracteriza por tener una composición litológica uniforme con algún grado de homogeneidad.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que estudia la estructura, forma y distribución interna de las rocas, enfatizando en las estructuras presentes, descripción y representación de estas.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: rama de la geología que se encarga del estudio del origen, formación y acumulación del petróleo en la naturaleza, así como también de las rocas que lo contienen.

INCONFORMIDAD: superficie geológica que separa dos estratos estratigráficos y representa un rompimiento en la continuidad del tiempo geológico, representando que no es una sucesión estratigráfica.

INFRAYACENTE: capa situada debajo de un estrato que se encuentra más arriba que ella, bajo una discordancia o concordancia.

LIMOLITA: roca sedimentaria clástica cuyo tamaño de grano se encuentra entre 1/256 mm y 1/16 mm. Se caracteriza por tener la textura del shale pero no por tener su composición laminar fina.

LODOLITA: roca sedimentaria de grano fino con tamaño mayor a 1/50 mm parecida a un bloque masivo, donde las proporciones de arcilla y limo son aproximadamente iguales.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica de grano fino, cuyo tamaño de grano varía entre 1/1000 mm y 5/80 mm, formada por la compactación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables de poco espesor.

MIGRACIÓN: es el movimiento de los hidrocarburos desde la roca madre hacia la roca reservorio, generalmente desde un área estructural más baja hacia un área estructural más alta.

RETAPEO: Cambio en la configuración en la salida del voltaje de un transformador para suplir al motor durante la operación de una bomba electrosumergible.

ROCA GENERADORA: roca sedimentaria que es rica en material orgánico, y que gracias a procesos de presión y temperatura es capaz de generar hidrocarburos líquidos y gaseosos.

ROCA RESERVORIO: roca sedimentaria con porosidad suficiente para almacenar agua, crudo y gas en ella. Las rocas reservorio son generalmente las areniscas, aunque rocas como las calizas o dolomitas sirven como reservorio.

ROCA SELLO: roca impermeable que se encuentra sobre la roca reservorio impidiendo la migración más allá de la mismas. Su permeabilidad es muy baja, de alrededor de 10^{-8} Darcies, por lo que flujo a través de ella no puede pasar.

SISTEMA PETROLÍFERO: conjunto de componentes geológicos y procesos físicos que actúan de manera sincronizada con la naturaleza para formar hidrocarburos. Entre los componentes geológicos se encuentran la roca generadora, roca reservorio, roca sello; y en los procesos se encuentran la generación, ruta de migración, acumulación y preservación.

SUPRAYACENTE: capa situada encima de un estrato que se encuentra más abajo que ella, sobre una discordancia o concordancia.

TAP: Hace referencia a la configuración de la salida de voltaje de un transformador para suplir al motor de una bomba electrosumergible.

TRAMPA: configuración geológica que impide la migración de hidrocarburos manteniéndolos atrapados en los poros de la roca reservorio. Puede ser de tipo estructural o estratigráfico.

RESUMEN

Encontrar la manera de optimizar y dinamizar las operaciones de producción es una de las tareas que toda empresa operadora quiere lograr. Buscando reducir costos operativos, aumentar producción, entre otras actividades, Ecopetrol Casabe, de la mano de SPM (Schlumberger Production Management), ha aumentado la producción del Campo Casabe desde la formación de la alianza en 2004, mediante la implementación de actividades y servicios que han permitido hacer la operación mucho más rentable.

El presente trabajo de grado hace una breve descripción del Campo Casabe, explicando características de su ubicación, estratigrafía y litología; a continuación, hace la descripción del sistema de levantamiento bomba electrosumergible (ESP), con el fin de poder determinar el impacto del servicio de Monitoreo Real Time en cinco de los pozos del Campo, utilizando los software DesignPro y LiftIQ, analizando los beneficios del servicio en ellos.

Finalizando, se realiza la viabilidad financiera del proyecto utilizando la metodología del Valor Presente Neto (VPN).

PALABRAS CLAVE: Real Time, bombas electrosumergibles, Campo Casabe, Cuenca Valle Medio Magdalena.

INTRODUCCIÓN

El Campo Casabe es un Campo maduro ubicado en Yondó, Antioquia, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, el cual es operado actualmente por la alianza entre Ecopetrol y Schlumberger.

Con más de 70 años en producción, el Campo cuenta con más de 1500 pozos perforados en toda su historia. Allí se encuentran 15 pozos que tienen el servicio de monitoreo Real Time instalado y donde 12 cuentan con bombas electrosumergibles; servicio que se encuentra para asegurar la integridad y el correcto funcionamiento de los sistemas de levantamiento.

Con el fin de determinar cuál es el impacto del servicio, se realizó la evaluación técnica y financiera del monitoreo real time para bombas electrosumergibles (ESP) en cinco pozos del Campo Casabe.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente el servicio de real time del sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible (ESP) en cinco pozos del Campo Casabe

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Casabe.
2. Describir las generalidades del sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible (ESP).
3. Describir en que consiste el servicio de real time, su funcionamiento y beneficios.
4. Describir la estructura y distribución del servicio real time en cinco pozos del Campo Casabe.
5. Simular los parámetros de trabajo de los sistemas de levantamiento artificial instalados en los cinco pozos del Campo Casabe.
6. Analizar los resultados de las simulaciones de los sistemas de levantamiento artificial instalados en los pozos A, B, C, D, E.
7. Establecer la viabilidad financiera del proyecto utilizando la metodología del Valor Presente Neto.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE

Se describen, a continuación, aspectos relacionados al Campo Casabe, su historia, ubicación geográfica, marco geológico e historia de producción.

1.1 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO CASABE

La historia de Casabe se remonta a 1938 cuando la empresa Shell Cóndor S.A., filial de la Holandesa Shell, firmó la Concesión Yondó con el gobierno colombiano por un área de 17 km². El descubrimiento del Campo se hizo tres años después, en 1941, mediante el pozo CASABE-1 y luego, durante los siguientes cuatro años, se perforan 135 pozos más para declarar la comercialidad del Campo en 1945, donde las arenas A1 de la formación Colorado eran inicialmente las productoras; con la perforación de los siguientes pozos, las demás arenas de Colorado, las arenas B de Mugrosa y las arenas C de La Paz se convirtieron en las unidades productoras del Campo¹.

Hacia 1958 concluye la primera campaña de perforación con un total de 448, de los cuales 10 salieron secos. En 1974, Shell Cóndor S.A. le hace entrega del Campo a la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, el cual tuvo una declinación de producción marcada durante los siguientes 30 años. En el año 2004, Ecopetrol forma la Alianza Casabe con la multinacional Schlumberger Surencó S.A. con el fin de revitalizar el Campo y aumentar su producción^{2 3 4}.

A Julio de 2017, Ecopetrol y Schlumberger comparten la operación del Campo Casabe, incluyendo en la Alianza los Campos Casabe Sur y Peñas Blancas. En total, el Campo cuenta con un área aproximada de 20 km² y se encuentra activo y en producción, realizando actividades de recobro secundario mediante la inyección de agua.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Casabe se encuentra ubicado en Colombia, Cuenca del Valle Medio del Magdalena en el departamento de Antioquia, más exactamente en el municipio de Yondó, frente a la ciudad de Barrancabermeja, a 350 km de la ciudad de Bogotá.

¹ ROSSO, Carmen. Análisis de las operaciones que se ejecutan durante el proceso de estimulación química en los pozos del Campo Casabe. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2014. p. 22.

² Ibid., p. 23

³ AMAYA, Mauricio, *et al.* Casabe: Revitalización de un campo maduro. En: Oilfield Review. Primavera, 2010, vol. 22, no. 1, p. 4-17.

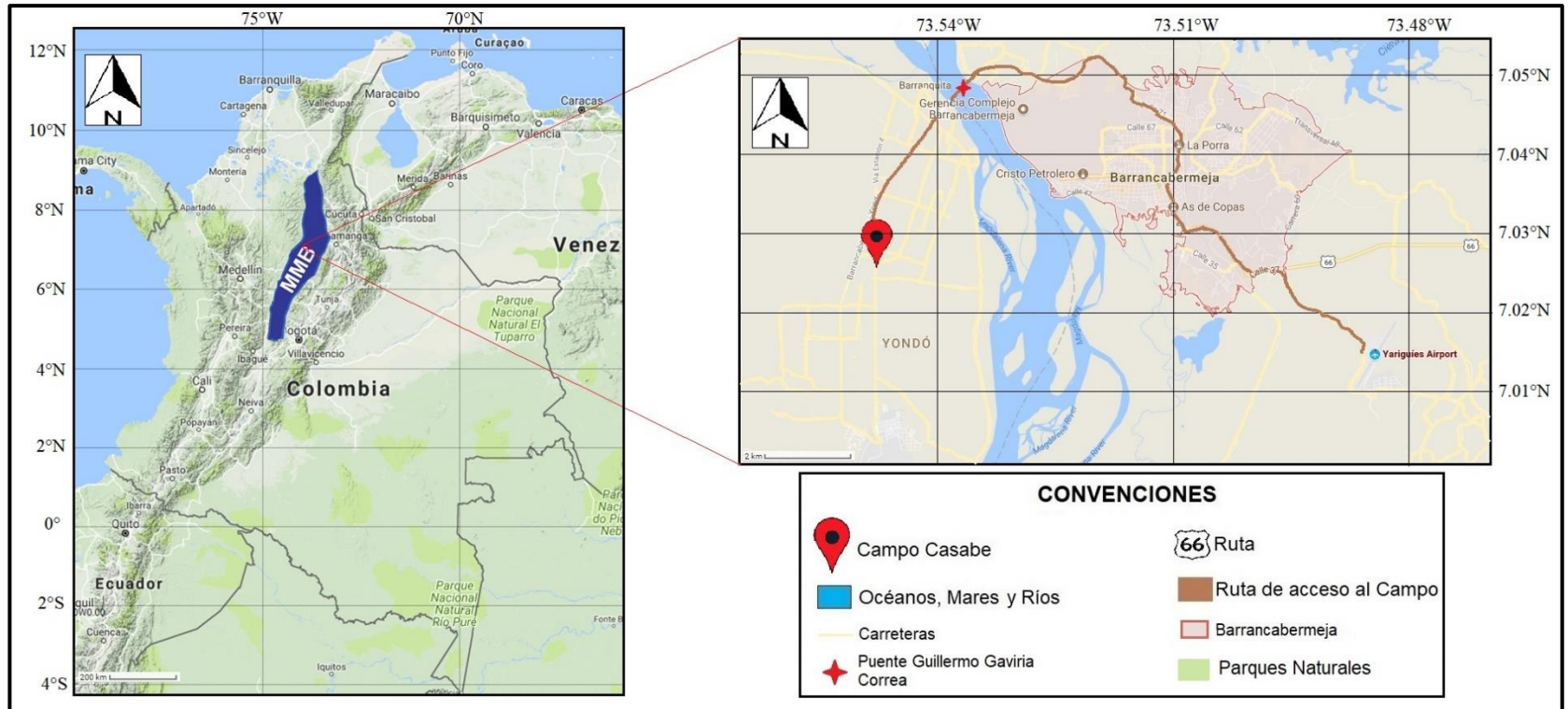
⁴ EL TIEMPO. Casabe o la odisea petrolera [online]. Mayo, 1991. Disponible en internet: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-81704>>

El acceso al Campo vía terrestre debe realizarse haciendo un recorrido de 399 km desde la ciudad de Bogotá hasta la ciudad de Barrancabermeja, transitando la Ruta 45A hasta llegar a la Ruta 62 y finalmente a la Ruta 45, gastando aproximadamente ocho horas y 34 minutos. Una vez se llega a Barrancabermeja, hay que hacer un recorrido de 20 minutos aproximadamente, cruzando el Río Magdalena por el puente Guillermo Gaviria Correa, llegando de esta manera al Municipio de Yondó, donde se encuentra el Campo, con un tiempo total de aproximado de nueve horas.

Para hacer el acceso al Campo por vía aérea, debe tomarse un avión en el Puente Aéreo en la Ciudad de Bogotá, recorrido que tiene una duración de una hora y cinco minutos, llegando al Aeropuerto Yariguíes a las afueras de Barrancabermeja. Una vez allí, hay que recorrer en automóvil 19,4 km, desplazándose 10,8 km en dirección noroeste cruzando la ciudad de Barrancabermeja, luego recorrer 3,4 km en dirección oeste y finalmente, recorrer 5,2 km en dirección suroeste cruzando el Río Magdalena por el puente Guillermo Gaviria Correa, pasando del departamento de Santander al departamento de Antioquia; tomando alrededor de 30 minutos, y en total, una hora y 35 minutos.

La **Figura 1** muestra la ubicación del Campo Casabe y el recorrido que se debe hacer desde el Aeropuerto Yariguíes hasta el Campo.

Figura 1. Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y del Campo Casabe.



Fuente: GOOGLE MAPS. Mapa de Colombia. [En Línea]. Disponible en: <https://www.google.com.co/maps/place/Casabe,+Yond%C3%B3,+Antioquia/@7.0032437,-73.9195393,15z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x08e42ed956ba9159d:0xb4f7661ae90bb4c2!8m2!3d7.003222!4d-73.910785>. (Citado septiembre 2017).

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se describe la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La **Figura 2** ilustra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y del Campo Casabe, mostrando para cada uno aspectos relevantes.

1.3.2 Estratigrafía. En esta sección se describen las formaciones presentes en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena de la más antigua a la más reciente, enfatizando en lo encontrado con la perforación de los pozos de Casabe.

1.3.2.1 Grupo Girón. Esta formación data del Jurásico. De acuerdo con Hettner (1982)⁵, se trata de una secuencia de areniscas arcillosas rojas con muestras de manchas blancas y verdes, lutitas de color pardo a morado y calizas rojas. Cuenta con un espesor que varía entre los 2500 ft y los 3500ft, depositándose en un ambiente fluvial. Se encuentra en contacto discordante con el basamento ígneo-metamórfico que la infrayace y también, en contacto discordante, con la formación Tambor que la suprayace.

1.3.2.2 Formación Tambor. De acuerdo con Morales (1958)⁶, esta formación es perteneciente al Cretáceo Inferior, entre el Valanginiano y el Hauteriviano; está compuesta por shales y conglomerados rojos, y areniscas, lo que le da una apariencia a la formación Girón. Adicionalmente, cuenta en su parte superior con una serie de capas de Caliza. Su espesor puede varias entre los 200 m y los 650 m. Se encuentra en contacto discordante con la Formación Girón que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Rosa Blanca que la suprayace.

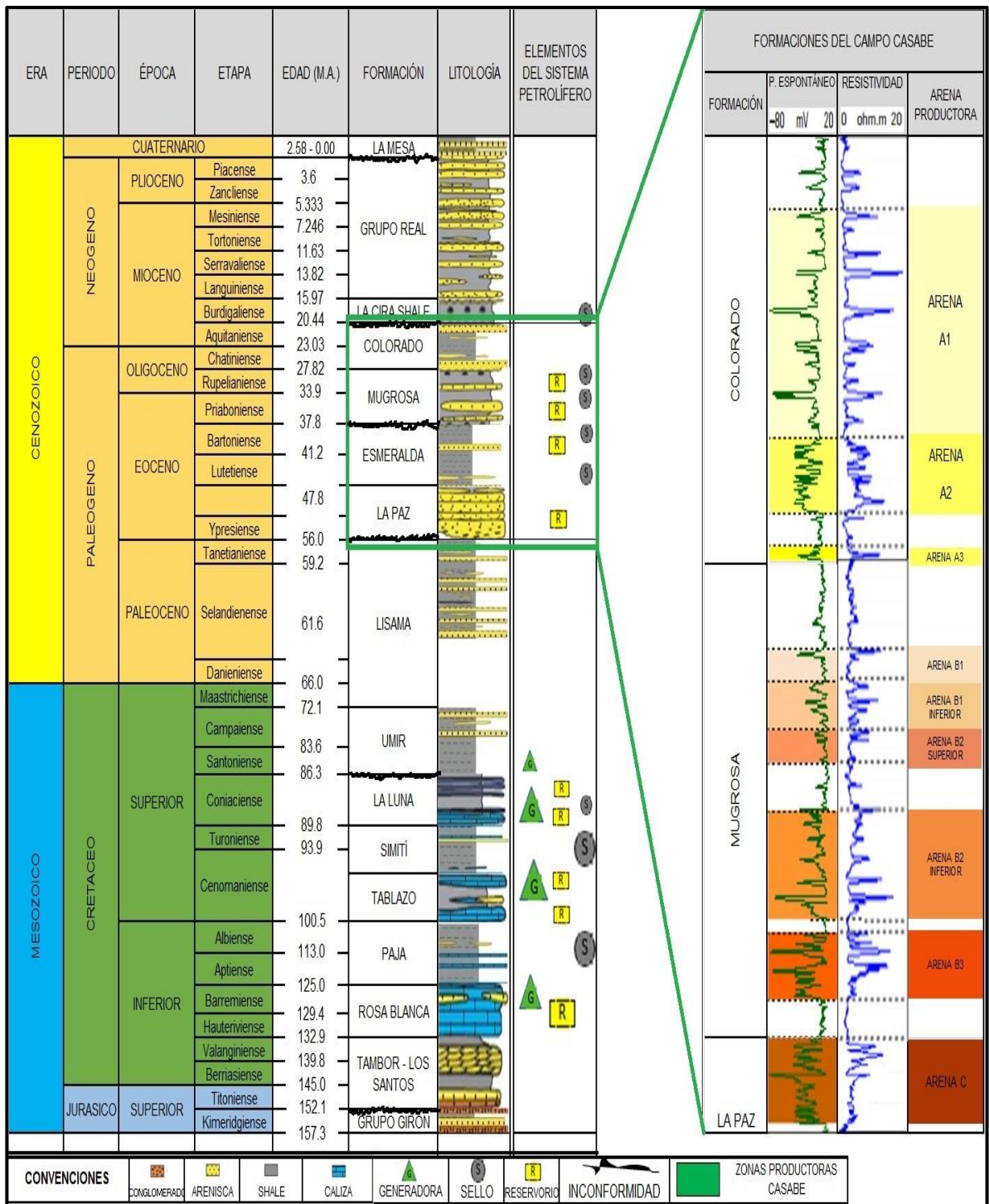
1.3.2.3 Formación Rosa Blanca. Sucesión rocosa perteneciente al Cretáceo Inferior, más exactamente al Hauteriviano-Barremiano. De acuerdo con la descripción dada por Wheeler⁷, está estructurada por diferentes niveles descritos desde la parte inferior hacia la parte superior de la misma: nivel inferior de calizas y dolomitas grises; intercalación de calizas marrones; nivel margoso inferior; nivel de shales con intercalación de calizas; intercalación de calizas; nivel margoso superior; nivel arenoso y finalmente, nivel lumaquélico; todo esto con un espesor de 317 m aproximadamente. La infrayace la Formación Tambor y la suprayace la Formación Paja, formaciones con las que se encuentra en contacto concordante y su ambiente de depositación es marino somero.

⁵ HETTNER. Girón (1892), Citado por JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico Internacional. Colombia, 1968. p. 255.

⁶ MORALES, L.G., *et al.* Tambor (1958), Citado por JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico Internacional. Colombia, 1968. p. 448.

⁷ WHEELER, O.C. Rosa Blanca (1929), Citado por JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico Internacional. Colombia, 1968. p. 420.

Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Formaciones productoras del Campo Casabe y principales elementos del sistema petrolífero.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, SCHLUMBERGER. Recopilación de las columnas estratigráficas, Oilfield Review 2010. Modificada por el autor.

1.3.2.4 Formación Paja. Su edad se ubica en el Cretáceo Inferior (entre el Barremiano y el Aptiano). Es una sucesión de shales negras, con tendencias a ser ligeramente calcáreas y micáceas. En su parte inferior (250-300 m) tiene concentraciones de calizas, septarias y vetas de calcita. Cuenta con un espesor que varía entre los 125 m y los 625 m⁸. Su ambiente de depositación fue marino somero, donde se encuentra en contacto concordante neto con la Formación Rosa Blanca que la infrayace y en contacto con tránsito gradual con la Formación Tablazo que la suprayace.

1.3.2.5 Formación Tablazo. De acuerdo con Wheeler⁹, su edad pertenece al Cretáceo Inferior, entre el Aptiano y el Albiano. Consta de una sucesión de calizas duras, azuladas, muy fosilíferas y margas, con predominio de las calizas en la mitad superior y de las margas en la mitad inferior. Su espesor se encuentra entre los 150 m y los 325 m y su ambiente de depositación fue marino profundo. La infrayace la Formación Paja y la suprayace la Formación Simití, formaciones con las que se encuentra en contacto concordante.

1.3.2.6 Formación Simití. Está situada en el Cretáceo Inferior, exactamente en el Albiano. Consta de shales grises a negros, localmente calcárea y concrecionaria. Cerca del techo de la Formación, y de manera local, se encuentran capas delgadas de conglomerados formadas por cantos pequeños, nódulos de fosfato, dientes de pez y arena. Los nódulos son generalmente fosilíferos y localmente contiene petróleo, así como las cámaras de los amonites. Cuenta con un espesor en su parte más espesa de 650 m y su ambiente de depositación fue marino poco profundo¹⁰; adicionalmente, la infrayace la Formación Tablazo y la suprayace la Formación La Luna, ambas de manera concordante.

1.3.2.7 Formación La Luna. De acuerdo con GARNER¹¹, La Luna se ubica en el Cretáceo superior. Esta formación se encuentra dividida en tres unidades diferentes, las cuales se describen a continuación.

➤ **Salada.** Se encuentra en la base de la Luna, y de acuerdo con WHEELER¹², se ubica en el Cretáceo Superior, más exactamente en el Turoniano. Está constituida por arcillolitas calcáreas, negras, laminares, con concreciones y líneas de pirita, mezcladas con caliza. Su espesor varía entre los 90 m (Campo Llanito) y los 125 m (Campo Infantas).

⁸ MORALES, L.G., *et al.* Paja (1958), Citado por JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico Internacional. Colombia, 1968. p. 363.

⁹ WHEELER, O.C. Tablazo, Citado por JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico Internacional. Colombia, 1968. p. 445.

¹⁰ MORALES., Simití, Op. cit., p. 437.

¹¹ GARNER, A. H. La Luna (1926), Citado por JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico Internacional. Colombia, 1968. p. 301.

¹² WHEELER, Salada, Op. cit., p. 422.

➤ **Pujamana.** Es el miembro central de la formación La Luna. Según WHEELER¹³, se ubica en el Cretáceo, entre el Turoniano superior y el Coniaciano inferior. Consta de shale gris o negra calcárea. Su espesor varía entre los 50 y los 225m.

➤ **Galembo.** Es el miembro superior de la formación. De acuerdo con MORALES¹⁴, se ubica en el Cretáceo superior, comprendiendo el Turoniano superior, el Coniaciano y probablemente el Santoniano. Es un shale calcáreo alternando con finas capas de caliza y con numerosos nódulos discoidales de caliza que contienen amonites. Se encuentran también capas de liditas, y su espesor varía entre los 180 y los 350 m.

En general, La Luna tiene un espesor de hasta 700 m en su parte más espesa. Se encuentra en contacto concordante con la Formación Simití que la infrayace y en contacto discordante con la Formación Umír que la suprayace. Se cree que su ambiente de depositación es marino poco profundo.

1.3.2.8 Formación Umír. De acuerdo con MORALES¹⁵, Umír se ubica en el Cretáceo Superior, entre el Campaniano y el Maestrichtiano y su composición en la parte superior es de lutitas blandas, grises oscuros, en capas delgadas con numerosas laminitas de carbón, láminas delgadas de mineral de hierro, arenisca de grano fino limonita. Es su parte inferior, consta de lutitas en láminas delgadas, de color gris oscuro, gris azulado a negro, con delgadas láminas carbonáceas y micáceas; caracterizada por capas delgadas, lentes y pequeñas concreciones ferruginosas. Tiene un espesor aproximado de 1000 m y su ambiente de depositación es marino. La infrayace La Formación La Luna con la que se encuentra en contacto discordante y en contacto concordante con la Formación Lisama que la suprayace.

1.3.2.9 Formación Lisama. Su edad se ubica en el Paleoceno. Consta de shales abigarrados de rojo, pardo, gris, con intercalaciones de areniscas masivas grisáceas, de grano medio a fino que se hace más grueso hacia la parte superior de la formación. Lisama puede llegar a tener hasta 1200 m de espesor, donde su ambiente de depositación fue lagunar y deltaico¹⁶. Se encuentra en contacto concordante con la Formación Umír que la infrayace y la suprayace la Formación La Paz con la que se encuentra en contacto discordante.

1.3.2.10 Formación La Paz. Perteneciente al Paleoceno-Eoceno Medio, la Paz consta de areniscas arcósicas y conglomerados masivos con fuerte estratificación

¹³ WHEELER, O.C. Pujamana, Citado por JULIVERT, M. *Léxico Estratigráfico Internacional*. Colombia, 1968. p. 402.

¹⁴ MORALES, L.G., *et al.* Galembo (1958), Citado por JULIVERT, M. *Léxico Estratigráfico Internacional*. Colombia, 1968. p. 254.

¹⁵ *Ibid.*, Umir, p. 458.

¹⁶ WHEELER, O.C. Lisama (1935), Citado por DE PORTA, J. *Léxico Estratigráfico Internacional*. Colombia, 1974. p. 327.

cruzada; cuenta también con intercalaciones dispersas de limolitas y shales principalmente en la parte inferior de la misma. Tiene un espesor aproximado de 900 m y su ambiente de depositación fue terrestre teniendo influencia de ríos trezados en su proceso de formación¹⁷. La infrayace la Formación Lisama con la que se encuentra en contacto discordante y la suprayace la Formación Esmeralda con la que se encuentra en contacto concordante.

1.3.2.11 Formación Esmeraldas. Su edad se encuentra en el Eoceno medio a superior. Consta de areniscas y limolitas compactas dispuestas en capas muy delgadas o laminadas, micáceas, de grano fino y de color gris, que alternan con shales grises oscuros que localmente pueden presentarse moteados de rojo, púrpura y marrón. Cuenta con un espesor aproximado de 1200 m, donde la Formación La Paz la infrayace y con la que se encuentra en contacto concordante y se encuentra en contacto discordante con la Formación Mugrosa que la suprayace¹⁸. Su ambiente de depositación es deltaico con influencia lagunar.

1.3.2.12 Formación Mugrosa. Mugrosa pertenece al Eoceno Superior. En su parte inferior consta de areniscas de grano medio a fino, raramente grueso, que se encuentran intercalados con shales de color azul o gris. En su parte media está constituida por shales masivos moteados con algunas intercalaciones de arenisca de grano fino. Finalmente, en su parte superior, se encuentran areniscas a veces con cantos que se intercalan con shales moteados. Su espesor varía entre los 500 m y los 700 m y su ambiente de depositación es fluvial¹⁹. La infrayace la Formación Esmeralda con la que se encuentra en contacto discordante y la suprayace la Formación Colorado con la que se encuentra en contacto concordante.

1.3.2.13 Formación Colorado. La formación Colorado pertenece al Oligoceno y consta predominantemente de arcillas de color claro, purpuras y moteadas de rojo, con intercalaciones de areniscas en bancos de espesor variable con estratificación cruzada. En su sección de muestreo, tiene un espesor de 1200 m, pero puede variar considerablemente en dirección Este, donde su espesor puede ser de hasta 2500 m al pie de la Cordillera Oriental. En su parte superior consta de unos 100 m de arcilla color gris y negro, carbonáceas, con areniscas de grano medio y poco potentes. También es llamada por otros autores como formación La Cira ya que aquí se encuentra el horizonte fosilífero del Campo que lleva el mismo nombre²⁰; su ambiente de depositación es fluvial, encontrándose en contacto concordante con la Formación Mugrosa que la infrayace y en contacto discordante con el Grupo Real que la suprayace.

¹⁷ STUTZER, O. La Paz (1929), Citado por DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico Internacional. Colombia, 1974. p. 306.

¹⁸ WHEELER, Esmeralda, Op. cit., p. 198.

¹⁹ MORALES, L.G., *et al.* Mugrosa (1958), Citado por DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico Internacional. Colombia, 1974. p. 373.

²⁰ WHEELER, O.C. Colorado (1935), Citado por DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico Internacional. Colombia, 1974. p. 142.

1.3.2.14 Grupo Real. Se sitúa en el Mioceno. Aquí se encuentran cinco Formaciones compuestas por conglomerados con cuarzo, cantos de liditas y fragmentos de carbón; areniscas conglomeráticas con estratificación cruzada y con intercalaciones de shales moteados gris y azul; shales moteados rojo y gris con areniscas en capas delgadas y estratificación cruzada; areniscas con troncos carbonizados y silificados. Finalizando, se encuentran shales moteados rojo, pardo intercalados con capas delgadas de arenisca y areniscas conglomerática con estratificación cruzada. Puede tener un espesor de hasta 3000 m y su ambiente de depositación fue fluvial²¹. La Formación Colorado la infrayace y la Formación La Mesa la suprayace, encontrándose en contacto discordante con las dos.

1.3.2.15 Formación La Mesa. Su edad se encuentra entre el Mioceno y el Plioceno. La Mesa, de acuerdo con Butler, es una unidad bien estratificada que consta de abundante material volcánico representado por andesita, dacita, piedra pómez, ceniza volcánica, cuarzo, filitas y rocas metamórficas. Sucesión de areniscas de grano grueso con alternaciones de conglomerados; tiene capas de arcilla, limo y arena de grano fino. Tiene un espesor que varía entre los 350 m y los 1000 m²², donde la infrayace el Grupo Real encontrándose en contacto discordante con dicha formación.

1.3.3 Geología Estructural. La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es producto de varios procesos que se centran en la formación de los Andes colombianos debido a la interacción entre las placas Sudamericana, Cocos, Nazca y del Caribe en la era Mesozoica. Se presentan un conjunto de estructuras que varían de Norte a Sur hasta Noreste – Suroeste. Desde el Este, y en dirección al Oeste, se encuentra la sucesión de anticlinales San Luis Colorado, La Cira-Infantas y Casabe-Galán, anticlinales ligados a fallas inversas orientadas paralelamente a los mismos sin coincidir con la cresta; también se observan, en la cresta de todos los anticlinales, un gran número de fallas distensionales^{23 24}.

El Campo Casabe tiene la particularidad de que se encuentra situado dentro de sistema transpresional complejo, es decir, donde se encuentran procesos de formación de fallas de rumbo al tiempo que existe compresión de la corteza terrestre, lo que genera una serie de fallamientos normales que hacen que sea dividido en ocho bloques operacionales. Aquí se encuentran rocas pertenecientes al Cretácico, Paleoceno, Oligoceno y Mioceno, y las unidades arenosas de las formaciones Colorado, Mugrosa y La Paz son las productoras del Campo, rocas que

²¹ WHEELER, Real, Op. cit., p. 415.

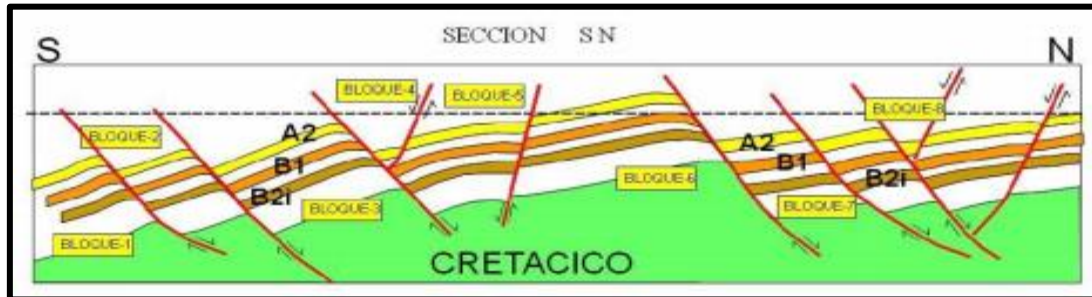
²² BUTLER, J.W. Mesa (1942), Citado por DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico Internacional. Colombia, 1974. p. 357.

²³ SARMIENTO, Luis Fernando. Petroleum geology of Colombia: Middle Magdalena Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Colombia, 2011. p. 24.

²⁴ JULIVERT. M. Las estructuras del Valle Medio del Magdalena y su significación. Boletín de Geología Número 6: Universidad Industrial de Santander, 1961. p. 33.

fueron depositadas durante periodo Paleógeno. Estas formaciones se encuentran entre los 2.000 y los 6.000 pies de profundidad (ver **Figura 3**)^{25 26 27}.

Figura 3. Corte estructural del Campo Casabe.



Fuente: ALIANZA CASABE; SHCLUMBERGER. Taller del Colapso. 2005.

1.3.4 Geología del Petróleo. En esta sección se describirán los principales parámetros asociados al sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y por consiguiente del Campo de interés, basándose en lo encontrado en la **Figura 2**.

1.3.4.1 Roca Generadora. Para la Cuenca del Valle Medio se tiene que la roca madre es la sucesión de shales calcáreos con intercalaciones de caliza planctónica depositada en un ambiente anóxico, perteneciente a la Formación La Luna, la cual tiene un contenido orgánico total (TOC) que varía entre el 0.3 y el 12.25%, donde la mayoría de los valores son del orden del 1.0 y 6.4%, Kerogeno Tipo II. Otras formaciones como Rosa Blanca, Paja, Tablazo, Simití y Umir son potenciales rocas generadoras de la Cuenca²⁸.

Para el Campo Casabe, la formación La Luna es la principal fuente de hidrocarburos.

1.3.4.2 Roca Reservorio. Las Formaciones de los Grupos Chorro y Chuspa son los principales reservorios para la Cuenca. Sus unidades arenosas cuentan con porosidades promedio que van desde el 20% hasta el 25% y con permeabilidades

²⁵ BELTRÁN, Eliana. Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones Mugrosa y Colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la formación Colorado en el Campo Casabe en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Trabajo de grado Geólogo. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2012. p. 34-35.

²⁶ ROSSO, Carmen. Análisis de las operaciones que se ejecutan durante el proceso de estimulación química en los pozos del Campo Casabe. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2014. p. 25.

²⁷ AMAYA, Mauricio, *et al.* Casabe: Revitalización de un campo maduro. *En:* Oilfield Review. Primavera, 2010, vol. 22, no. 1, p. 4-17.

²⁸ SARMIENTO, Luis Fernando. Petroleum geology of Colombia: Middle Magdalena Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Colombia, 2011. p. 96.

de entre 500 y 1000 mD. La relación Neto/Bruto en los espesores de arena puede ser de 5% y hasta más del 50%. Reservorios secundarios son encontrados en Formaciones como Rosa Blanca, Umír, Lisama e inclusive La Luna²⁹.

Para Casabe, las unidades arenosas de las formaciones Colorado, Mugrosa y La Paz, unidades que se subdividen en unidades A, B y C, y que a su vez se subdividen en unidades más pequeñas como A1, A2, A3, B1, B2, B3 (la unidad C de La Paz es completa), son los reservorios principales. Para Colorado, se cuenta con porosidades de entre el 10 y el 20% y permeabilidades de entre el 10 y 1000 mD; donde a la altura de Casabe y Peñas Blancas las porosidades medias son del 20% y 24% respectivamente. En cuanto a Mugrosa, las porosidades que se tienen en Casabe y Peñas Blancas son de 24% y 18% respectivamente, donde se tiene que tanto la porosidad primaria como la secundaria son el resultado de la disolución diagenética de los granos y sedimentos. Finalmente, para La Paz se tiene una porosidad promedio de 16.7% y permeabilidad promedio de 400 mD³⁰.

1.3.4.3 Roca Sello. Para el VMM y para Casabe, los sellos son las unidades arcillosas de las Formaciones Colorado y Mugrosa. Sin embargo, las secuencias arcillosas de Esmeralda, Lisama y Umír constituyen muy buenos sellos para los reservorios.

1.3.4.4 Migración. La migración se presenta a través de la inconformidad del Eoceno que los reservorios primarios las rocas madre activas que las infrayacen, formando un sistema de canales ideal para la migración del hidrocarburo. Existen tres tipos de caminos por los cuales puede llevarse a cabo la migración; el primero, es migración lateral a lo largo de las areniscas del eoceno que funciona como vía de transporte. La segunda, migración vertical vía fallas en áreas donde la luna no subyace sobre la inconformidad; y tercero, migración directa vertical donde La Luna subyace a la inconformidad del eoceno³¹.

1.3.4.5 Trampa. La trampa es de tipo estructural y comprende a un anticlinal con una serie de fallamientos normales que ha permitido la formación de compartimientos en el mismo, todo debido a que está en un sistema transpresional complejo.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El año de su descubrimiento mediante el pozo CASABE-1, la producción de este fue de 430 barriles de crudo diarios (BOD). Después de haberlo declarado comercial

²⁹ Ibid., p. 107.

³⁰ Ibid., p. 107.

³¹ BARRERO, Darío, *et al.* Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. ANH and B&M Exploration Ltda. Colombia, 2007. p. 80.

en 1945, Casabe alcanza su máxima producción histórica de 46.000 BOD en 1954, valor que representaba el 26% de la producción total de Colombia y que provenía de 414 pozos, produciendo de manera natural mediante mecanismos de expansión roca/fluidos y acuífero débil hasta finales de la década de los 70s, logrando tener un factor de recobro del 13%³².

El Campo pasa a manos de Ecopetrol en 1974, la cual empieza a evaluar la implementación de un recobro secundario; es así como en 1979 se da por terminado el proceso de producción primaria natural y se inician pilotos de inyección de agua en el Campo. En junio de 1985 se implementa la inyección definitivamente en el Campo en patrones de cinco pozos inicialmente el sector norte del Campo que comprende los bloques VI, VII y VIII, luego, en diciembre de 1988, se realiza en el sector sur que comprende los bloques I, II, III, IV y V (ver **Figura 3**). Al iniciar la inyección, la producción se encontraba en 5.000 BOP³³.

Durante este periodo de Inyección de agua, se presentaron una serie de problemas de irrupción rápida en los pozos productores, aumento en el corte de arena y colapso de algunos pozos, lo que llevo a pérdidas de equipos en fondo; las complejidades del yacimiento no permitían un barrido uniforme llevando a que las tasas de producción, desde 1996, cayeran hasta en un 8% por año. En 2004, formando la Alianza Casabe con Schlumberger, se realizaron trabajos para la recuperación del Campo. En una serie de análisis de sísmica 3D adquirida en 2008 del Campo se estimaron reservas del orden de 1750 MMBLS en sitio y se permitió que la producción pasara de 5.200 BFD en 2004 a más de 16.000 BFD en 2010, elevando el factor de recobro hasta el 22% del OOIP³⁴.

1.4.1 Método de Producción. Casabe inicialmente produjo por agotamiento natural del reservorio mediante la expansión roca/fluidos y el aporte de presión de un acuífero pequeño. Actualmente produce mediante la inyección selectiva de agua contando con la siguiente distribución de los sistemas de levantamiento artificial en 261 pozos productores, de los cuales 160 cuentan con bombas de cavidades progresivas (PCP), 15 con bombas electrosumergibles (ESP), 86 son bombas mecánicas (BP) y cinco bombas Electro-PCP.

1.4.2 Tiempo de Producción. Casabe inicia su producción de manera comercial en 1945, alcanzando su máxima producción histórica en 1954, declinando progresivamente desde esa fecha, alcanzando un mínimo de 5.000 BOP en 1985 cuando se inician la operación de recobro secundario.

³² GUALTEROS, Milton y ARIZA, Oscar. Implementación de una metodología para el análisis sistemático de fallas en las válvulas reguladoras de flujo utilizadas en el sistema de inyección de agua con sarta selectiva en Campo Casabe. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 22.

³³ Ibid., p. 22.

³⁴ AMAYA, Mauricio, *et al.* Casabe: Revitalización de un campo maduro. *En:* Oilfield Review. Primavera, 2010, vol. 22, no. 1, p. 4-17.

El Campo ha producido por 71 años y no ha parado su operación. Actualmente se encuentra produciendo con una tasa diaria promedio de 16.400 bls/day de fluido de Casabe, Casabe Sur y Peñas Blancas.

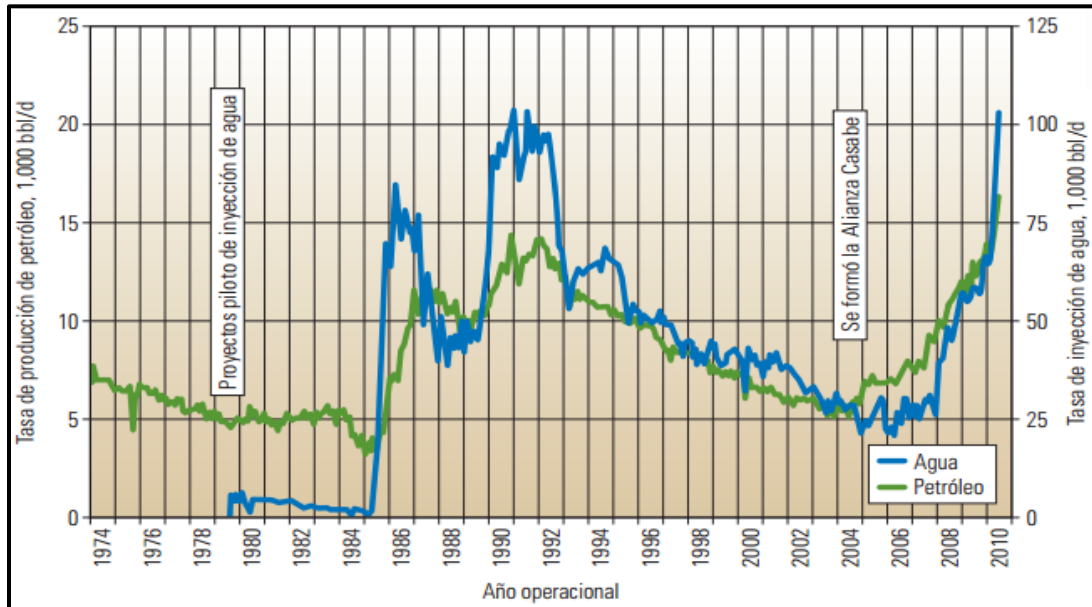
1.4.3 Número de Pozos. A Julio de 2017, el Campo Casabe cuenta con un total de 1500 pozos perforados en toda su historia, incluyendo los de Casabe Sur y Peñas Blancas. Actualmente, el Campo produce de 261 pozos con la distribución de los sistemas de levantamiento anteriormente nombrada, y cuenta con un total de 399 pozos inyectores.

1.4.4 Historial de Producción. La **Gráfica 1** muestra la producción diaria que ha tenido el Campo Casabe desde la fecha en que se instauraron los pilotos de inyección (1979), pasando por la implementación completamente de la inyección en 1985 y formación de la Alianza con Schlumberger en el 2004 hasta el año 2010, teniendo en cuenta la tasa de inyección de agua. En ella se puede apreciar el aumento considerable de la producción del Campo una vez se instaura la Alianza entre las dos empresas.

En cuanto a la **Gráfica 2**, en ella se ilustra la producción promedio del Campo desde el año 2011 hasta marzo del año 2017. Actualmente, produce a una tasa de 16.400 barriles de fluido al día, inyectando agua a una tasa de 17.000 barriles diarios aproximadamente. La tasa máxima de inyección alcanzada en el Campo fue de 100 MBWD (mil barriles de agua al día) en 1991. En los pilotos se tuvo una tasa de inyección de 1200 BWD y en 1985 cuando se instauró la inyección definitivamente, se alcanzó una tasa de 400 BWD³⁵.

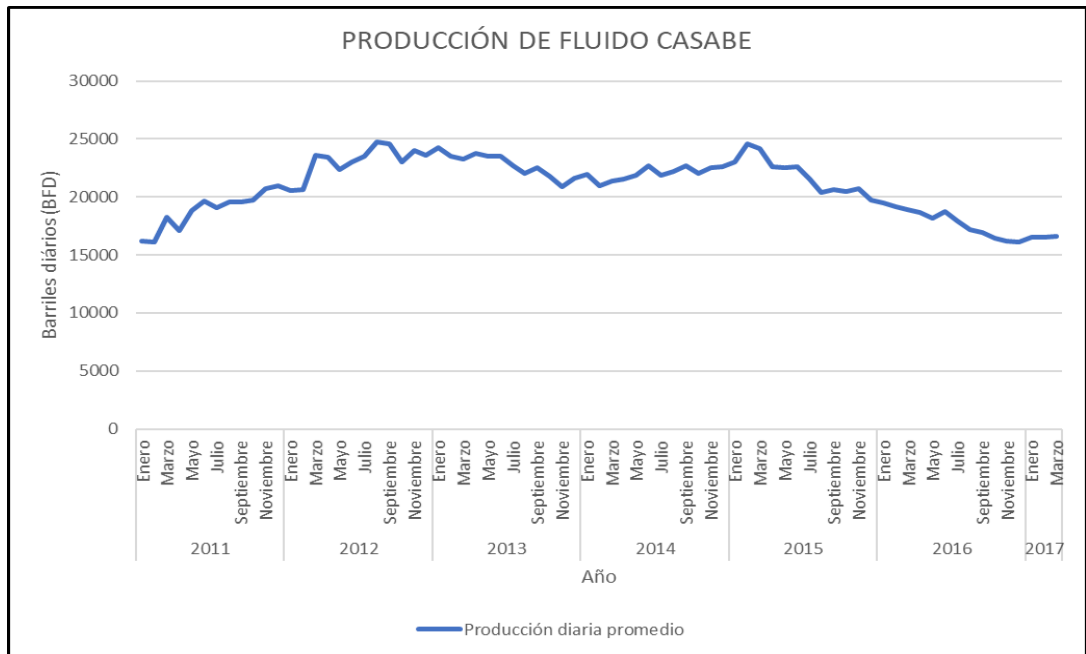
³⁵ FILIZZOLA, Rosa. Análisis probabilístico de los tiempos de operación de los equipos de workover y varilleo del Campo Casabe para optimizar el factor de servicio utilizando la herramienta OpenWells. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2013. p. 32.

Gráfica 1. Tasa de producción e inyección del Campo Casabe hasta el año 2010



Fuente: SHCLUMBERGER. Casabe: Revitalización de un campo maduro. Oilfield Review, 2010.

Gráfica 2. Producción del Campo Casabe desde el año 2011 hasta marzo del 2017.



Fuente: ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO, ACP. Informe Estadístico Petrolero (IEP) y de Taladros. 2017.

1.4.5 Características del Yacimiento. La **Tabla 1** muestra las características tanto de las formaciones Colorado y Mugrosa que son las principales productoras del Campo y adicionalmente las propiedades del fluido de dichas formaciones.

Tabla 1. Propiedades del yacimiento del Campo Casabe.

	CAMPO CASABE				
		FORMACIÓN COLORADO		FORMACIÓN MUGROSA	
	Arena Productora	A1	A2	B1	B2
PROPIEDAD	Área (Acres)	4570	3875	2030	2449
	Profundidad (ft)	2600	2900	3900	4200
	Neto (ft)	76	78	43	23
	Porosidad promedio (%)	24	24	25.5	25.5
	Permeabilidad promedio (mD)	225	225	385	385
	Saturación agua Inicial (Swi %)	23	23	23	23
	Mecanismo de Producción	Inyección selectiva de Agua			
	Tipo de Crudo	Asfalteno y Parafínico			
	API	19		20	

Fuente: ECOPEPETROL, S.A. Base de datos Casabe. Modificado por el autor.

2. GENERALIDADES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ESP

En este capítulo, se hará la descripción del sistema de levantamiento artificial bomba electrosumergible (ESP) que se encuentra instalado en los pozos del Campo Casabe, mostrando sus características, componentes y principio de funcionamiento.

2.1 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL - ALS

Para iniciar se debe dejar algo claro, el hecho de que un pozo puede producir de manera natural, lo que implica que tiene suficiente energía para enviar los fluidos desde fondo a superficie; o de manera artificial, lo que significa que su energía no es suficiente para hacer el mismo trabajo y por ende es necesario ayudarlo. Para realizar esta última función se encuentran los sistemas de levantamiento artificial o ALS. Estos ALS son métodos que permiten incrementar la energía a los fluidos en el pozo o reducir la densidad de estos para poder sacarlos a superficie y enviarlos vía facilidades.

En la industria petrolera existen varios sistemas de levantamiento artificial, como por ejemplo el bombeo mecánico, el bombeo hidráulico, gas lift, bomba de cavidades progresivas y bomba electrosumergible (ESP), y la selección del sistema dependerá de muchas variables como desviación del pozo, profundidad de asentamiento, severidad del dogleg a la profundidad de asentamiento, fluidos a producir, corte de arena, y muchos otros que determinan el buen o mal rendimiento de este. En este trabajo, las bombas ESP son las encargadas de producir los fluidos en los cinco pozos del Campo Casabe; bombas que se describen a continuación.

2.2 BOMBA ELECTROSUMERGIBLE (ESP)

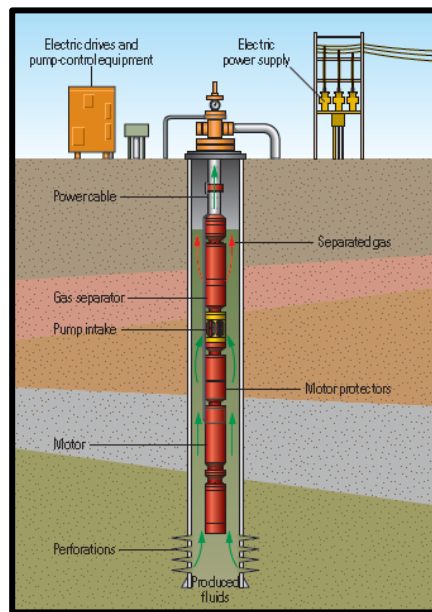
La bomba electrosumergible fue inventada a finales de 1910 por el ruso Armais Arutunoff quien luego, en 1911, crea la compañía Russian Electrical Dynamo of Arutunoff, más conocida como REDA. Hacia 1926 la primera bomba electrosumergible fue operada exitosamente en el Campo El Dorado, Kansas. Actualmente, REDA sigue siendo la proveedora más grande de bombas electrosumergibles del mundo y principalmente de la industria petrolera. Su uso es el más extendido debido a las altas tasas de flujo con las que trabaja en comparación con otros ALS, 60.000 barriles de fluido diarios (BFD) aproximadamente. Adicionalmente, puede trabajar a profundidades de hasta 15.000 pies (ft) sin inconveniente, o en pozos desviados, siempre y cuando el ángulo de desviación (dogleg severity - DLS) no sea muy pronunciado; para ser más precisos, para pasar la bomba el DLS no debe ser más de $6^{\circ}/100\text{ft}$, y para asentar la bomba no debe ser más de $1^{\circ}/100\text{ft}$. Tiene una eficiencia de trabajo de entre 35% y 60%, pero es un sistema que no maneja muy bien el gas libre. A pesar de este último

problema que presenta, se estima que aproximadamente más del 10% de la producción petrolera mundial es producida con este tipo de bombas^{36 37}.

Su funcionamiento es básicamente la operación de una bomba centrífuga, en la cual se encuentran una serie de difusores e impulsores que proveen la energía al fluido del pozo para enviarlo a superficie.

Los componentes principales de una ESP son: sensor de fondo, motor de inducción de dos polos y tres fases de corriente alterna, sello o protector, succión (intake) o separador de gas, bomba centrífuga y el cable de poder del motor. El cable supe al motor de energía eléctrica para así poner en funcionamiento el sistema, yendo desde superficie hasta fondo. En la **Figura 4** se ilustra la estructura del sistema ESP en fondo y superficie; en superficie se encuentran la fuente de suministro eléctrico, el variador de frecuencia, los transformadores reductores y elevadores de voltaje y, por último, la caja de venteo.

Figura 4. Esquema del sistema ESP.



Fuente: VON FLATERN, Rick. Electrical Submersible Pumps. Oilfield Review 2015. p. 1.

³⁶ TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual – Design, Operations, and Maintenance [Online]. Elsevier, 2009. Available from Internet: <https://app.knovel.com.ez.uamerica.edu.co/web/toc.v/cid:kpESPMDOM1/viewerType:toc/rot_slug:electrical-submersible/url_slug:kt006QNSS9?b-q=electrical%20submersible%20pump&b-group-by=true&b-search-type=tech-reference&b-sort-on=default>. p. 5.

³⁷ KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no publicado. Schlumberger, 2008. p. 2-1.

Con el fin de explicar el sistema de levantamiento, a continuación, se enuncian cada de una de las partes de este desde superficie hasta fondo. En cada uno, en especial en los componentes de fondo, se irá explicando de que se componen y las configuraciones de cada uno.

2.2.1 Equipos de superficie. El sistema ESP cuenta con varios equipos en superficie que permiten alimentar y mantener la tensión (voltaje) para que la ESP pueda operar de manera correcta. Cada uno de estos equipos se explica en seguida.

2.2.1.1 Caja de venteo. La caja de venteo es un elemento que permite hacer el empalme del cable de tres fases con el que funciona la ESP. Adicionalmente, ventea el exceso de gas que sube a través del cable, evitando de esta manera que el mismo explote y aterrice la bomba.

2.2.1.2 Transformador elevador (Step-up transformer). Es un dispositivo electromagnético que permite elevar el voltaje que se le suministrando mediante una serie de bobinas en el mismo. La mayoría de los sistemas ESP utilizan variadores de frecuencia de bajo voltaje, variadores que máximo reciben y entregan 480 voltios. Debido a que los motores del sistema trabajan a más de 480V, alrededor de 2000 o 3000 voltios, es necesario utilizar transformadores elevadores que permitan llevar el voltaje de salida al voltaje de alimentación del motor. Es así como este equipo se ubica entre la caja de venteo y el variador de frecuencia para energizar al motor. En caso de que se utilicen variadores de medio voltaje el uso de un transformador elevador no es necesario ya que el voltaje de salida de este es suficiente para energizar el motor.

2.2.1.3 Variador de Frecuencia. Un variador de frecuencia o un variador de velocidad (VSD), es un dispositivo que permite ajustar la frecuencia de la corriente que alimenta al equipo electrosumergible, de manera tal, que la velocidad del motor aumente o disminuya. Generalmente, cuando un equipo ESP se trabaja a una frecuencia de 60Hz, las revoluciones por minuto de este son aproximadamente 3600.

➤ **Controlador.** El variador trae en su configuración el controlador, el cual hace la función de ser el cerebro de este. Gracias a él se pueden configurar las protecciones de la ESP, se pueden almacenar los datos leídos por el sensor y es el encargado de tener el equipo en caso de que algo no funcione de manera correcta. Adicionalmente hace parte de la cadena de comunicación de los datos para ser visualizados y monitoreados remotamente.

2.2.1.4 Transformador reductor (Step-down transformer). Al igual que el transformador elevador, este dispositivo permite cambiar los voltajes, solo que este transforma los voltajes altos a voltajes bajos. En Campo, generalmente las fuentes principales de suministro eléctrico son redes de alta tensión, fuentes que generan

alrededor de 32 mil voltios. Como es necesario pasar el voltaje a un variador que no puede soportar tal tensión, el transformador reductor permite, como su nombre lo indica, reducir el voltaje hasta el admitido por el variador. Sin embargo, no siempre la fuente principal de energía es de alta tensión, puede ser de baja tensión como un generador. En estos casos no se hace uso de un transformador reductor, solo de uno elevador.

2.2.1.5 Fuente principal de Energía. Como se ha nombrado, las fuentes principales de alimentación pueden ser redes de alta tensión que proveen hasta 32k voltios o fuentes generadoras con menores tensiones. Dependiendo del tipo de fuente se hace la configuración en superficie con los elementos anteriormente mencionados.

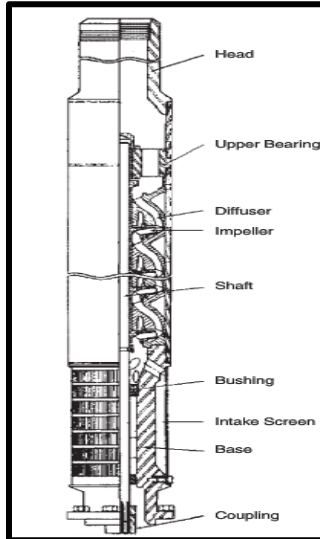
2.2.2 Equipos de Fondo. En comparación con otros sistemas de levantamiento, el equipo ESP tiene todos sus elementos constitutivos en fondo y es mucho más elaborado, inclusive comparándolo con una PCP o un bombeo mecánico insertable. A continuación, se describe cada uno, entrando en detalle de sus componentes interiores.

2.2.2.1 Bomba Centrífuga. Las bombas ESP son bombas centrífugas compuestas por varias etapas (ver **Figura 5**). Cada etapa tiene un impulsor y un difusor, y la rotación del impulsor genera un vacío parcial en el extremo de la succión permitiendo, de esta manera, que el fluido ingrese a la bomba. El impulsor es la parte móvil de la bomba centrífuga que, mediante la rotación proveída por el motor a través del eje, aumenta la energía cinética del fluido. El difusor es la parte fija de la bomba y una vez el impulsor ha aumentado la energía cinética del fluido, este la transforma en energía potencial para poder pasarlo a la siguiente etapa de la bomba en la cual se repetirá el proceso hasta que finalmente el fluido llegue a la descarga. Las imágenes **Imagen 1**, **Imagen 2** y la **Figura 6** muestran el impulsor, el difusor y una etapa, respectivamente^{38 39}.

³⁸ BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Manual no público. Schlumberger, 2009. p. 15.

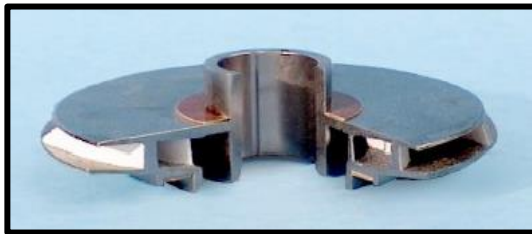
³⁹ KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no público. Schlumberger, 2008. p. 3-1.

Figura 5. Esquema de una bomba centrífuga



Fuente: TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations and Maintenance. 2009. p. 54.

Imagen 1. Impulsor de una etapa



Fuente: BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Schlumberger, 2009. p. 16.

Imagen 2. Difusor de una etapa



Fuente: BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Schlumberger, 2009. p. 16.

Figura 6. Etapa de una bomba centrífuga.

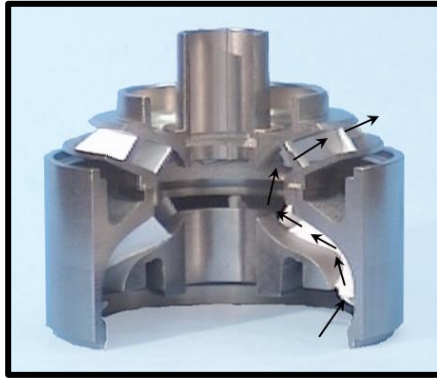


Fuente: BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Schlumberger, 2009. p. 17.

➤ **Impulsores.** Los impulsores son la parte móvil de la etapa; tienen una serie de venas que son las que permiten aumentarle la energía cinética al fluido. La elección del tipo de impulsor a usar dependerá del caudal a manejar, porcentajes de arena y sólidos y tipos de fluidos. Existen dos clases; el primer tipo de impulsores es el de flujo mixto, llamado así ya que la salida de este hacia el difusor es de manera diagonal con un ángulo de 45° , como se ve en la **Imagen 3**. Este tipo de impulsor es bueno para manejar altos caudales y cuando la formación tiende a aportar bastantes sólidos ya que estos últimos no tenderán a taponar la etapa. El segundo tipo es el impulsor de flujo radial, en el cual las venas están a 90° haciendo que el fluido salga de manera perpendicular a su ingreso en la etapa, como se puede ver en la **Imagen 4**. Se utiliza para tasas de flujo bajas y donde la producción de sólidos no sea excesiva ya que, debido a su ángulo, pueden llegar a taponar la etapa y causar daños severos como abrasión agresiva⁴⁰.

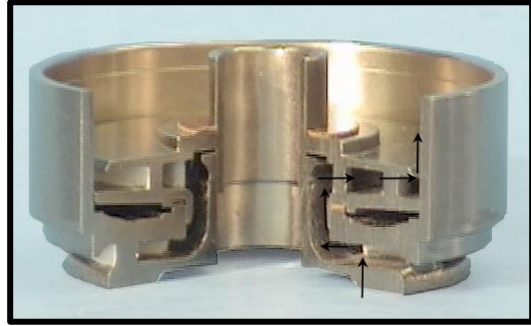
⁴⁰ KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no público. Schlumberger, 2008. p. 3-8.

Imagen 3. Impulsor de flujo mixto.



Fuente: BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Schlumberger, 2009. p. 21.

Imagen 4. Impulsor de flujo radial.



Fuente: BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Schlumberger, 2009. p. 21.

➤ **Configuración de las bombas.** Las bombas centrífugas se configuran de cuatro maneras diferentes, cada una con características especiales, así como también con sus pros y contras. El primer diseño se llama Single Tandem, o Tandem Individual, donde la bomba centrífuga trae la succión y la descarga integrados, como se observa en la **Figura 7**. Es la menos utilizada debido a que es la menos versátil, además de limitar el diseño del equipo ESP por no permitir la instalación de otras bombas⁴¹.

El segundo diseño es la Upper Tandem o Tandem Superior, donde la bomba trae la descarga integrada pero no trae la succión instalada, tal cual se observa en la **Figura 8**. Permite instalarle otras bombas debajo de ella o la succión. El tercer diseño es la Lower Tandem o Tandem Inferior que se ve en la **Figura 9**, la cual se caracteriza por traer la succión integrada, pero no trae descarga. Permite instalarle bombas encima de ella o en su defecto instalarle la descarga⁴².

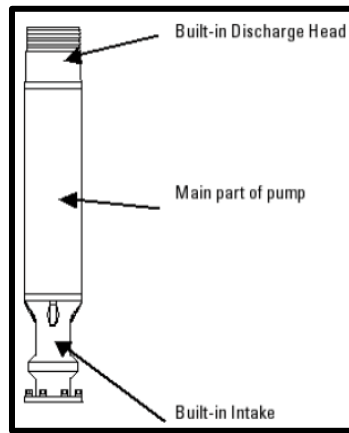
Y, por último, se tiene el diseño de Center Tandem o Tandem Central mostrada en la **Figura 10**, la cual no trae integrados ni la succión ni la descarga. Es la bomba más versátil y por ende más utilizada en la industria ya que permite la instalación de bombas bajo y sobre ella, así como también permite acoplarle la succión y la descarga⁴³.

⁴¹ Ibid., p. 3-5.

⁴² Ibid., p. 3-6.

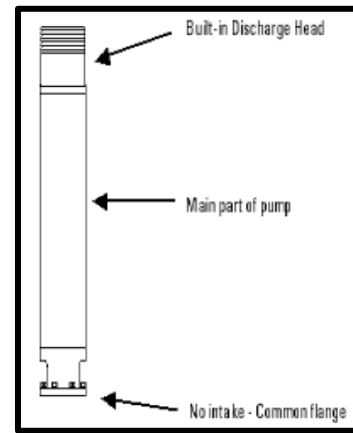
⁴³ KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no público. Schlumberger, 2008. p. 3-6.

Figura 7. Bomba Tandem Individual.



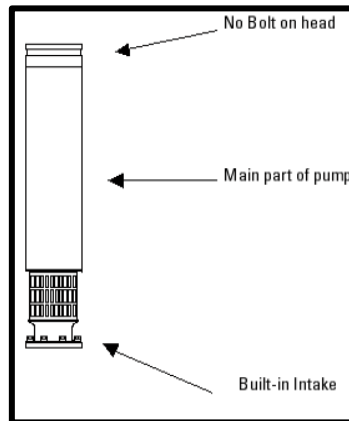
Fuente: BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Schlumberger, 2009. p. 18.

Figura 8. Bomba Tandem Superior.



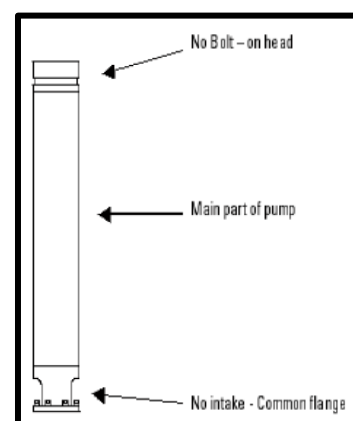
Fuente: BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Schlumberger, 2009. p. 18.

Figura 9. Bomba Tandem Inferior.



Fuente: BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Schlumberger, 2009. p. 20.

Figura 10. Bomba Tandem Central.



Fuente: BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Schlumberger, 2009. p. 19.

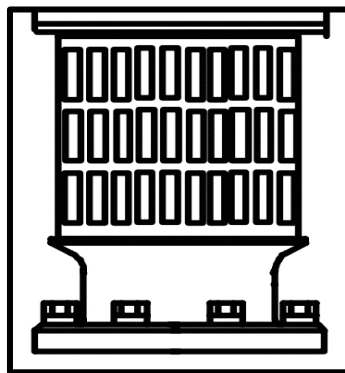
➤ **Construcción de la Bomba.** La bomba centrífuga se construye de dos maneras: flotante y compresora. La selección del tipo de construcción dependerá del conocimiento que se tenga del comportamiento del flujo del pozo. La construcción flotante se caracteriza por permitir que los impulsores de cada etapa se muevan libremente dentro de la misma. Para poder resistir las cargas que se generan dentro

de cada etapa, se instalan cojinetes tanto en la parte superior como inferior de ella, de manera tal que el impulsor choque contra estos y no se desgaste el difusor o el mismo impulsor. Se utiliza cuando se tiene la certeza absoluta de la tasa de flujo del pozo, ya que, si se tienen tasas cambiantes, las cargas de fluido en cada etapa de la bomba pueden provocar movimientos erráticos de los impulsores dentro de la misma y por ende generar un desgaste acelerado de los cojinetes que a su vez desgastará el impulsor y difusor⁴⁴.

Por otro lado, la construcción compresora se caracteriza porque los impulsores se encuentran fijados al eje sin permitirles que se muevan con libertad a lo largo del mismo. Para este tipo, si un impulsor desea moverse todo el eje se moverá y por ende los otros impulsores lo harán. En este caso, las cargas generadas pasan por el eje hasta el protector donde se encuentra la zapata que las recibe todas⁴⁵.

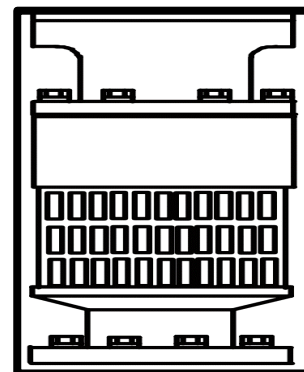
2.2.2.2 Succión (Intake) / Separador de Gas. Es la vía de ingreso del fluido del pozo a la bomba. La succión viene de dos maneras, una donde ya se encuentra integrada a la bomba centrífuga (Built-in intake) y la otra donde debe ser instalada en la bomba (Bolt-on intake), tal como se ve en las **Figura 11** y **Figura 12**. El integrado se encuentra en las Single Tandem y en la Lower Tandem, mientras que el Bolt-on está para ser instalado en las Upper Tandem o en las Center Tandem⁴⁶
⁴⁷.

Figura 11. Succión Integral.



Fuente: BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Schlumberger, 2009. p. 20.

Figura 12. Succión Acoplada



Fuente: BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Schlumberger, 2009. p. 19.

⁴⁴ KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no público. Schlumberger, 2008. p. 3-11.

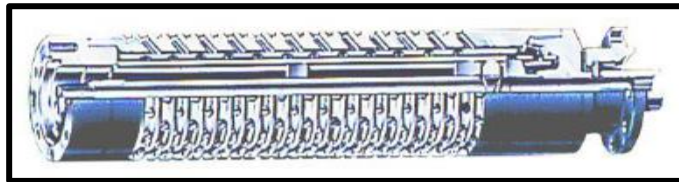
⁴⁵ BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Manual no público. Schlumberger, 2009. p. 21.

⁴⁶ *Ibid.*, p. 35.

⁴⁷ KOBYLINSKI. *Op. cit.*, p. 3-20.

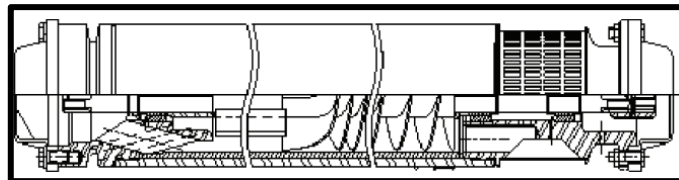
En cuanto a los separadores, se consideran succión con algunas características especiales para evitar que ingrese gas libre a la bomba. Así como los intakes convencionales, los separadores de gas se encuentran de dos tipos, separadores estáticos y separadores dinámicos. Los separadores estáticos, como el mostrado en la **Figura 13**, no ejercen ningún tipo de trabajo sobre el fluido, lo que hacen es servir como un camino tortuoso para que el fluido choque, de manera tal que las fases líquida y gaseosa se separen. En cuanto a los separadores de gas dinámicos como, el de la **Figura 14**, ejercen un trabajo sobre el fluido y funcionan de igual manera que la bomba centrífuga de la bomba ESP. Mediante la rotación, los fluidos más densos se van hacia las paredes del separador y son dirigidos hacia la bomba centrífuga para ser bombeados a superficie, mientras que los fluidos menos densos se quedarán en el centro del separador siendo retirados por el mismo y devueltos al pozo. Los separadores pueden tener eficiencias entre el 20% y el 60%, pero separadores dinámicos pueden tener eficiencias de hasta el 99%⁴⁸.

Figura 13. Separador de gas estático.



Fuente: BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Schlumberger, 2009. p. 35.

Figura 14. Separador de gas dinámico.



Fuente: KOBYLINSKI, Lee; et al. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Schlumberger, 2008. p. 108.

2.2.2.3 Manejadores Avanzados de Gas. Cuando el volumen de gas que produce el pozo (Gas Volumen Factor - GVF) excede el 20%, el separador de gas no logra manejarlo y termina entrando gas libre a la bomba; si se permite ingreso de gas a la bomba es posible que la misma se bloquee. Para evitar esto, se hace uso de los manejadores avanzados de gas, los cuales permiten tener control sobre estos altos volúmenes, evitando que la bomba se bloquee. Para el caso de SLB, se cuentan

⁴⁸ BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Manual no público. Schlumberger, 2009. p. 35.

con los manejadores AGH (Advanced Gas Handler) y Poseidón (Multiphase Gas Handling)⁴⁹.

➤ **AGH (Advanced Gas Handler).** El AGH permite que el gas libre vuelva a ser redisuuelto en el petróleo mediante la reducción del tamaño de las burbujas de gas, con el fin de hacer una mezcla más homogénea y, por consiguiente, la bomba sea capaz de producir el gas sin sufrir algún tipo de taponamiento. El AGH tiene la capacidad de manejar GVF de hasta el 45%, lo que permite a su vez, que las bombas se lleguen a apagar por las bajas cargas del motor⁵⁰.

➤ **Poseidón (Multiphase Gas Handling).** Al igual que el AGH, el Poseidón permite redisuolver el gas en el líquido para que la bomba centrífuga pueda producirlo. Sin embargo, en comparación con el AGH, este puede manejar GVF de hasta el 75% donde la bomba no sufrirá taponamiento por gas libre. Al redisuolver el gas dentro del líquido, una sola fase entrará a la bomba centrífuga permitiendo que el gas pueda ser producido por la bomba sin tener problema alguno de bloqueos en la misma⁵¹.

Para ambos manejadores de gas, se configura su instalación dependiendo del tipo de completamiento que se vaya a hacer cuando se vaya a instalar la bomba. Los Manejadores se instalan sobre el separador cuando el gas puede ser devuelto al pozo y venteado por el anular, o se instala sobre la succión en caso de que todo el gas deba ser producido por la bomba y no pueda ser devuelto al anular debido al uso de empaques⁵².

2.2.2.4 Protector o sello. Es una sección que se encuentra entre el motor y la bomba centrífuga. La función principal del sello es mantener aislado el motor de los fluidos producidos para evitar su daño. No hay motor de bomba ESP que sea completamente aislado de sus alrededores, porque de ser así, cuando el aceite en su interior se expanda debido a las altas temperaturas, aumentaría la presión interna provocando daños. Esta expansión implica un cambio de volumen lo que provoca que aceite mineral sea desalojado del protector; una vez se detiene el motor, el fluido se contraerá y el volumen desplazado debe ser recuperado, razón por la cual fluido del pozo ingresa en el protector. Sin embargo, como es de vital importancia mantenerlo lubricado solamente por el aceite mineral, es función del protector evitar que el fluido producido en el pozo ingrese hasta el motor⁵³.

⁴⁹ KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no público. Schlumberger, 2008. p. 3-23.

⁵⁰ *Ibid.*, p. 3-23.

⁵¹ KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no público. Schlumberger, 2008. p. 3-24.

⁵² *Ibid.*, p. 3-24.

⁵³ TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual – Design, Operations, and Maintenance [Online]. Elsevier, 2009. Available from Internet: <
<https://app.knovel.com.ez.uamerica.edu.co/web/toc.v/cid:kpESPMDOM1/viewerType:toc/ro>

Este elemento cumple cinco funciones principales en una bomba ESP:

- Asegura que cualquier carga axial que se desarrolle en las etapas de la bomba centrífuga no sea transmitida al eje del motor para evitar que se dañe el mismo.
- Aislar el aceite dieléctrico limpio de los fluidos producidos. Debe asegurar que no ingrese algún fluido del pozo al motor durante la operación.
- Permite la expansión y contracción del aceite mineral. Todo esto es para evitar daños en el motor debido a estos cambios de presión. La expansión se da durante la operación donde las temperaturas son altas. La contracción cuando ocurren paradas o shutdowns del sistema, lo que provoca que la falta de temperatura contraiga el fluido.
- Iguala la presión interna con la presión de los alrededores en el anular del pozo. Al igualar las presiones, filtraciones del fluido del pozo a través de las uniones selladas hacia el interior del motor son eliminadas.
- Provee la conexión mecánica entre el motor y la bomba ESP, así como también transmitir el torque desarrollado por el motor al eje de la bomba⁵⁴ (Takacs 2009).

Existen varios tipos de protectores (también llamados sellos) que se nombran a continuación.

➤ **Protector tipo Laberinto.** Este protector tiene la característica de que permite el contacto entre el fluido del pozo y el fluido de este (**Figura 15**). Esto le permite tener una mejor ecualización de presiones; sin embargo, el protector tiene fallos cuando el fluido del pozo tiene una gravedad específica igual o menor a la del aceite mineral ($SG \leq 0.85$) ya que provoca contaminación del motor, lo mismo sucede cuando el pozo tiene un ángulo de desviación alto⁵⁵.

➤ **Protector tipo Sello Positivo.** A diferencia del tipo Laberinto, el Sello positivo (**Figura 16**) no permite el contacto entre fluidos. Tiene una membrana hecha de un elastómero de alta presión/ alta temperatura que separa físicamente los fluidos y que tiene la capacidad de expandirse o contraerse cuando ocurren los cambios de presión. Puede ser usado cuando la SG del fluido del pozo sea menor a la del aceite mineral o cuando las desviaciones del pozo sean altas. Sin embargo, tiene la

ot_slug:electrical-submersible/url_slug:kt006QNSS9?b-q=electrical%20submersible%20pump&b-group-by=true&b-search-type=tech-reference&b-sort-on=default>. p. 85.

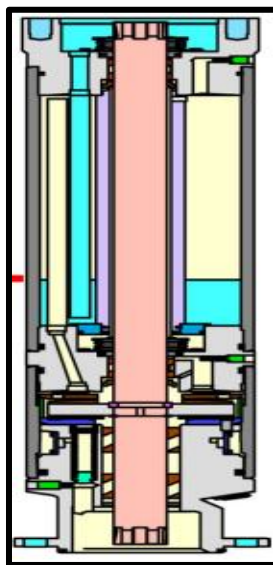
⁵⁴ TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual – Design, Operations, and Maintenance [Online]. Elsevier, 2009. Available from Internet: <https://app.knovel.com.ez.uamerica.edu.co/web/toc.v/cid:kpESPMDOM1/viewerType:toc/rot_slug:electrical-submersible/url_slug:kt006QNSS9?b-q=electrical%20submersible%20pump&b-group-by=true&b-search-type=tech-reference&b-sort-on=default>. p. 85 y 86.

⁵⁵ KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no público. Schlumberger, 2008. p. 6-1.

desventaja de que en caso de que se estén realizando trabajos químicos en fondo, el elastómero puede degradarse y consiguientemente contaminar el motor⁵⁶.

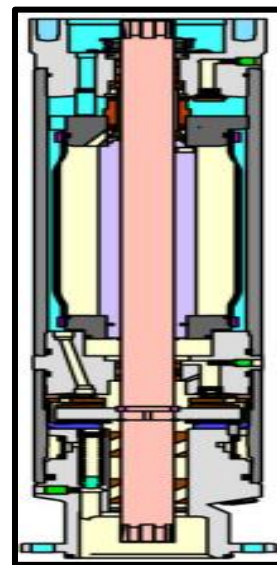
➤ **Protector tipo Fuelle.** Al igual que el tipo Sello Positivo, separa físicamente los fluidos. Sin embargo, no utiliza membrana para hacerlo, sino que hace uso de fuelles metálicos que se estiran y contraen una vez suceden los cambios de presión. Así que su ventaja, en comparación con el sello positivo de membrana, es que puede trabajar en ambientes donde los químicos usados en los tratamientos de fondo no se volverán un inconveniente⁵⁷.

Figura 15. Protector tipo laberinto.



Fuente: KOBYLINSKI, Lee; et al. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Schlumberger, 2008. p. 152.

Figura 16. Protector tipo sello positivo.



Fuente: KOBYLINSKI, Lee; et al. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Schlumberger, 2008. p. 152.

2.2.2.5 Motor. Es un motor de inducción de dos polos de tres fases de corriente alterna (AC) tipo jaula de ardilla (**Figura 17**). Su función es transformar la energía eléctrica de tres fases que le alimenta el cable en energía mecánica para manejar la bomba centrífuga. Su configuración está hecha de manera tal que se genere un campo electromagnético rotacional que permite que el rotor en su interior gire y se genere la energía mecánica. Trabaja a 3600 RPM cuando operan a una frecuencia

⁵⁶ Ibid., p. 6-2.

⁵⁷ Ibid., p. 6-3.

de 60Hz y vienen en cinco series diferentes que son: 375, 456, 540, 562, 738, cada una representando el tamaño del housing (cubierta), es decir, 3.75", 4.56", 5.40", 5.62" y 7.38"^{58 59 60}.

➤ **Estator.** Consta de una cubierta, laminaciones y un bobinado. La cubierta o housing es la que contiene todas las partes que constituyen el motor. Adicionalmente tiene roscas superiores e inferiores para hacer las conexiones internas de los componentes, y en el exterior tiene los acoples para hacer la unión con otro motor, el sensor y el protector. Las laminaciones son una serie de discos, en los cuales va enrollado el bobinado y son los que le dan cuerpo al mismo. El bobinado se hace de manera tal que queden dos polos y que estos puedan permitir el campo electromagnético rotacional que genera la AC. La **Figura 18** muestra un motor en el que se ve el housing, el bobinado y el rotor de este⁶¹ (Kobylinski et al. 2008, Banaga 2009).

➤ **Rotor.** Consta de laminaciones, barras de cobre y cojinetes (bearings). Las laminaciones son discos parecidos a los del estator solo que de un diámetro mucho menor y son los que permiten que se haga el arreglo con las barras de cobre para armar el rotor. La **Imagen 5** muestra dos tipos de laminaciones y las barras de cobre que se usan. Una vez se han colocado todas las laminaciones, el rotor adquiere la forma de jaula de ardilla por la cual es conocido el motor⁶². Los cojinetes son instalados en el rotor para que soporte las diferentes cargas axiales que puede llegar a sufrir.

⁵⁸ KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no público. Schlumberger, 2008. p. 4-1.

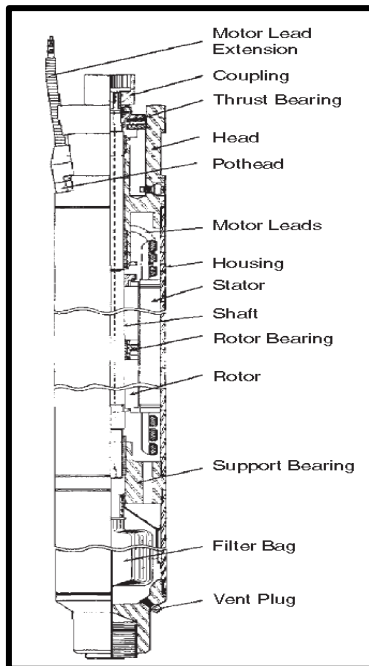
⁵⁹ BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Manual no público. Schlumberger, 2009. p. 45.

⁶⁰ LYONS, William; PLISGA, Gary y LORENZ, Michael. Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering [Online]. Elsevier, 2016. Available from internet: <https://app.knovel.com/web/toc.v/cid:kpSHPNGE09/viewerType:toc/root_slug:standard-handbook-petroleum/url_slug:kt010UZIM3?b-q=electrical%20submersible%20pump&b-group-by=true&b-search-type=tech-reference&b-sort-on=default>. p. 6-218.

⁶¹ KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no público. Schlumberger, 2008. p. 4-2.

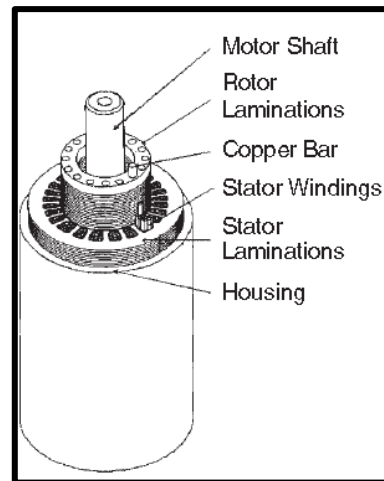
⁶² BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Manual no público. Schlumberger, 2009. p. 48.

Figura 17. Motor de bomba ESP.



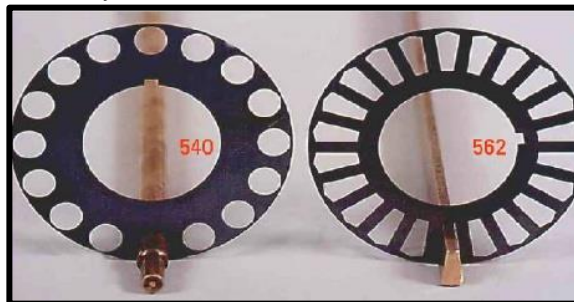
Fuente: TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations and Maintenance. 2009. p. 67.

Figura 18. Esquema de los componentes de un motor de inducción tipo jaula de ardilla.



Fuente: TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations and Maintenance. 2009. p. 65.

Imagen 5. Laminaciones y barras de cobre que constituyen el rotor.



Fuente: BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Schlumberger, 2009. p. 48.

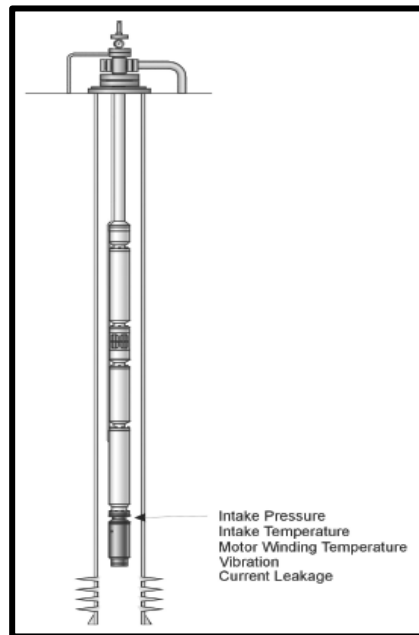
2.2.2.6 Sensor. El sensor es el encargado de adquirir y transmitir la información de parámetros como la presión de intake, presión de descarga, temperatura de intake, temperatura de motor, vibración, entre otras, a superficie vía el cable del motor. Trabaja a temperaturas máximas de 302°F y 5.600 psi de presión, pero también existen sensores para operar a presiones de hasta 10.000 psi. Schlumberger provee

sensores Multisensor XT Select y los CTS (Cable-To-Surface) para sus ALS, donde en las bombas ESP predomina el uso de Multisensor XT Select y para las PCP el CTS⁶³.

➤ **Multisensor XT Select.** Estos sensores tienen dos series diferentes, cada una de las cuales hacen la medición de las variables en diferentes puntos de la bomba ESP⁶⁴.

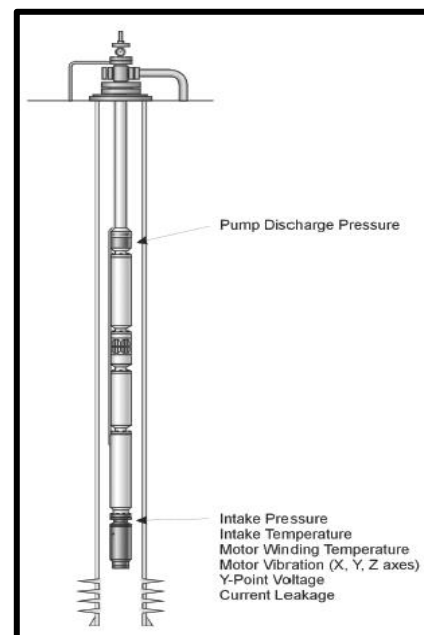
- Multisensor XT. Es un sensor análogo. Tiene las variantes Tipo 0 y Tipo 1. La Tipo 0 mide solamente las variables en fondo bajo el motor donde es instalado como se observa en la **Figura 19**. El sensor Tipo 1 que se muestra en la **Figura 20** mide las variables en el fondo y además mide la presión en la descarga de la bomba⁶⁵.

Figura 19. Sensor XT tipo 0.



Fuente: KOBYLINSKI, Lee; et al. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Schlumberger, 2008. p. 135.

Figura 20. Sensor XT tipo 1.



Fuente: KOBYLINSKI, Lee; et al. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Schlumberger, 2008. p. 136.

- Select Sensors Lite. Son sensores digitales que vienen en tres variantes disponibles, Remote Sensor 0, Remote Sensor 1 y Remote Sensor 2. El Remote

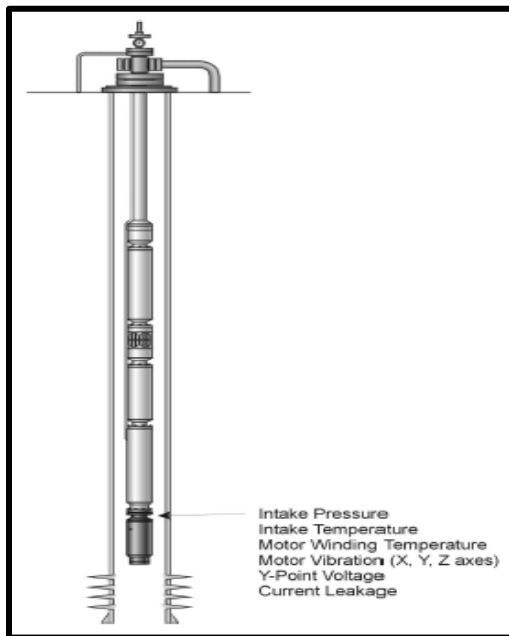
⁶³ KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no público. Schlumberger, 2008. p. 5-2.

⁶⁴ *Ibid.*, p. 5-3.

⁶⁵ *Ibid.*, p. 5-4.

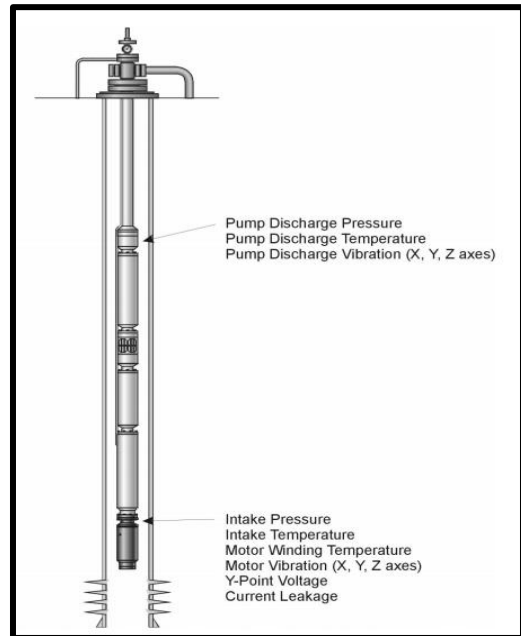
Sensor 0 mostrado en la **Figura 21** es un Tipo 1 de los XT, pero no mide la descarga. En contraste, los Remote Sensor 1 y 2 que son los de las imágenes **Figura 22** y **Figura 23** miden en la descarga con otras variables a esa altura como la temperatura de la descarga y la vibración de la descarga. Una característica adicional del Remote Sensor 2 es que tiene la posibilidad de medir variables a la altura del Intake de la bomba, por lo que da lecturas más precisas de las variables allí encontradas⁶⁶.

Figura 21. Sensor Remote 0.



Fuente: KOBYLINSKI, Lee; et al. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Schlumberger, 2008. p. 137.

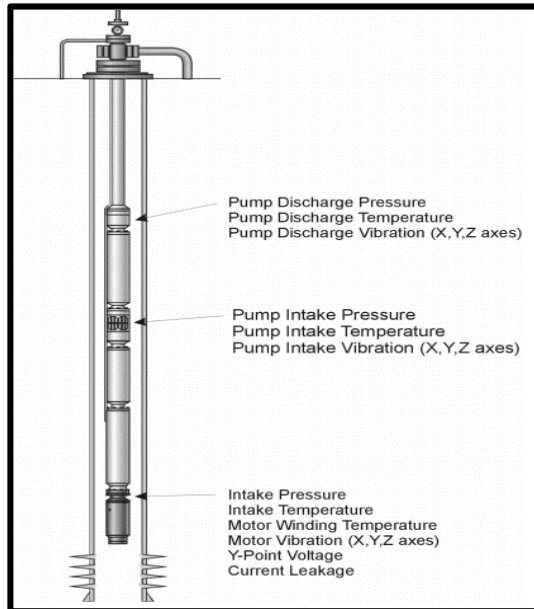
Figura 22. Sensor Remote 1.



Fuente: KOBYLINSKI, Lee; et al. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Schlumberger, 2008. p. 138.

⁶⁶ KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no público. Schlumberger, 2008. p. 5-5.

Figura 23. Sensor Remote 2.



Fuente: KOBYLINSKI, Lee; et al. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Schlumberger, 2008. p. 139.

- **CTS.** El Cable-To-Surface (Cable a superficie) es un tipo de sensor que utiliza su propio cable para funcionar, por tal razón es que no es muy usado en las ESP. Se utiliza ampliamente en los ALS como las bombas PCP, Gas Lift, Bombeo Mecánico, entre otros que no tienen cable en su configuración para funcionar⁶⁷.

2.2.2.7 Cable. Para que el motor de inducción pueda funcionar necesita de una corriente alterna, la cual es enviada desde superficie ya sea por los generadores o por las fuentes de alta tensión a través de los transformadores. El cable es esa vía de alimentación hacia el motor, pero como también se vio, es la vía de transmisión de los datos que toma el sensor de la ESP. Su selección debe hacerse bajo las siguientes consideraciones, de manera tal que soporte el tiempo suficiente bajo las condiciones agrestes en las que tiene que trabajar⁶⁸:

- Buenas propiedades eléctricas*
- Dimensiones Físicas*
- Resistencia al Ambiente
- Fuerza Mecánica

⁶⁷ KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no público. Schlumberger, 2008. p. 5-8.

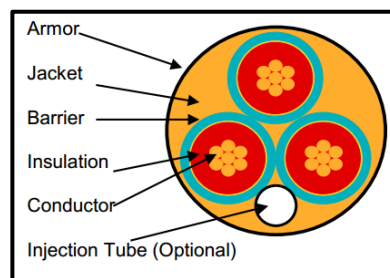
⁶⁸ *Ibid.*, p. 7-1.

* Deben tenerse en cuenta las consideraciones hechas por la American Wire Gauge (AWG).

- Temperatura de Trabajo
- Condiciones de Manejo.

Los cables son hechos para diferentes voltajes de trabajo, entre los que se encuentran 3kV, 4kV, 5kV y 8kV. También, como se puede apreciar en la **Figura 24**, los cables tienen cinco componentes principales, cuatro de los cuales le proveen protección al conductor para trabajar de manera correcta y evitar que se dañe en las condiciones extremas de trabajo, y tiene uno opcional, el capilar, para realizar trabajos de inyección química, entre otras.

Figura 24. Componentes de Cable de la ESP.



Fuente: BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Schlumberger, 2009. p. 62.

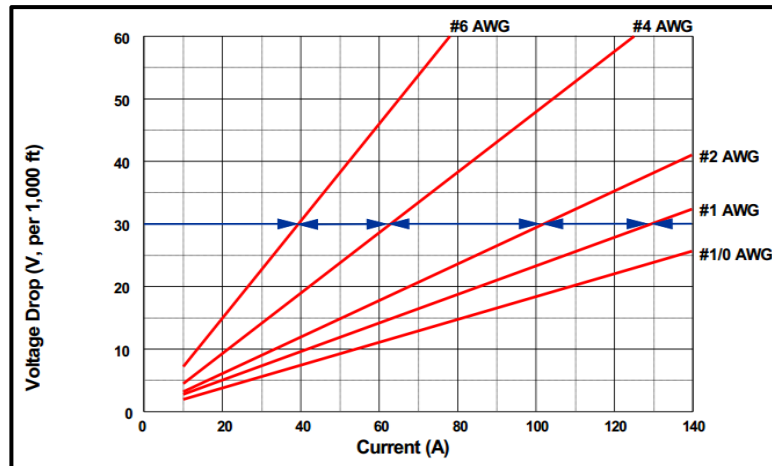
El cable debe seguir los estándares industriales que dictan la Asociación de Ingenieros de Cables Aislados (ICEA), el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) y el Instituto Americano del Petróleo (API), entidades que dictan los diseños de estos, cuáles son los test calificados y los aceptados para probarlos y como deben manufacturarse, para poder ser usados en las bombas ESP⁶⁹.

➤ **Conductor.** Es el corazón del cable y debe ser del tamaño adecuado para el voltaje que va a alimentar al motor. Así pues, si el conductor tiene un diámetro muy pequeño, generará una mayor resistencia al flujo y por ende experimentará un aumento en la temperatura, lo que se traduce en pérdida de voltaje. La **Gráfica 3** representa la pérdida de voltaje cada 1.000 pies de acuerdo con la corriente que se esté suministrando al cable, el cual está representado por la línea roja. Entre más grande sea el número (por ejemplo #6 AWG), más pequeño es el cable. Por consiguiente, se puede ver que, para una corriente dada, entre menor el diámetro del cable mayores pérdidas. Así que la selección del diámetro del conductor del cable es crucial para su correcto funcionamiento; sin embargo, un mayor diámetro

⁶⁹ KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no público. Schlumberger, 2008. p. 7-2.

de cable significa un mayor costo, así que se debe considerar un correcto funcionamiento, pero teniendo en cuenta el costo de este⁷⁰.

Gráfica 3. Determinación de la caída de voltaje cada 100 pies, teniendo en cuenta la corriente que circula y el tamaño del conductor.



Fuente: BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Schlumberger, 2009. p. 61.

El conductor viene configurado de tres maneras diferentes, sólido, por filamentos y compacto, todos hechos en cobre y cubiertos por una fina capa de aleación de plomo para protegerlos del ácido sulfhídrico (H_2S), cada uno de los cuales se describe a continuación.

- Sólido. Su perfil es el mostrado en la **Figura 25** y se caracteriza por tener un diámetro pequeño, así como también tener un bajo costo y un bajo estrés eléctrico. Sin embargo, este tipo de cable tiene una menor flexibilidad respecto a los otros dos⁷¹.
- Filamentos. Es un cable con una mayor flexibilidad. Consta de siete filamentos, uno central y seis enrollados alrededor de éste con un perfil mostrado en la **Figura 26**. Pero tiene la desventaja de que tiene un mayor diámetro, es más costoso debido a la cantidad de material que se usa y tiene un alto estrés entre este y el aislante⁷².

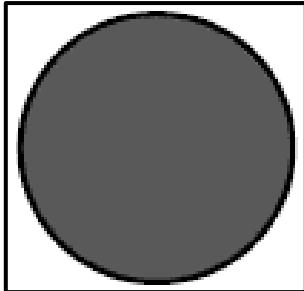
⁷⁰ KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no público. Schlumberger, 2008. p. 7-4.

⁷¹ *Ibid.*, p. 7-6.

⁷² KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no público. Schlumberger, 2008. p. 7-6.

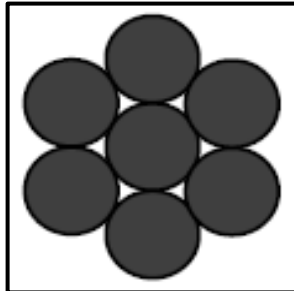
- Compacto. Tiene el perfil mostrado en la **Figura 27**. Su diámetro es mayor al del sólido, pero no más grande al de filamentos, adicionalmente es un cable con buena flexibilidad. Sin embargo, es un conductor que es costoso debido a que se debe hacer uso de mayor material para su construcción y otras herramientas para poder adquirir su estructura. Es parecido al de filamentos, seis alrededor de uno central⁷³.

Figura 25. Perfil de conductor sólido.



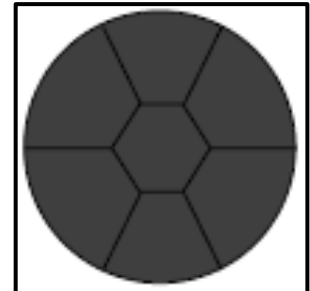
Fuente: KOBYLINSKI, Lee; et al. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Schlumberger, 2008. p. 183.

Figura 26. Perfil de conductor de filamentos.



Fuente: KOBYLINSKI, Lee; et al. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Schlumberger, 2008. p. 183.

Figura 27. Perfil de conductor compacto.



Fuente: KOBYLINSKI, Lee; et al. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Schlumberger, 2008. p. 183.

➤ **Aislante.** Es la capa dieléctrica que se encarga de aislar los tres conductores que conforman el cable. Para su manufactura, el cable puede tener tres opciones de materiales como aislantes, los cuales son⁷⁴:

- Polipropileno (PPE).
- Etileno Propileno Dieno (EPDM).
- PEEK.

El grosor del aislante dependerá del voltaje que maneje el conductor, así pues, cables con voltaje de 8kV tendrá un aislamiento mucho más grueso que un cable que maneje un voltaje de cuatro o cinco kV⁷⁵.

➤ **Barrera.** La idea de esta capa es proteger al material aislante y al conductor del rápido deterioro que podrían tener debido a los fluidos del pozo. Las barreras han sido diseñadas para soportar ambientes hostiles como los de fondo de pozo y

⁷³ Ibid., p. 7-6.

⁷⁴ Ibid., p. 7-7.

⁷⁵ Ibid., 7-8.

proteger a los materiales internos del cable⁷⁶. En la industria, las barreras se manufacturan sin plomo y con plomo y su uso está determinado por las condiciones de trabajo a que estará expuesto el cable.

➤ **Chaqueta.** Es la que provee la resistencia al daño para el conductor y su selección dependerá de la aplicación a darle. Para la chaqueta se tienen materiales como el Polipropileno de Alta Densidad, el Nitrilo y el EPDM. El Nitrilo trabaja a bajas temperaturas, tiene buena resistencia al petróleo, pero cuando se tienen altos cortes de agua no es bueno resistiendo⁷⁷.

➤ **Armadura.** La armadura es la últimas de las capas que comprenden el cable. Es la encargada de protegerlo del daño mecánico que pueda sufrir y sirve como refuerzo contra el hinchamiento de la camisa (en caso de usar EPDM). Ha sido diseñada para soportar ambientes corrosivos y dependiendo de la agresividad de dicho ambiente se selecciona el material que la compone de tres opciones disponibles⁷⁸. A nivel industrial, la armadura puede manufacturarse de tres materiales diferentes, lo cuales son: Acero Galvanizado, Acero Inoxidable y el Monel (Aleación Niquel-Cobre)

La armadura tiene diferentes perfiles, cada uno de los cuales dependerá del tipo de cable y de la complejidad en su construcción. El mostrado en la **Figura 28** es más usado para cables redondos, mientras que los mostrados en las figuras **Figura 29** y **Figura 30** son perfiles para cable plano⁷⁹.

Asimismo, el cable también cuenta con dos configuraciones diferentes, mostradas en las figuras **Figura 31** (cable redondo), y la **Figura 32** (cable plano). El cable redondo trabaja bien en pozos altamente desviados, pero tiene problemas para pasar por anulares pequeños. El cable plano es muy bueno en pozos con anulares pequeños y tiene un mejor control de la temperatura⁸⁰.

➤ **Capilar.** Es un tubo de diámetro pequeño que se introduce en la chaqueta del cable, con el fin de permitir realizar trabajos de inyección de químicos u otras sustancias para tratamientos en fondo de pozo. Es un elemento opcional en el cable.

⁷⁶ KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no público. Schlumberger, 2008. p. 7-9.

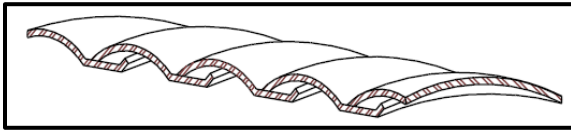
⁷⁷ *Ibid.*, p. 7-10.

⁷⁸ *Ibid.*, p. 7-11.

⁷⁹ *Ibid.*, p. 7-11.

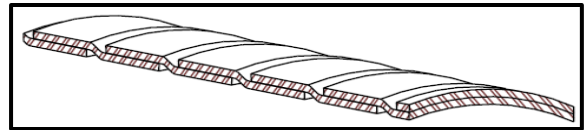
⁸⁰ *Ibid.*, p. 7-12.

Figura 28. Perfil de armadura para cable redondo.



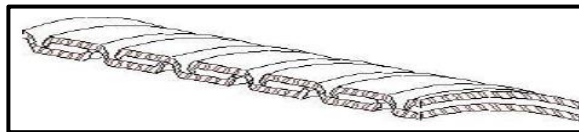
Fuente: KOBYLINSKI, Lee; et al. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Schlumberger, 2008. p. 183.

Figura 29. Perfil de armadura para cable plano.



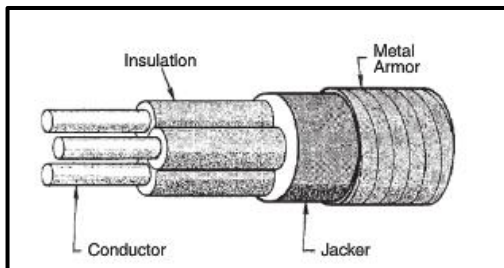
Fuente: KOBYLINSKI, Lee; et al. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Schlumberger, 2008. p. 183.

Figura 30. Segundo perfil de armadura para cable plano.



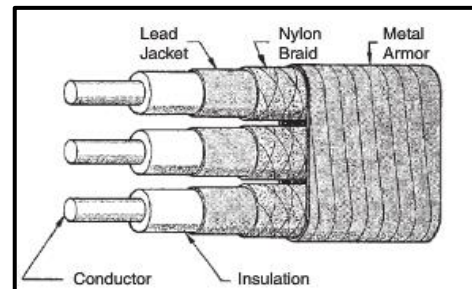
Fuente: KOBYLINSKI, Lee; et al. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Schlumberger, 2008. p. 183.

Figura 31. Cable redondo para ESP.



Fuente: TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations and Maintenance. 2009. p. 108.

Figura 32. Cable plano para ESP.



Fuente: TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations and Maintenance. 2009. p. 108.

➤ **Motor Lead Extension (MLE).** El MLE hace referencia a los últimos pies de cable que se conectan al motor. Se empalman haciendo la conexión entre los conductores de cada uno y su función es permitir una conexión mucho más fácil con el motor mediante el Pothead o la cabeza metálica que se observa en la **Imagen 6**. El Pothead alinea y organiza los conductores de manera tal que solo se deba conectar al motor. Debido a que tiene que soportar ambientes con altas temperaturas, altamente corrosivos y hostiles, su material de construcción es el Monel.

Imagen 6. Motor Lead Extension.



Fuente: SCHLUMBERGER. REDA
Cables: Power cables and motor lead
extension. 2014. p. 14.

3. SERVICIO DE REAL TIME

A continuación, se realizará la descripción del servicio de monitoreo Real Time, explicando en qué consiste, como funciona, que controla, como está distribuido en los 15 pozos del Campo Casabe en los cuales se encuentra instalado, mostrando el estado mecánico de cada pozo y el tipo de bomba en ellos; se describirá, además, como se realizó la selección de los cinco pozos de estudio que cuentan con bombas electrosumergibles instaladas y los parámetros que se siguieron para poder seleccionarlos y las tendencias identificadas con el monitoreo Real Time en ellos. Todo esto con el fin de dar un panorama mucho más amplio del monitoreo Real Time y de los beneficios que genera.

3.1 SERVICIO DE MONITOREO REAL TIME

A nivel mundial Schlumberger (SLB) tiene seis centros de vigilancia de los sistemas de levantamiento artificial (ALS) ubicados en las ciudades de Houston (Estados Unidos), Bogotá (Colombia), Inverurie (Escocia), El Cairo (Egipto), Kuwait City (Kuwait), Tyumen (Rusia) y Jakarta (Indonesia). En Latinoamérica, la central de Bogotá se encarga de monitorear los ALS de alrededor de 1000 pozos, representando el 35% del total de pozos de SLB en la zona. Clientes en países como México, Ecuador, Perú, Argentina, Brasil y Colombia son los que tiene en funcionamiento el servicio con el fin de dar seguimiento continuo a sus pozos.

El monitoreo Real Time consiste en la vigilancia de los sistemas de levantamiento artificial desde una locación “remota” o fuera del Campo, permitiendo de esta manera hacer configuraciones, ajuste de parámetros de trabajo, seguimientos de tendencias y diagnósticos de estos en tiempo real, actuando de manera oportuna a los problemas que pueden presentarse. Para poder lograr esto, se deben tener en Campo (wellsite) varios elementos que faculten el envío de la información vía satélite y que, a su vez, permita la visualización de estos vía página web desde cualquier dispositivo.

La descripción de los componentes del servicio, todo lo que necesita para funcionar, protocolos de comunicación y demás partes, así como también los parámetros que se monitorean por parte del Centro de Operación Remota (ROC), tanto en fondo como en superficie, se hará a continuación.

3.1.1 Componentes del servicio de monitoreo. La comunicación con el pozo se hace a través de una página web a la que solo tiene acceso el prestador del servicio (Schlumberger) y el cliente (Ecopetrol). Allí, es posible ver el estado del equipo, si está transmitiendo, si está apagado, si está alarmando, y en caso de que esté alarmando, verificar qué parámetro genera la alarma, entre otras.

Para lograr esto se necesita una Caja de Comunicación en Sitio (Site Communication Box - SCB), la cual, en conjunto con una BGAN (Broadband Global Area Network) (sistema que permite generar una conexión de internet de manera

global) y una antena, envía los datos adquiridos por el controlador del sistema de levantamiento artificial. Cada uno de estos elementos se irá explicando, dejándolos claros.

3.1.1.1 Caja de Comunicación (SCB). La **Imagen 7** ilustra una caja. En el proceso de comunicación, esta hace el papel de teléfono móvil, permitiendo el enlace con la locación. Mediante protocolo ModBus TCP/IP, es decir, un protocolo de comunicación entre cliente/servidor o maestro/esclavo que se logra mediante dispositivos inteligentes vía internet (Ethernet), la caja de comunicación toma todos los datos almacenados por el controlador del variador de frecuencia con el fin de enviarlos por el elemento de comunicación satelital de la cadena de transmisión.

A continuación, se describen algunas partes importantes de la caja de comunicación.

Imagen 7. Caja de comunicación en sitio.



Fuente: SCHLUMBERGER. LiftWatcher Field Training. 2010. p. 18.

➤ **PAC.** También conocido como Procesador Programable de Automatización. El PAC, es el cerebro de la caja de comunicación y es el que adquiere los datos de las unidades terminales remotas (RTU), un dispositivo electrónico que se maneja mediante microprocesadores y que es capaz de adquirir información, controlar dispositivos, entre otras acciones; papel que cumple el controlador del variador de frecuencia. Adicionalmente, permite la comunicación en doble vía, lo que provee la capacidad de enviar información, pero también de recibir instrucciones desde remoto para manejar el sistema de levantamiento⁸¹.

⁸¹ SCHLUMBERGER. Liftwatcher Field Training. 2010.

➤ **Batería de respaldo.** La caja de comunicación cuenta con una batería de 12V de corriente directa que la respalda en caso de que la fuente principal de energía falle, permitiendo enviar la notificación de dicha falla y seguir transmitiendo⁸².

➤ **Filtro de Armónicos.** Ya que la fuente principal de corriente alterna suele tener muchas variaciones en las ondas en las cuales se transmite, este elemento permite corregir dichas variaciones para asegurar que no provoquen daños a los componentes eléctricos de la caja de comunicación. Los armónicos son exclusivos de las fuentes de corriente alterna, por lo que su control es de sumo cuidado si no se quiere que los dispositivos se dañen debido a las fluctuaciones de la corriente⁸³.

3.1.1.2 Red de Área Global de Banda Ancha (BGAN). La BGAN es un elemento adicional con el que se enlaza el PAC de la caja de comunicación. Mediante la conexión Ethernet (protocolo de internet nombrado en la sección 3.1.1.1.) en el PAC, la BGAN toma los datos y los envía satelitalmente para ser visualizados vía página web. En ella, se incorpora una tarjeta SIM, la cual adquiere una dirección IP única una vez es activada; es la que permite establecer la comunicación satelital con el Centro de Operación Remota (ROC) y trabajar el sistema como si fuera un teléfono móvil.

3.1.1.3 Antena. Es la encargada de la recepción y envío de los datos vía satélite. Su ubicación y buena puntería hacia el satélite asegura que los datos no tengan intermitencia. Su superficie es plana para asegurar una buena área de recepción y va conectada a la BGAN para poder hacer emisión y recepción de información.

3.1.2 Parámetros controlados por el ROC. En pozo los datos se adquieren mediante el sensor instalado en el sistema ESP para luego ser visualizados vía web. El Centro de Operación Remota tiene la capacidad de poder ajustar algunos parámetros, como por ejemplo la frecuencia, y configurar valores de protección (detención – trip) de variables como presión de succión (PIP), vibración, corriente de motor, entre otros. Estos últimos son configurados desde remoto en el controlador, pero en la página web de visualización de parámetros, también se configuran alarmas con el fin de notificar una tendencia anómala de alguno o todos los parámetros, de manera tal que se pueda tomar acción antes de que el sistema llegue a apagarse.

Hay que hacer una distinción entre estos dos conceptos alarma y trip (apagado), ya que no son iguales y tienden a confundirse. Una alarma es un parámetro configurado por el Centro de Operación Remota (ROC) en la web de monitoreo; en comparación con un trip, a una alarma se le configuran, generalmente, cuatro valores: un valor alto (High Alarm), uno alto-alto (High-High Alarm), un valor bajo (Low Alarm) y otro bajo-bajo (Low-Low Alarm), todo esto con el fin de ser notificados

⁸² Ibid.

⁸³ Ibid.

con anterioridad sobre la tendencia que está teniendo el equipo. Un trip (apagado), por otro lado, es un valor que se configura en el controlador del variador con el fin de que una vez la variable llegue al valor configurado el equipo se apague para evitar que trabaje por tiempos prolongados en dicha condición.

En ese sentido, las variables que son monitoreadas por el Centro de Operación Remota (ROC), se nombran a continuación, empezando por los parámetros de fondo que son los de la ESP, y luego los de superficie, leídos en el variador.

3.1.2.1 Parámetros de fondo. Los parámetros de fondo son los que permiten, mediante las tendencias que siguen, determinar y diagnosticar que puede estar sucediendo en el pozo y en la ESP, de manera tal que se puedan tomar acciones correctivas que permitan proteger la integridad del equipo electrosumergible.

➤ **Amperaje.** El amperaje hace referencia a la corriente de motor que está marcando el controlador del equipo ESP. Los motores de este ALS son manufacturados para trabajar a un máximo voltaje y amperaje (valores de placa) y si llegan a ser excedidos el motor se dañará. La demanda de energía para poder desplazar el fluido la da la bomba centrífuga. Generalmente, cuando el equipo se encuentra trabajando a una frecuencia dada, el amperaje del motor tenderá a tener un valor constante, siempre y cuando el fluido que esté moviendo la bomba centrífuga sea el mismo. Si a esa frecuencia estable de trabajo pasa un fluido más denso por la bomba, esta demandará mayor energía para trabajar y el amperaje del motor aumentará; si es un fluido menos denso, ocurrirá lo contrario. Cuando se aumenta la frecuencia de trabajo de la bomba, la bomba trabajará más para desplazar más fluido y por ende y por ende el amperaje del motor aumenta; cuando se reduce la frecuencia ocurre lo contrario. El amperaje es un valor importante en el monitoreo de una bomba electro sumergible porque permite identificar que está pasando a través de la bomba, ya sea un fluido más o menos denso, o determinar si se partió algún eje del equipo, entre otros. Su unidad es el Amperio, [A], y ha sido el valor más utilizado en la industria para monitorear el comportamiento del equipo.

➤ **Temperatura de Motor.** Una vez el equipo inicia su funcionamiento, el motor tiende a aumentar su temperatura debido a que el bobinado con el que ha sido construido empieza a calentarse. Generalmente, la temperatura de motor tiene un valor estable debido a que el fluido del pozo pasando alrededor y el aceite mineral que tiene en su interior lo refrigeran. Al igual que el amperaje, su valor aumenta cuando se aumenta la frecuencia de trabajo y disminuye cuando se reduce esta última. Su tendencia permite determinar si el equipo no tiene refrigeración o que algo anómalo está ocurriendo en fondo de pozo. Su unidad son los grados Fahrenheit, [°F].

➤ **Temperatura de succión.** Su unidad son los grados Fahrenheit, [°F], y al igual que la temperatura de motor, permite determinar si hay alguna anomalía ocurriendo en fondo. Sin embargo, se monitorea para que su valor no exceda un máximo

debido a que se puede tener en peligro la integridad del sensor de fondo, el cual soporta máximo 302°F (150°C).

➤ **Presión de succión.** Este parámetro se monitorea ya que permite asegurar que la bomba se mantenga en sumergencia durante su operación y evitar que trabaje en seco. Cada vez que se incrementa frecuencia, la bomba empieza a permitir mayor cantidad de fluido, por lo que la columna de fluido disminuirá su altura y el nivel dinámico cambiará; así pues, este valor debe tenerse en monitoreo para que no ocurra el efecto mencionado inicialmente. Su unidad son las libras por pulgada cuadrada, [Psi].

➤ **Presión de descarga.** La presión de descarga es la generada por la bomba una vez le incrementa la energía al fluido para que llegue a superficie. Su comportamiento permite evidenciar gas a través de ella, que hay algún taponamiento en la tubería de producción, que se ha producido algún tipo de choque en superficie, entre otras. Su unidad, al igual que la presión de succión, son las libras por pulgada cuadrada, [Psi].

➤ **Vibración.** Permite controlar la cantidad de vibración que está sufriendo el equipo y detectar diferentes condiciones como alta producción de sólidos, eje roto, entre otros. Se mide mediante acelerómetros y su control evita el desgaste de los diferentes componentes de la bomba debido a que las altas vibraciones generan altas frecuencias que desgastan los materiales. Se cuantifica en unidades de gravedad, [G].

3.1.2.2 Parámetros de superficie. Hacen referencia a los parámetros configurados en el variador. Son los que controlan la ESP y rigen el comportamiento de esta dependiendo de cómo sean configurados.

➤ **Corriente del Variador (VSD Current).** Es un parámetro que se obtiene directamente del variador de frecuencia y es precisamente su corriente. Este valor es la medida de la corriente medida en las tres fases en la que es alimentada. Parte de esta corriente es cedida al motor para su funcionamiento teniendo en cuenta la relación de transformación. Las unidades de este parámetro son los Amperios, [A].

➤ **Carga del Variador (VSD Load).** Representa lo cargado que se encuentra el variador, es decir, que tanto de su capacidad está siendo usada en el trabajo del sistema de levantamiento. Su valor viene dado en porcentaje, [%].

➤ **Frecuencia.** Representa la frecuencia a la cual el controlador le ordena al variador trabajar la bomba centrífuga y, por ende, determina la velocidad de rotación de esta; su unidad de trabajo son los Hertz, [Hz]. En la teoría, las bombas ESP trabajan a 3600 RPM a una frecuencia de 60 Hz, sin embargo, debido a pérdidas que se dan en el sistema eléctrico las 3600 RPM no son efectivas.

➤ **Frecuencia Base.** Esta variable es la que determina la salida máxima de voltaje del variador, el cual teóricamente saca un máximo de 480V a 60Hz. Así pues, este valor determina el comportamiento de los equipos, y su correcta configuración asegura que no trabajen en algún tipo de estrés eléctrico. Su unidad son los Hertz, [Hz].

➤ **Relación de transformación.** La relación de transformación es un parámetro que permite hacer el cálculo del amperaje del motor. Si su valor no es configurado de manera correcta, un valor erróneo de amperaje de motor será mostrada y por ende llevará a problemas operacionales. Para obtener el valor, se procede a hacer la relación entre el voltaje máximo de salida del variador que alimenta al motor y el voltaje nominal del motor. Esta relación puede hacerse tanto variador/motor o motor/variador. La primera manera arroja un número entre cero y uno (0 y 1); mientras que la segunda manera, arroja un número mayor a uno. Schlumberger realiza el cálculo de la relación de la primera manera, de esta forma se asegura la protección del equipo de fondo.

➤ **Voltaje de entrada.** Es el voltaje que está suministrando la fuente de alimentación del sistema a la entrada del variador. Al trabajar con variadores de frecuencia de bajo voltaje, este debe ser máximo 480V. Sus unidades son los voltios [V].

➤ **Voltaje de alimentación.** Es el voltaje usado para alimentar y energizar internamente al variador. Generalmente es un valor menor al voltaje de entrada y salida, aproximadamente la mitad de dichos valores. Su unidad son los voltios [V] y se mantiene monitoreada para no superar el voltaje máximo de los componentes que llevaría a que se quemaran.

➤ **Voltaje de salida.** Es el voltaje medido a la salida del variador y no supera el voltaje máximo que puede entregar el variador (480V). Muchas veces ocurre que el voltaje de salida es mayor al voltaje de entrada y teóricamente esto no es posible ya que la misma tensión de alimentación a la entrada es la que se da a la salida. Sin embargo, el aumento en el valor de salida se da debido a que componentes internos del variador le proporcionan un aumento y por ende se da este efecto. Ahora, el voltaje de salida se regula teniendo en cuenta la frecuencia base, es decir, al valor de la frecuencia base el voltaje de salida será el valor máximo; por ejemplo, si la frecuencia base es 60Hz, una vez se llegue a esta frecuencia de trabajo el voltaje de salida será 480V. Si la frecuencia base es 70Hz, a esa frecuencia de trabajo se darán los 480V.

Ya se tiene como funciona el servicio y lo que monitorea: A continuación, se describirá como está distribuido en Casabe, las ventajas y beneficios que brinda el servicio.

3.2 DISTRIBUCIÓN DEL MONITOREO REAL TIME PARA BOMBAS ESP EN CASABE

La particularidad de Casabe es que su operación es entre Ecopetrol y Schlumberger, empresas que formaron una alianza en el año 2004 con el fin de revitalizar el Campo. La figura de operadora de Schlumberger (SPM – Schlumberger Production Management) recurre a las áreas de prestación de servicios de esta, con el fin de ofrecer los servicios para el Campo. Pero allí no solo se encuentran equipos de Schlumberger, Halliburton, TDA (Técnicos Diesel Asociados), SLACOL y Baker Hughes – GE también brindan sus servicios.

Para Casabe, se tiene el servicio en 15 pozos productores, cada uno con su equipo de comunicación independiente, lo que significa que no hay inconvenientes con otros pozos. En estos quince pozos, 12 cuentan con variadores Schlumberger, dos con variador de SLACOL y uno con variador de Baker. Adicionalmente, de los quince pozos, 12 son equipos electrosumergibles provistos por Schlumberger, uno es un equipo Electro-PCP provisto por Baker Hughes y dos son bomba V-Pump provista por EMS. Sin embargo, la razón principal por la que estos equipos son los que cuentan con el monitoreo es porque son los pozos con el comportamiento más errático, es decir, son equipos que no logran tener un comportamiento estable, donde las corrientes de motor suelen variar demasiado, llevando a la sobre corriente o baja corriente; donde las presiones de succión son muy sensibles, y si el drawdown es muy agresivo, el equipo puede quedar sin sumergencia; o producen tantos solidos que la vibración del equipo puede ser excesiva, produciendo daños por altas frecuencias vibratorias. No son los únicos parámetros de cuidado, temperatura de motor y de succión y presión de descarga también tienden a tener comportamientos erráticos que deben ser vigilados.

En estos pozos se tienen irrupciones de gas repentinas, altos cortes de arena en la producción, depositación de scale en los equipos, entre otros, por lo que en ellos se tienen tratamientos químicos y control de solidos con mallas, equipos de control de gas, entre otros. Con el fin explicar que tiene cada pozo, se hará la descripción de uno de los pozos, dejando claro todo lo que tiene. Los otros 14 pozos podrán ser encontrados en el **Anexo A**, donde se especifican sus componentes.

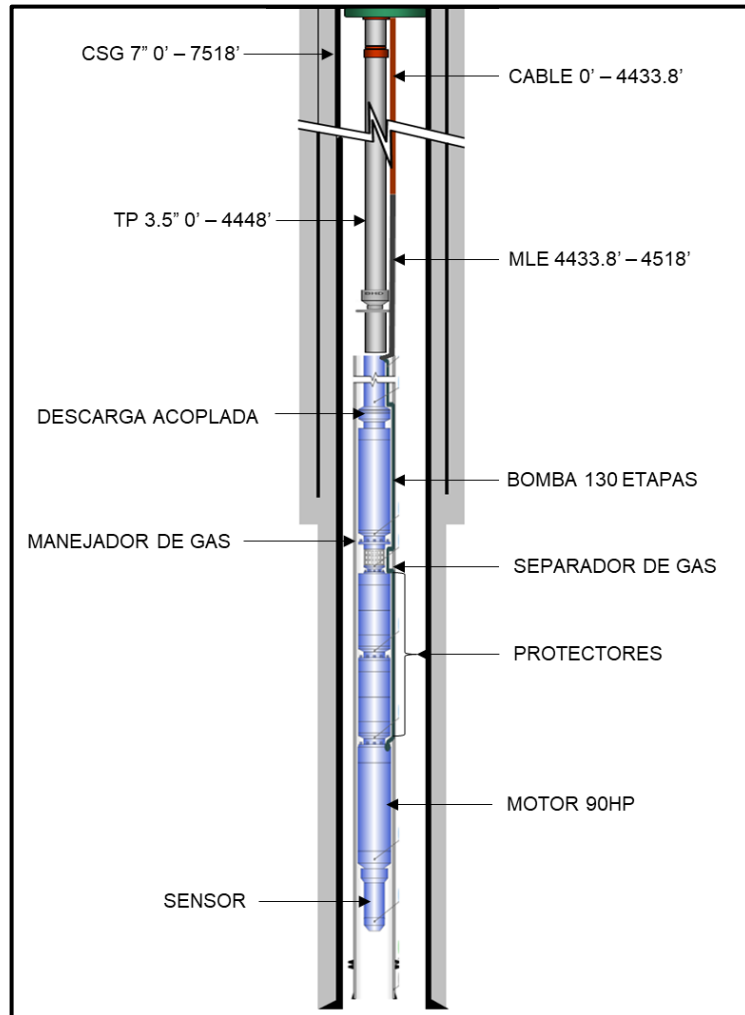
3.2.1 Pozo A. Con el fin de detallar el pozo, se nombrarán características de este como su producción diaria promedio, intervalo de tiempo de adquisición y envío de datos, componentes en fondo y en superficie, describiendo sus características importantes.

3.2.1.1 Componentes de fondo. La **Figura 33** muestra el estado mecánico del pozo. Cuenta con una bomba de 197 etapas de Schlumberger que está generando un delta de presión de 1500 psi, produciendo en promedio 260 barriles aproximadamente, con etapas de impulsores de flujo mixto para permitir el paso de material sólido sin atascar la etapa. La **Gráfica 4** representan la curva de la bomba para una frecuencia de 60 Hz y para una sola etapa. En ella se ve la zona de trabajo

óptima de la bomba, representada por la franja amarilla; la eficiencia de la bomba, representada por la línea negra; la cabeza generada representada en pies, básicamente indicando los pies que levanta cada etapa de la bomba; y finalmente, la potencia que consume cada etapa en caballos de fuerza (HP). Si el punto de operación de la bomba cae por fuera de la franja amarilla, la bomba va a presentar eventos de downthrust si queda por fuera en la zona izquierda, significando que no tiene suficiente fluido para mover; o eventos de upthrust si queda por fuera en la zona derecha, significando que la bomba tiene exceso de producción. Ahora, ya que tan solo produce 260 barriles diarios, la curva diría que el equipo se encuentra en downthrust, pero el equipo no trabaja a 60 Hz, trabaja a una frecuencia menor, entre 40 y 53 Hz, por lo que la curva se reajusta a esa frecuencia y la bomba trabaja en rango sin problema. En la **Gráfica 5** ya se puede ver el punto de operación del equipo a una frecuencia de 44 Hz, para producir los 260 barriles promedio que da el pozo.

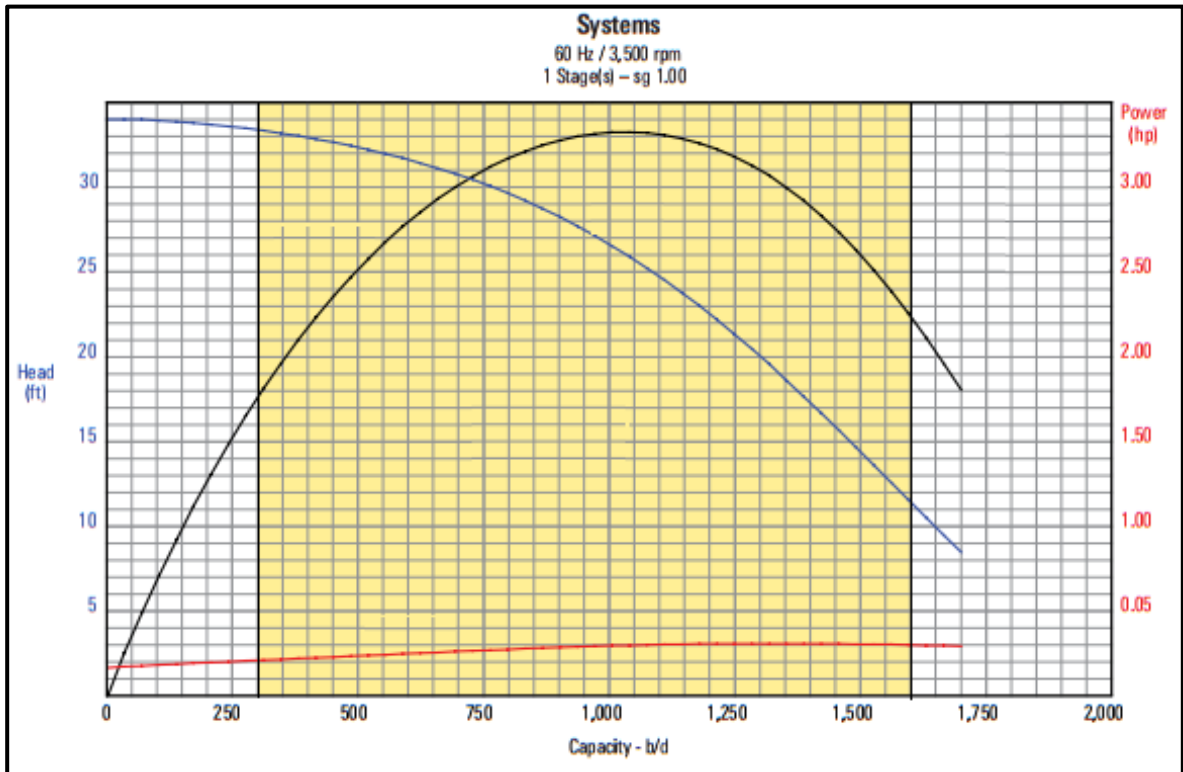
Como se observa, la **Figura 33** muestra también separador de gas y manejador, lo que significa que los volúmenes de gas trabajados en el pozo son considerables y el separador no logra cumplir su función, por lo que es vital el uso de un manejador que permita que la bomba lo pueda producir sin problema.

Figura 33. Estado mecánico del Pozo A.



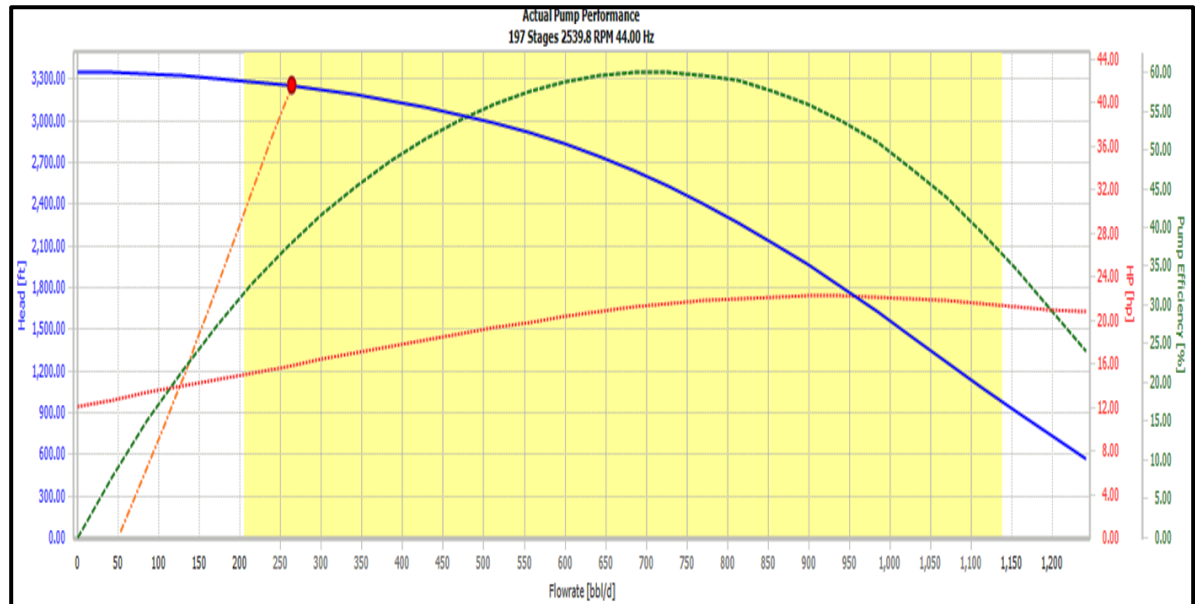
Fuente: SCHLUMBERGER. Artificial Lift Department.

Gráfica 4. Curva de operación de la bomba instalada en el Pozo A.



Fuente: SCHLUMBERGER. Artificial Lift Department.

Gráfica 5. Punto de operación de la bomba instalada en el Pozo A.



Fuente: SCHLUMBERGER. Artificial Lift Department.

Este equipo tiene en fondo una característica especial y es que cuenta con unas mallas por debajo de todo el BHA de la ESP, con el fin de proveer una primera etapa de filtración de sólidos ya que los cortes de arena son muy altos. Es un pozo que ha tenido seis instalaciones de equipos ESP, y las razones para sacar los equipos han sido, en su mayoría (50%) el taponamiento de las mallas que no permiten el paso del fluido para que llegue a la succión.

Para todos los pozos se tiene que son tipo ese (S), con inclinaciones máximas de 10° y doglegs severity que varían entre los 0.5° y los 4° cada 100 pies, pero los equipos no están asentados en la tangente del pozo.

3.2.1.2 Componentes de superficie. Hay que dejar claro que en superficie se encuentran muchos elementos para manejar la ESP como los nombrado en la Sección 2. Sin embargo, acá solo se hablará de los elementos que intervienen con el servicio de monitoreo Real Time, lo que significa que los transformadores no se tomarán en cuenta.

El Pozo A cuenta con un Variador de Frecuencia de Schlumberger, donde el controlador de este está adquiriendo datos cada minuto, intervalo de tiempo al que también son enviados para ser monitoreados. Es un variador de 12 pulsos, por lo que es excelente para soportar los armónicos que genere la fuente de alimentación. Cuenta con una caja de comunicación independiente para la parte de monitoreo.

3.2.2 Beneficios. El monitoreo Real Time genera varios beneficios, muchos de los cuales se traducen en menores pérdidas económicas para el cliente. La **Tabla 2** muestra un listado de los beneficios que este genera

Tabla 2. Beneficios del servicio de monitoreo Real Time.

BENEFICIOS
<ul style="list-style-type: none">• Envío de alertas notificando tendencias anómalas.• Reducción en el número de detenciones del equipo.• Aumento en el tiempo de vida de la bomba en el pozo.• Reducción en el tiempo de detención del equipo.• Permite el diagnóstico previo para el estudio del incremento de la producción.• Reducción en producción diferida.• Optimización de las condiciones operativas del sistema de levantamiento.• Toma de acciones a tiempo durante eventos anómalos.• Reducción en el número de intervenciones a pozo.• Reducción de costos operativos a pesar de entrar como OPEX en la operación de producción

Fuente: Elaboración propia.

3.3 SERVICIO DE REAL TIME EN CINCO POZOS DE CASABE

Ya que la descripción del servicio en todo Casabe se hizo, a continuación, se describirá como fue el proceso de selección de los cinco pozos a trabajar, los parámetros que se siguieron para que se tomaran como candidatos.

3.3.1 Proceso de Selección. Monitorear en tiempo real los pozos requiere que se analice mucha información inmediatamente, que cada actividad que se realice en el pozo ya sea en sitio o desde remoto, sea registrada en una bitácora de eventos diaria. Adicionalmente, cuando ocurre un evento o se ve una tendencia anormal, se hace envío de alertas, la cuales son registradas en un archivo. En ellas, se envían las posibles causas de la tendencia con una serie de recomendaciones para poder devolver el equipo a su estado normal, razón por la cual son creadas también en una plataforma web para hacerles seguimiento y dejar registro de lo que se realizó en Campo cuando se alertó de la condición o si se permitió que la tendencia continuara hasta provocar una parada del equipo o la falla de este.

A continuación, se nombran cada uno de los parámetros que se tomaron en cuenta para hacer la selección de los cinco pozos candidatos.

3.3.1.1 Influencia del monitoreo. La característica importante que permitió la selección de los candidatos fue la influencia del monitoreo. Como se mencionó, toda la actividad es registrada en una bitácora. Sin embargo, se toma como influencia

toda aquella actividad que fue realizada desde remoto, desde el ajuste de una configuración en el variador, pasando por hacer cambios de frecuencia, hasta realizar arranques de equipos después de una detención (shutdown). Cada una de estas actividades permite que la movilización al pozo sea evitada, de manera tal que se reduzcan tiempos de no producción y el riesgo HSE.

➤ **Cambios de configuración.** Ajustar la configuración hace referencia a cambiar uno o todos los valores de las protecciones de la ESP o del variador. Las protecciones que se tienen para la ESP pueden ser alta temperatura de motor, alta o baja corriente, baja presión de succión, altas vibraciones, valores que determinan en qué momento debe apagarse el equipo para protegerse; protecciones del variador se pueden configurar altas temperaturas, altos o bajos voltajes de alimentación.

También se hace referencia a cambiar el modo en el que trabaja el equipo, es decir, si trabaja en modo frecuencia, en modo presión de succión, modo presión de descarga o modo corriente de motor; cada modo determina el comportamiento de los demás parámetros. A cambiar el intervalo de tiempo de lectura de los datos. Todo esto hay que hacerlo directamente en el controlador del variador de frecuencia, pero con la ayuda del monitoreo, desplazarse hasta sitio para realizarlos no es necesario.

➤ **Cambios de frecuencia.** Como se sabe, el sistema ESP cuenta en superficie con un variador de frecuencia (VSD) que permite regular la velocidad con la que trabaja la bomba ESP mediante el ajuste de la frecuencia de la corriente de alimentación. Cuando se aumenta la frecuencia, el motor de la bomba aumenta sus revoluciones lo que provoca que la bomba centrífuga succione y levante más fluido. Si la PIP lo permite, hacer los aumentos de frecuencia con el fin de aumentar el caudal de flujo es posible; sin embargo, si es un pozo que no tiene la posibilidad de mantener un nivel dinámico estable, hay que reducir la frecuencia para evitar que la bomba trabaje en baja sumergencia. En cualquiera de los dos casos, estos ajustes de frecuencia habría que hacerlos en sitio implicando, al igual que los ajustes de la configuración, movilización de personal. Cuando se tiene el monitoreo, determinar si el aumento o reducción de la frecuencia es posible, permite no solo evitar la movilización a Campo de personal, sino que, además, evita que se lleve al equipo a trabajar en condiciones que lo puedan afectar.

➤ **Envío de alertas.** Notificar al operador de las tendencias anormales que pueda estar teniendo el equipo durante su operación es de vital importancia en la prestación de este servicio. Por ejemplo, cuando ocurre un evento de gas, lo importante es evitar que la bomba se quede bloqueada por ese fluido. En caso de ser así, al ser un fluido compresible, la producción caerá debido a la reducción en la capacidad de cada etapa y se producirá un desgaste debido al roce metal-metal.

Para evitar esto, la tendencia es detectada y se notifica al operador vía llamada telefónica y vía correo electrónico; en esta notificación se expone la situación que se está presentando, el tiempo que lleva la situación ocurriendo, las posibles causas del evento y las sugerencias para mitigarlo, así como también el código que representa el evento. Para eventos como el que se expone, hacer maniobras de cambio de frecuencia permite desbloquear el equipo y devolverlo a su tendencia normal. Generalmente este evento de gas tiene el código “Bajo Flujo” (LowFlow) ya que la presión de descarga se cae y la carga del motor hace lo mismo.

Pero no es el único evento que puede ocurrir en la operación de las bombas ESP. A continuación, se enlistan los demás códigos que se envían en las alertas para notificar lo que esté ocurriendo:

- Pérdida de Presión en Cabeza o Dead head (DH): indica que se tiene algún tipo de restricción o taponamiento en cabeza.
- No Bombeo o Pump-Off (PO): notifica que la bomba ESP deja de trabajar con suficiente sumergencia
- Mecánico en Fondo o Downhole Mechanical (DM): notifica que la integridad de algún elemento en fondo se encuentra en riesgo como, por ejemplo, el eje de la bomba ESP.
- Eléctrico en Fondo o Downhole Electrical (DE): indica que la integridad eléctrica del motor de fondo se encuentra en riesgo y es necesario tomar acción para evitar el daño de este.
- Procedimiento de Arranque o Startup Procedure (SP): este código se envía en la alerta cuando se intentan demasiados arranques y el equipo no logra iniciar la operación. Estos múltiples arranques fallidos pueden partir los ejes de la bomba por picos de caballaje generados por el motor o quemar el motor por picos de amperaje que se generan.
- Bajo Flujo o LowFlow (LF): notifica que la ESP no está trabajando con la cantidad de fluido suficiente y se corre el riesgo de que se presente un posible desgaste en las etapas por no tener suficiente lubricación.
- Eléctrico en Superficie o Surface Electrical (SE): indica que se están presentando problemas con los voltajes de alimentación que pueden tener fluctuaciones peligrosas para el sistema o indicar que hay configuraciones en el variador que no están protegiendo correctamente al equipo eléctrico del fondo (motor).
- Falla del Sensor o Gauge Fault (GF): notifica que se están presentando problemas con el sensor de fondo, el cual, puede sufrir un corto circuito, arrojar lecturas erróneas o que el termopar que censa la temperatura del motor no funcione correctamente.
- Transmisión de Datos o Data Transmission (DT): indica que se presentan problemas con la transmisión de los datos, ya sea por condiciones climáticas, mala ubicación de los elementos transmisores o desconexión de estos.
- Información o Information (I): su finalidad es notificar sobre tendencias que afecten el sistema, ya sea en superficie como en fondo, y que se pueden corregir mediante

ajustes mínimos. Estas alertas no afectan en gran medida a la ESP, sin embargo, su ajuste permitiría un mejor desempeño de este afectando positivamente la producción.

➤ **Parámetros de cuidado en la operación.** Casabe es un Campo maduro que ya no tiene un aporte constante, y aun cuando se tiene inyección selectiva de agua en él, no logra mantener niveles dinámicos estables. En este orden de ideas, parámetros como la Presión de Succión (PIP) son críticos en el monitoreo. Estos pozos son muy susceptibles a reducir rápidamente la PIP con un aumento de la frecuencia ya que el índice de productividad es muy bajo; así que cada vez que el cliente desea aumentar la producción, se debe evaluar si el aumentar la frecuencia no lleva a una reducción drástica del nivel que provoque un No Bombeo (Pump-Off). Ahora, también debe evitarse que el aumento sea abrupto ya que es un Campo que maneja bastante gas y este cambio puede hacer que se venga al pozo. Lo mismo pasa con la arena; un drawdown muy brusco puede provocar que las arenas poco consolidadas de las formaciones productoras aumenten el corte de arena y taponen el sistema.

Pero la Presión de Succión no es el único parámetro de cuidado; la Temperatura de Motor (TM) debe ser monitoreada cada vez que se desea hacer un arranque del equipo. Al tener tantos problemas con la arena y con el gas, un arranque con un equipo bloqueado provoca que la Temperatura de Motor aumente rápidamente, llevando a que el equipo posiblemente se queme. Y no solo eso, un arranque genera, como se mencionó anteriormente, picos de amperaje en el motor, por lo que si se supera el amperaje de placa por mucho tiempo puede dañarse; lo mismo ocurre con los caballos de fuerza, los cuales son mayores al arranque y que pueden terminar partiendo un eje. Por lo que un arranque debe ser monitoreado constantemente asegurando un startup suave del equipo sin poner en riesgo la integridad de este.

3.3.1.2 Selección de los candidatos. De los 15 pozos monitoreados en Casabe, a cada uno se le identificó lo anteriormente mencionado, llevando a la selección de los pozos A, B, C, D y E.

Para su selección, se debió establecer, además de todas las características anteriormente mencionadas, un término importante, el Mean Time Between X o Tiempo Medio Entre X. La X hace referencia a un evento cualquiera, y para el caso de este estudio se tomó como evento el Pull o Sacar el equipo ESP, ya sea porque haya fallado por algún defecto del equipo o por alguna razón ajena al mismo. De cualquier manera, el hecho de que un equipo falle implica que se envíe un equipo de workover al pozo para realizar el trabajo, razón por la cual se eligió. Es decir que se tomó como parámetro importante el MTBP de los equipos, dato que permite determinar la probabilidad de que el equipo se encuentre funcionando en cierto número de días.

Para los equipos que se seleccionaron, el MTBP se calculó teniendo en cuenta el número de pulls que haya tenido, tomando, como lo indica la teoría, también los equipos que aún se encuentren funcionando. La **Ecuación 1** representa el cálculo que se utilizó para determinar el MTBP. Asimismo, la **Ecuación 2** representa el cálculo para determinar la probabilidad de que el equipo siga funcionando a cierto número de días, conocida como Función de Confiabilidad que es dependiente del MTBP. Finalmente, la **Ecuación 3** representa la probabilidad de falla del equipo en el mismo número de días usados en la función de confiabilidad, indicando la probabilidad de que el equipo fallara justo en esos días establecidos, conocida como Función Acumulada de Distribución de Falla. Para cada equipo en el pozo se calculó el MTBP, y para cada evento identificado en ellos se le calculó la función de confiabilidad y la función de falla.

Ecuación 1. Cálculo del MTBP.

$$MTBP = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^m RL_i$$

Donde:

MTBP: Tiempo medio entre pulls, [Días]

n: Número de Pulls

m: Población total

RL_i: Run Life de i equipos, [Días]

Fuente: DOWLING, M. Statistical Measures of ESP Performance. Schlumberger. 2008.

Ecuación 2. Función de confiabilidad.

$$R(t) = e^{-\frac{t}{MTBP}}$$

Donde:

R(t): Función de Confiabilidad

MTBP: Tiempo medio entre pulls, [Días]

t: Tiempo dado, [Días]

e: Euler

Fuente: DOWLING, M. Statistical Measures of ESP Performance. Schlumberger. 2008.

Ecuación 3. Probabilidad de falla del equipo ESP.

$$F(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{-\frac{t}{MTBP}}$$

Donde:

R(t): Función de Confiabilidad

F(t): Función de Falla

MTBP: Tiempo medio entre pulls, [Días]

t: Tiempo dado, [Días]

e: Euler

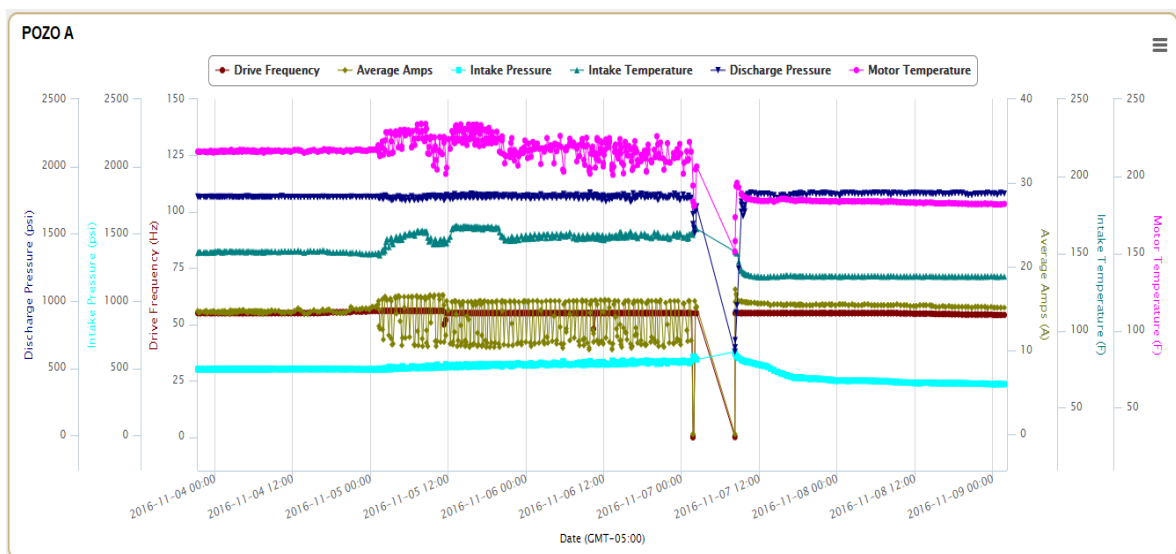
Fuente: DOWLING, M. Statistical Measures of ESP Performance. Schlumberger. 2008.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, a continuación, se expone uno de los cinco pozos, el Pozo A, describiendo las alertas y las tendencias encontradas en él, así como también una breve descripción de como identificar cada una de estas tendencias. Adicionalmente, se hace la descripción de dos tendencias con las cuales no cuenta el equipo pero que permitirá hacer una identificación más fácil de las mismas en los pozos del **Anexo B**, pozos que cuentan con toda su información.

➤ **Pozo A.** El equipo de interés se analiza desde el primero de enero de 2016 hasta el 9 de mayo de 2017, fecha en la que falla. En este intervalo de tiempo, al equipo se le hicieron siete cambios de configuración, 84 cambios de frecuencia y 26 arranques, todo desde remoto. Asimismo, se hizo envío de 20 alertas, donde el 70 por ciento de ellas notificaban eventos que podía afectar a la ESP directamente. El MTBP arrojado para este pozo fue de 332.5 días, lo que indica que se espera que cada 332.5 días aproximadamente el pozo deba ser intervenido. Sin embargo, la bomba superó dicho valor, llegando a tener un tiempo de vida (run life) de 545 días, por lo que después de haber superado el valor de su MTBP ya se encuentra en planes de ser intervenido. De las alertas enviadas, tres de ellas fueron acatadas y en las cuales se identificaron altas probabilidades de falla (Nota: se aclara que las alertas se envían notificando al cliente de lo que está ocurriendo con el pozo y la ESP, pero es decisión de este si acata o no las recomendaciones que se envían en la alerta, por lo que es común que, de todas las alertas enviadas, solo unas pocas hayan sido acatadas). La primera se presenta en la tendencia de la **Gráfica 6** donde la alerta enviada fue de carácter LF o LowFlow (bajo flujo) debido a una condición de gas. Como se observa, el equipo pasa de estar en una condición estable antes del cinco de noviembre del 2016 a tener comportamientos erráticos. Se reconoce debido a que la corriente de motor cae drásticamente, indicando que el motor dejó de mover un fluido más denso a mover uno menos denso; la presión de intake tiene una tendencia creciente, indicando que la bomba no está admitiendo fluido líquido. La presión de descarga muestra una tendencia decreciente, lo que unido a la

presión de intake, indica que la bomba está dejando de levantar fluido. Por último, las temperaturas de intake y motor tienen tendencias incrementales, esto debido a que al no haber flujo alrededor del motor, este se va a calentar y la transferencia de calor que el mismo hace con sus alrededores para refrigerarse se ve afectada. Generalmente, cuando ocurre un bloqueo por gas en una bomba ESP, la corriente de motor se mantiene abajo de manera constante, sin embargo, el hecho de que la corriente fluctúe en este ejemplo, indica que baches de gas estaban pasando a través de la bomba. Si se permite que un motor de una ESP trabaje en baja carga por mucho tiempo se verá afectado en la eficiencia eléctrica, sin dejar de lado el hecho que su temperatura aumentará y provocará daños en el sistema. En este caso, la probabilidad de falla calculada era del 68.1%.

Gráfica 6. Tendencia de los parámetros de trabajo del Pozo A durante un evento de Gas.

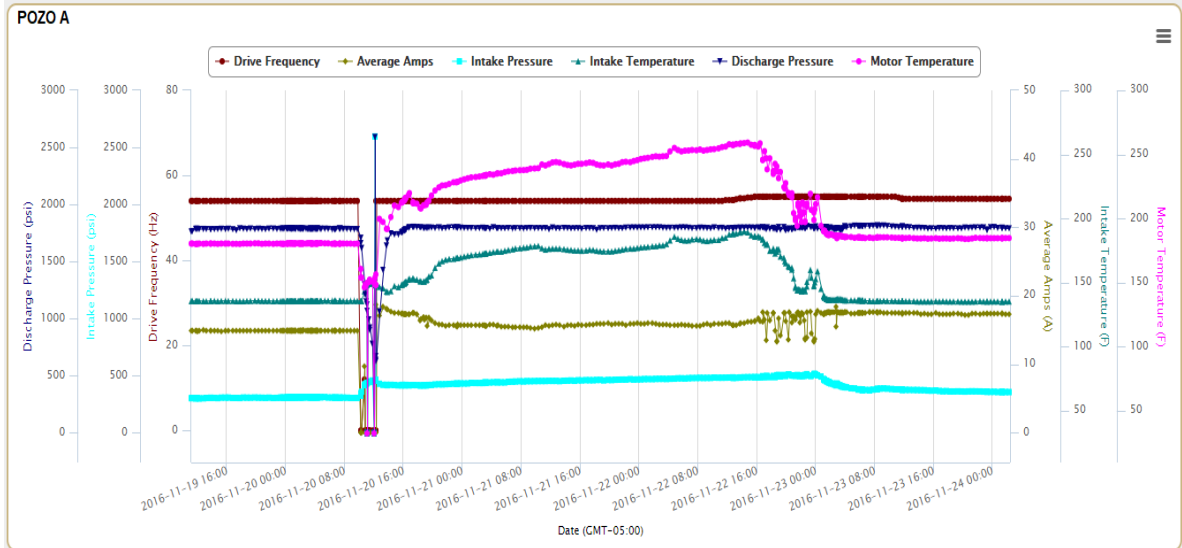


Fuente: Zedi Solutions. Liftwatcher.

La tendencia mostrada en la **Gráfica 7** es respecto a la segunda alerta acatada y en la cual se calculó una probabilidad de falla del 69.6%. El evento se presentó luego de una parada. El equipo arrancó con una corriente de motor más alta que la normal indicando que estaba moviendo algo mucho más pesado, pero también mostraba aumentos en la presión de intake, indicando que no estaba generando drawdown. Las temperaturas mostraban aumentos bastante marcados al aumento y la presión de descarga mostraba una leve tendencia decreciente. Dado que no se hicieron cambios en la frecuencia base, no hay indicios de un retapeo en el transformador, lo que significa que en efecto algo más pesado estaba moviendo la bomba. En un principio se pensaría que ahí la bomba está bloqueada por gas, sin embargo, lo que ocurre es que al aumenta la frecuencia se presenta un desbloqueo, como si algún elemento taponara el intake de la bomba y luego pasara a través de la bomba una vez se hizo el incremento de frecuencia. La tendencia es una

obstrucción, lo que en definitiva se corrigió con el aumento de la frecuencia en la alerta enviada.

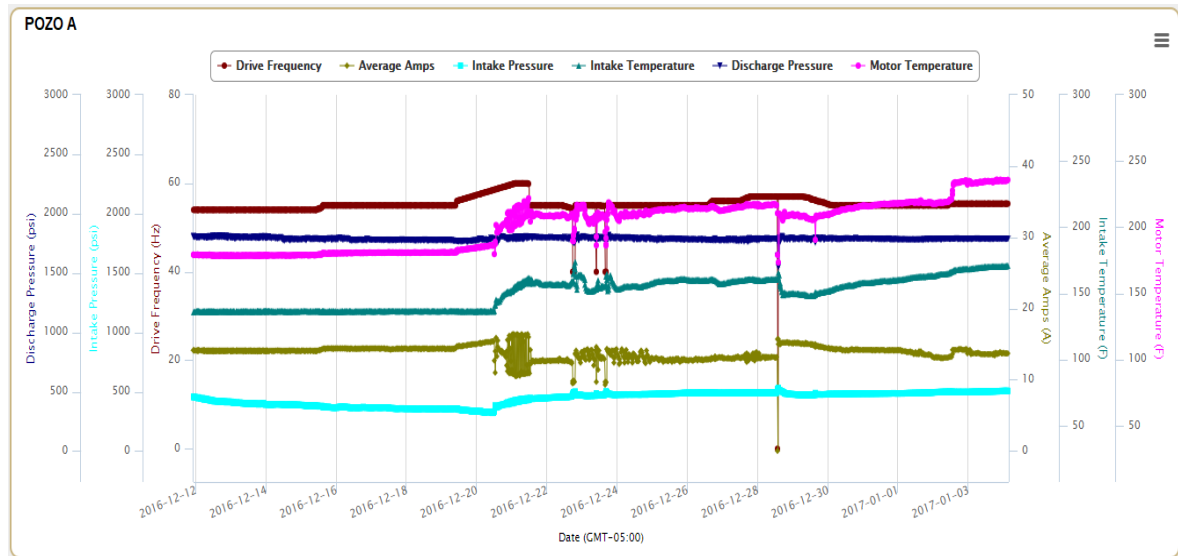
Gráfica 7. Tendencia de los parámetros del Pozo A durante un evento de obstrucción.



Fuente: Zedi Solutions. Liftwatcher.

Finalmente se presenta la tercera tendencia de la última alerta acatada, una LF respecto a una condición de gas. La **Gráfica 8** muestra un evento donde el pozo tendió a gasificarse luego de habersele realizado incrementos de frecuencia. La presión de succión tendió a aumentar, indicando que no se está generando drawdown, esto acompañado de tendencias erráticas de la carga de motor y aumento de la temperatura de succión y motor; la presión de descarga tiene pequeñas fluctuaciones a la caída, especialmente al inicio de la tendencia donde está mostrando que se está produciendo algún problema ya que ella o se mantiene o incrementa con el aumento de la frecuencia, pero no cae. Para este evento, la probabilidad de falla calculada fue de 72.2%.

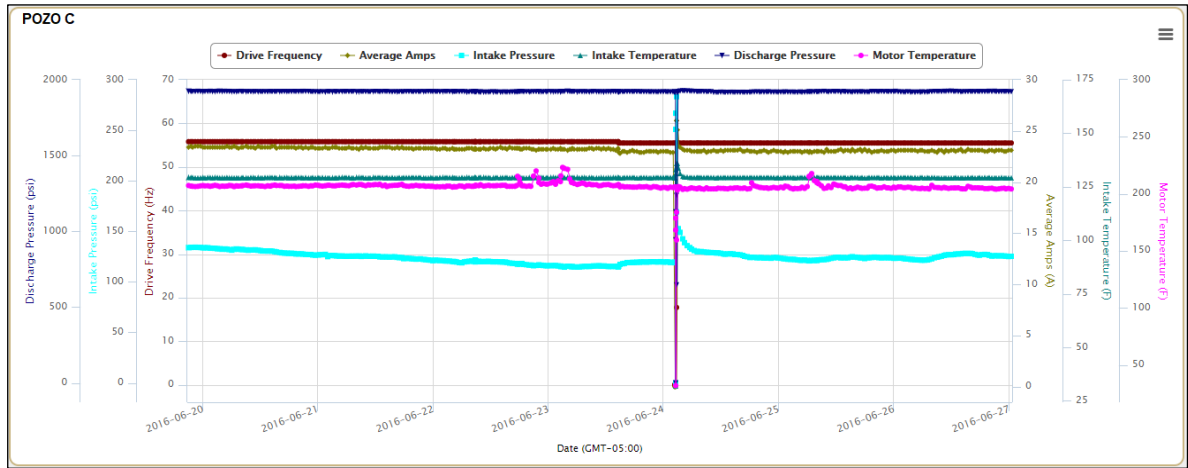
Gráfica 8. Segundo evento de gas del Pozo A



Fuente: Zedi Solutions. Liftwatcher.

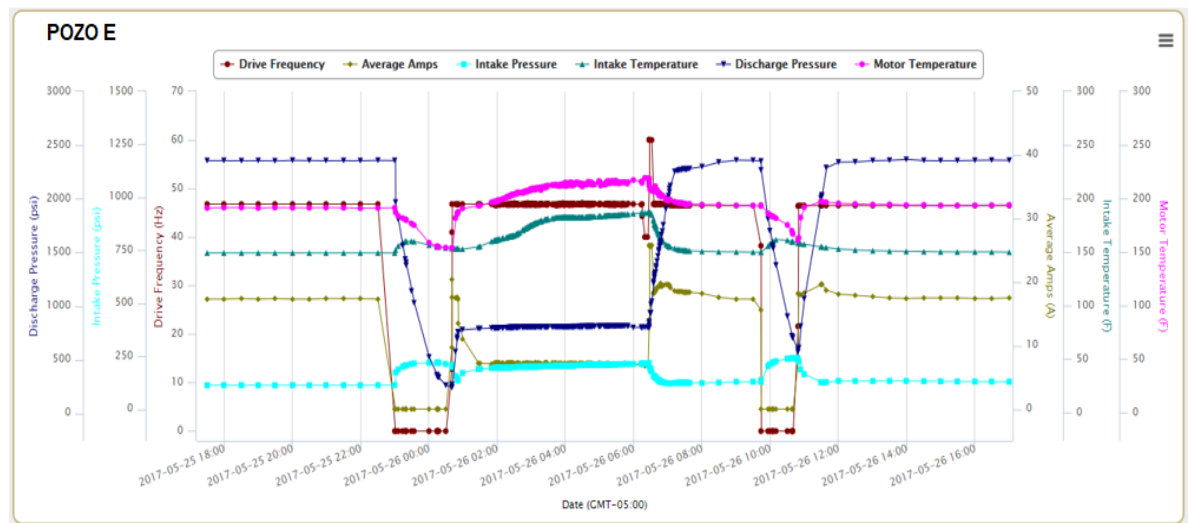
Dos tendencias que no se presentan en este pozo pero que son necesarias mostrar para entender las que se encuentran en el **Anexo B** se muestran en las gráficas **Gráfica 9** y **Gráfica 10**. Cuando el pozo no tiene un soporte suficiente para mantener un nivel dinámico estable, controlar los aumentos de frecuencia es de vital importancia. Cuando se incrementa, se genera un drawdown que puede llevar a que el equipo se quede sin sumergencia. Un evento de Pump-off, es decir, donde la PIP es muy baja y que puede provocar que el pozo se quede sin fluido se presenta en la **Gráfica 9**, llevando a que el equipo trabaje en seco y las etapas se desgasten. En cuanto a la **Gráfica 10** se muestra un evento diferente, algo que no es provocado por el pozo o los fluidos de este. Se presenta una condición de giro invertido de la ESP. Su identificación se hace debido a que el motor se encuentra con una corriente es muy baja comparada con su valor típico de operación, la descarga generada por el equipo ESP es mucho más baja que la que genera normalmente y la temperatura de motor tiene una tendencia incremental. Claramente, al no generar la misma descarga, la PIP tiene una tendencia incremental, esto a una misma frecuencia de trabajo.

Gráfica 9. Tendencia de la caída de la presión de intake (PIP) a la misma frecuencia de operación.



Fuente: Zedi Solutions. Liftwatcher.

Gráfica 10. Tendencia de los parámetros en la operación en giro invertido de la ESP.



Fuente: Zedi Solutions. Liftwatcher.

En la **Tabla 3**, se encuentran las acciones tomadas para corregir cada uno de los eventos en los pozos A, B, C, D y E del Campo casabe, con el fin de evitar fallas en los sistemas de levantamiento.

Tabla 3. Acciones tomadas para cada uno de los eventos de los pozos del Campo Casabe.

POZO	EVENTO	ACCIÓN TOMADA
A	Primer bacheo de gas	Maniobras de cambios de frecuencia y apertura de anular para venteo del gas.
	Evento Obstrucción noviembre	Incremento de frecuencia para desbloqueo y posterior reducción para estabilización.
	Segundo bacheo de gas diciembre	Maniobras de cambios de frecuencia para desbloqueo del equipo.
B	Aumento de Temperatura de Motor	Detención manual del equipo evitando incremento acelerado de la temperatura de motor.
	Caída de PIP	Control de PIP mediante reducción en la frecuencia de operación del equipo.
C	Primera caída de PIP	Reducción en la frecuencia de operación para controlar la caída de la PIP de manera acelerada.
	Segunda caída de PIP	Reducción de la frecuencia de trabajo permitiéndole al sistema incrementar la PIP del equipo evitando posibles problemas de sumergencia.
D	Caída de PIP	Múltiples decrementos en la frecuencia de operación para estabilizar la tendencia decreciente de la PIP.
	Primer bloqueo por gas	Maniobras de cambios de frecuencia para el desbloqueo de la bomba centrífuga.
	Segundo bloqueo por gas	Cambios abruptos de frecuencia de operación para el desbloqueo de la bomba por el gas.
	Tercer bloqueo por gas	Incrementos y decrementos rápidos de frecuencia para desbloqueo.
E	Bloqueo de gas	Múltiples incrementos y decrementos de frecuencia para el desbloqueo de la bomba.
	Giro inverso	Decrementos de frecuencia para reducir la velocidad del equipo y cambio del giro de operación de la bomba, luego incremento de frecuencia para llevar a condición normal de operación.

4. SIMULACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE TRABAJO

En este capítulo, se describirá la simulación realizada para los equipos electrosumergibles instalados en los pozos A, B, C, D, E, evaluando los eventos identificados para cada uno y que fueron corregidos mediante la toma de acciones debido a la notificación enviada. Para este trabajo se realizaron dos simulaciones. La primera consta de realizar un match con la información de producción proporcionada por Ecopetrol-Casabe, con el fin de asegurar que el simulador arroja valores cercanos o iguales a los de producción previos al evento identificado, realizándolo en el módulo “Diagnostics” del software DesignPro. Una vez se ha realizado este match y se aseguran las condiciones reales, se procede con la simulación de los eventos identificados para cada pozo con el fin de poder realizar una comparación entre el comportamiento que debía tener el pozo, cómo se estaba comportando realmente durante el evento y las consecuencias que podrían haber surgido si no se tomaban acciones correctivas en ellos. Los match de producción se realizan en el software DesignPro y la simulación de los eventos se realizan en el mismo software y en LiftIQ.

Adicionalmente, se deja claro todo el proceso de simulación, mostrando paso a paso como se seleccionó cada uno de los componentes del equipo ESP, como se ajusta el match y como se procede con la simulación de los eventos; teniendo en cuenta que el mismo procedimiento se siguió para los cinco pozos. En el **Anexo C** se encuentran las simulaciones de todos los pozos, mostrando en cada ventana la información y los datos usados para los match, información que también puede ser encontrada en la **Tabla 4** que se encuentra en seguida. Para los eventos, se tomaron los datos leídos por los sensores con el fin de simular cada una de las condiciones, resumidos en la **Tabla 5**.

Tabla 4. Información de entrada simulaciones de los Match.

INFORMACIÓN DE ENTRADA PARA LA SIMULACIÓN DE LOS MATCH					
POZO \ DATO	A	B	C	D	E
°API	23.1	27	21	27	25
Corte de agua (%)	62	56	92	68	92
Gor (scf/stb)	1,102.36	118	370.46	26.3	1534.1
Temperatura reservorio (°F)	145	145	145	145	145

Fuente: ALIANZA CASABE. Datos de las pruebas de producción.

Tabla 4. (Continuación).

POZO \ DATO	A	B	C	D	E
Presión de tubería (psi)	50	80	70	140	150
Presión de revestimiento (psi)	1.1	3.8	0.1	3.1	0.6
Presión Estática (psi)	2,400	2,000	1,427	2,000	1,708
Profundidad Perforados (ft)	5,982	6,505.50	4,725	6,486.50	6,349
Salinidad agua (ppm)	5,000	20,000	3,500	12,900	11,900

Fuente: ALIANZA CASABE. Datos de las pruebas de producción.

Tabla 5. Datos tomados de los sensores para la simulación de los eventos.

DATOS DE SENSOR PARA SIMULACIÓN DE EVENTOS					
POZO	DATO \ EVENTO	PIP (psi)	PD (psi)	Temperatura de Intake (°F)	Temperatura de Motor (°F)
A	Bacheo por gas	551.7	1,772.2	160	203.5
	Obstrucción	475	1,795	153.7	207
	Bloqueo gas	482	1,795.3	184.6	255.7
B	Aumento de temperatura	379.2	2,723	193.1	271.6
	Caida PIP	284	2,656	163	223.9
C	Primera caída PIP	114.6	1,922.5	129.4	222.3
	Segunda caída PIP	111.9	1914.1	129	205
D	Caida de PIP	149.3	2,303.3	153.9	224.8
	Primer bloqueo por gas	275.7	2,206.2	154	211.3
	Segundo bloqueo por gas	530.2	2,319.7	178.5	280
	Tercer bloqueo por gas	494	2,304	152	202
E	Bloqueo por gas	247	2,294	196	229.1
	Giro inverso	212	814	185	215

Fuente: SCHLUMBERGER. Remote Operation Centre.

4.1 PRE-SIMULACIÓN

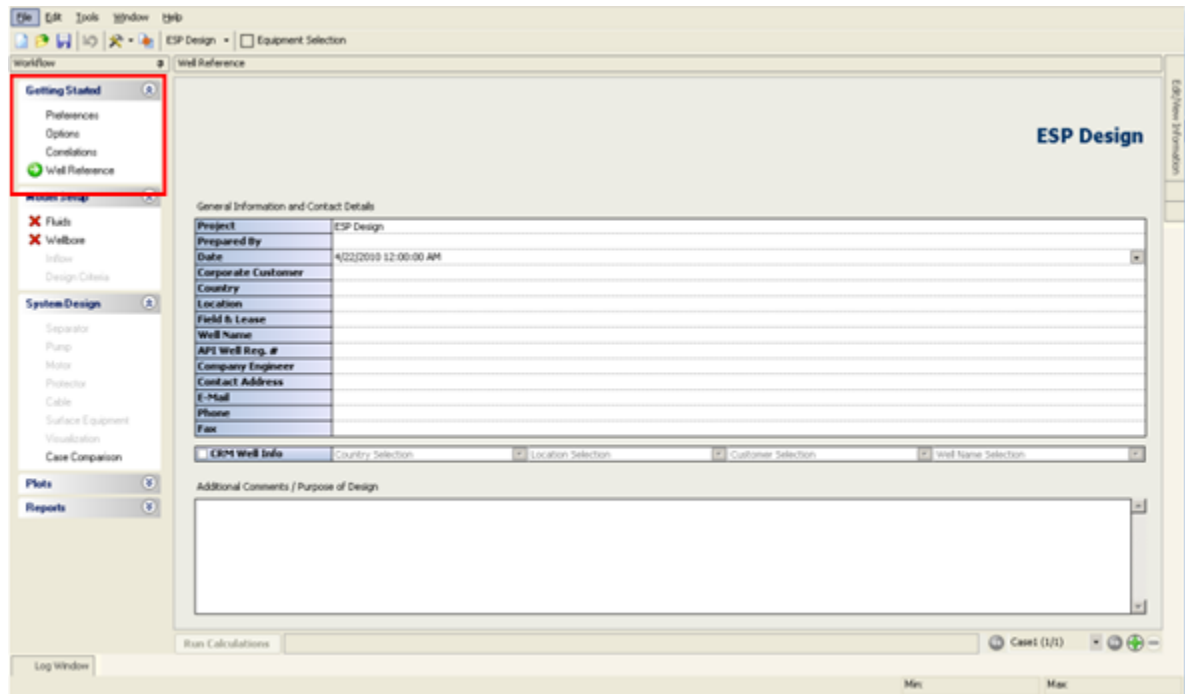
Para poder iniciar con la simulación, se dejan claro los eventos a simular (los mostrados en la sección 3.3.1.2 y en el Anexo II) para cada pozo, pruebas de producción, equipos instalados, información del yacimiento, del tipo de fluidos, entre otros; información importante para que el proceso sea correcto y el simulador logre arrojar los resultados lo más reales posibles.

4.2 SIMULACIÓN

El primer software para trabajar se llama DesignPro. Es un software que permite realizar diseños, diagnósticos y evaluaciones de equipos electrosumergibles, con el fin de determinar si las condiciones bajo las cuales estuvo, está o estará operando son óptimas.

La interfaz es muy amigable y no muy complicada de trabajar. Una vez se ha ejecutado el programa, la pantalla se muestra como la que se observa en la **Figura 34**. En la parte izquierda se encuentra todo el menú que se irá habilitando a medida que la información necesaria se vaya cargando. Los submenús Opciones, Preferencias y Correlaciones encerrados por el cuadro rojo, permiten seleccionar las unidades a trabajar, ya sean unidades de Campo, sistema Internacional o si se quieren unidades específicas para cada una de las medidas; las correlaciones a trabajar para los fluidos del pozo, entre otros. Para el caso de estas simulaciones, y siguiendo las recomendaciones de los profesionales del área de Artificial Lift de Schlumberger, estas opciones se dejan por defecto como las trae el software.

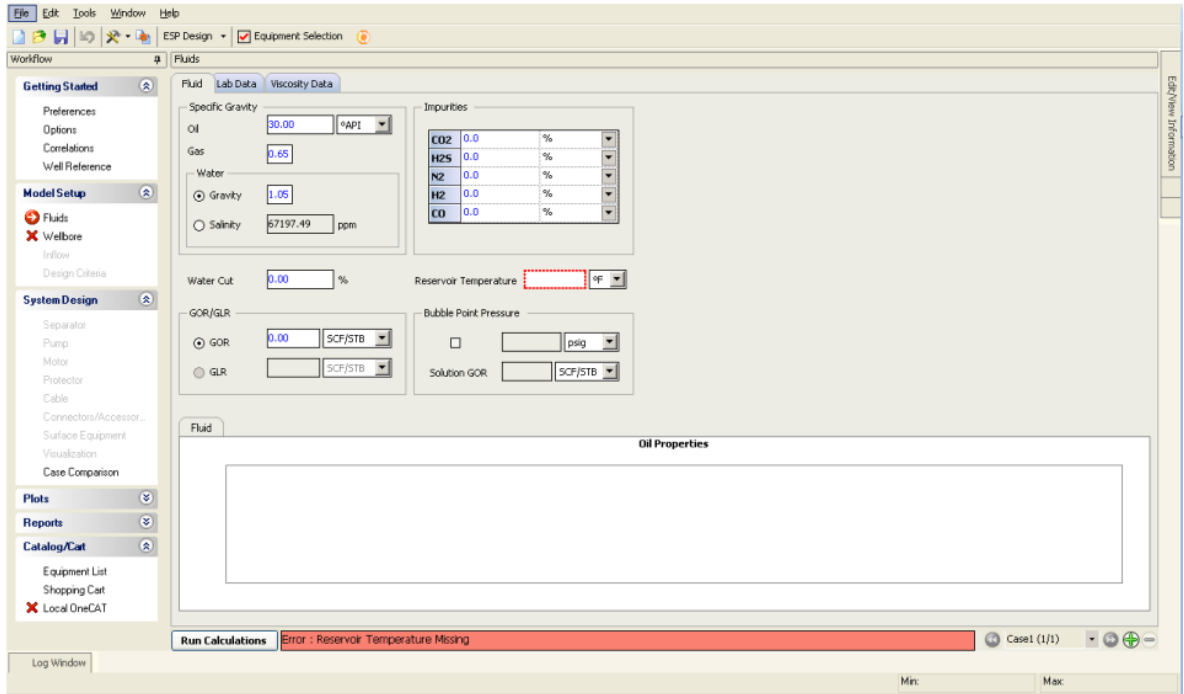
Figura 34. Ventana principal de DesignPro.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Lo siguiente es proceder con la introducción de los datos de los fluidos del pozo e información del yacimiento. La **Figura 35** muestra la ventana donde se debe ingresar dicha información entrando al módulo Model Setup. En ella, se debe especificar la gravedad API del crudo, la gravedad específica o la salinidad del fluido, el corte de agua, la relación gas-petróleo (GOR) y la temperatura del reservorio. El software encierra en un recuadro rojo con línea punteada la información que es necesaria de ingresar para que pueda trabajar. En caso de ser necesario especificar las fracciones de las impurezas de los fluidos, el software permite ingresar dicha información. Adicionalmente, permite ingresar los datos de una prueba PVT con el fin de poder realizar cálculos de viscosidades mucho más precisos.

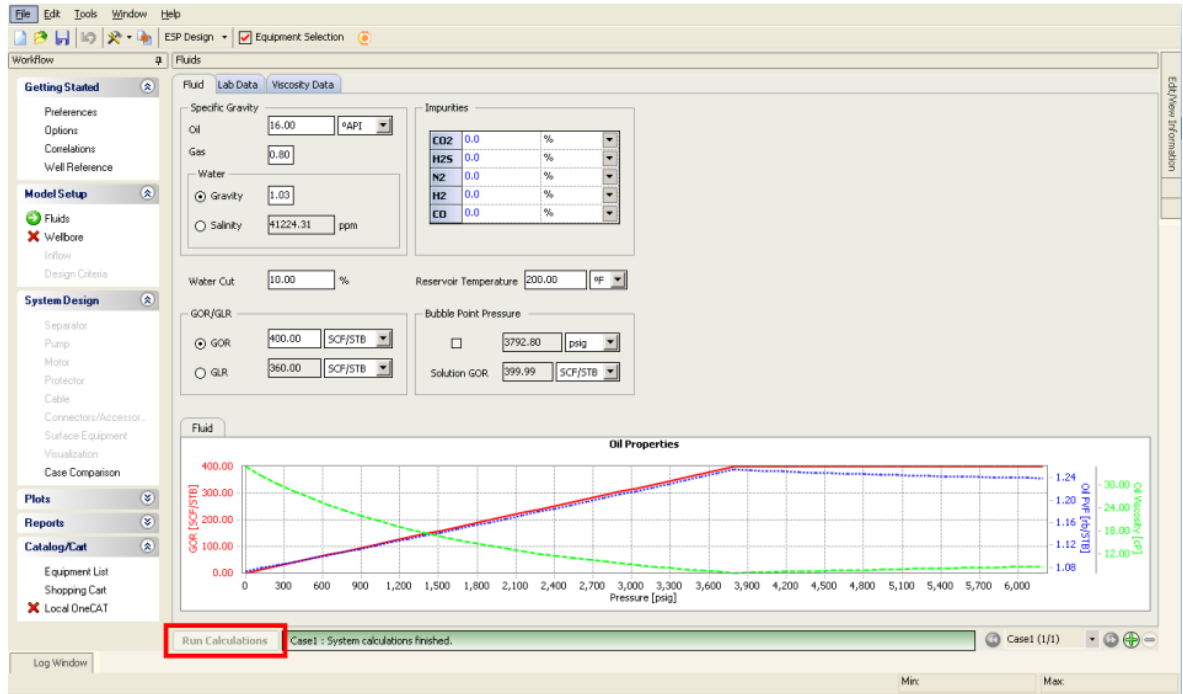
Figura 35. Ventana para ingresar la información del fluido.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Para las simulaciones de los eventos identificados de cada pozo la simulación se hace en una primera instancia ingresando la información de una prueba de producción, con el fin de realizar un match, asegurando que las condiciones de la prueba son reproducidas por el software. Una vez se logra hacer el match, se procede con el diagnóstico del equipo mediante la simulación del evento. Una vez la información requerida es ingresada, se procede a presionar el botón "Run Calculations" ubicado en la parte inferior de la pantalla del software para poder generar la curva de las propiedades del petróleo, como se puede ver en la **Figura 36**.

Figura 36. Ventana para ingresar la información del fluido y sus propiedades.

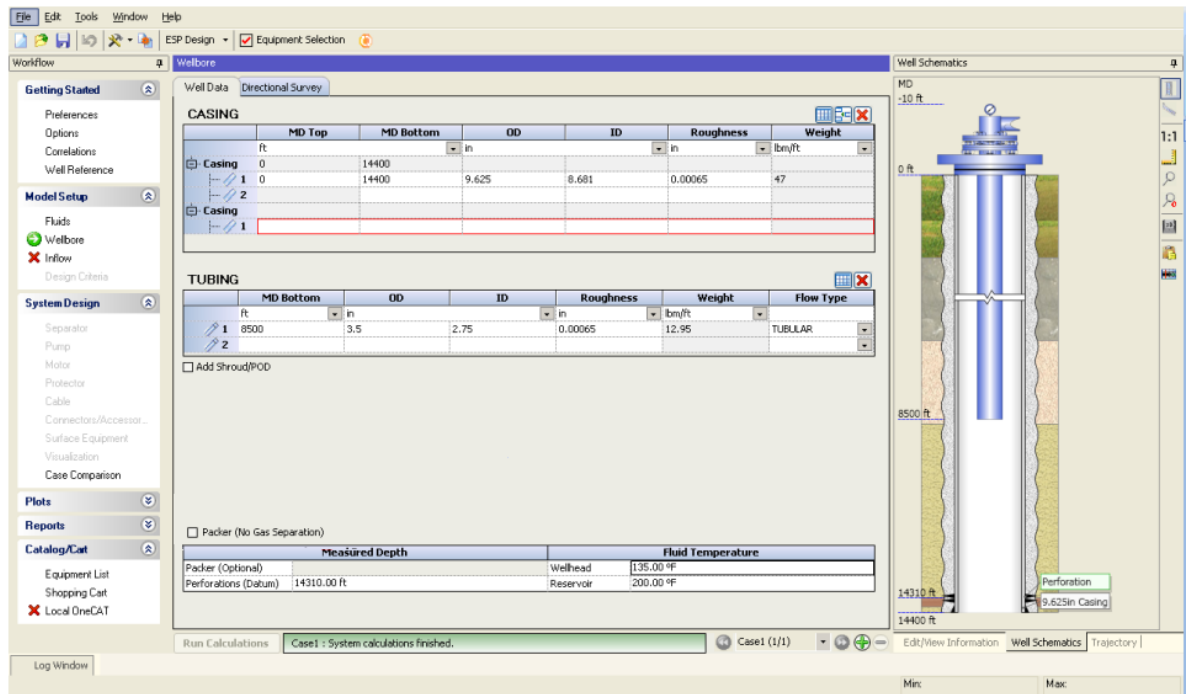


Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

A continuación, se procede con la alimentación de la información en el submenú “Wellbore”, para poder especificarle al software cual es el estado mecánico del pozo. Como se observa en la **Figura 37**, se tienen la opción de decirle al software cual es el revestimiento de producción, cual el tubing de producción, las profundidades a las cuales se encuentran, su tamaño, etc. Asimismo, en esta sección hay que especificar cuál es la profundidad de datum, para el caso de las simulaciones se asume el punto medio entre el tope y base de los perforados; adicionalmente, hay que especificar cuál es la temperatura en cabeza. Sin esta información, el software no habilita las otras secciones para poder generar el caso de interés. Si se tiene la información del survey del pozo, el software permite ingresar dicha información, con el fin de permitir realizar un análisis de estrés cuando el equipo va pasando por la curva de un pozo direccional.

En esta sección también se encuentra la opción de seleccionar un completamiento con empaque, opción que es solo para cuando no se usa separador y el gas debe ser producido mediante el uso de un AGH. Una vez se finaliza esta sección y se corren los cálculos, el submenú “Inflow” se habilita para trabajarlo.

Figura 37. Ventana para general el estado mecánico del pozo.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

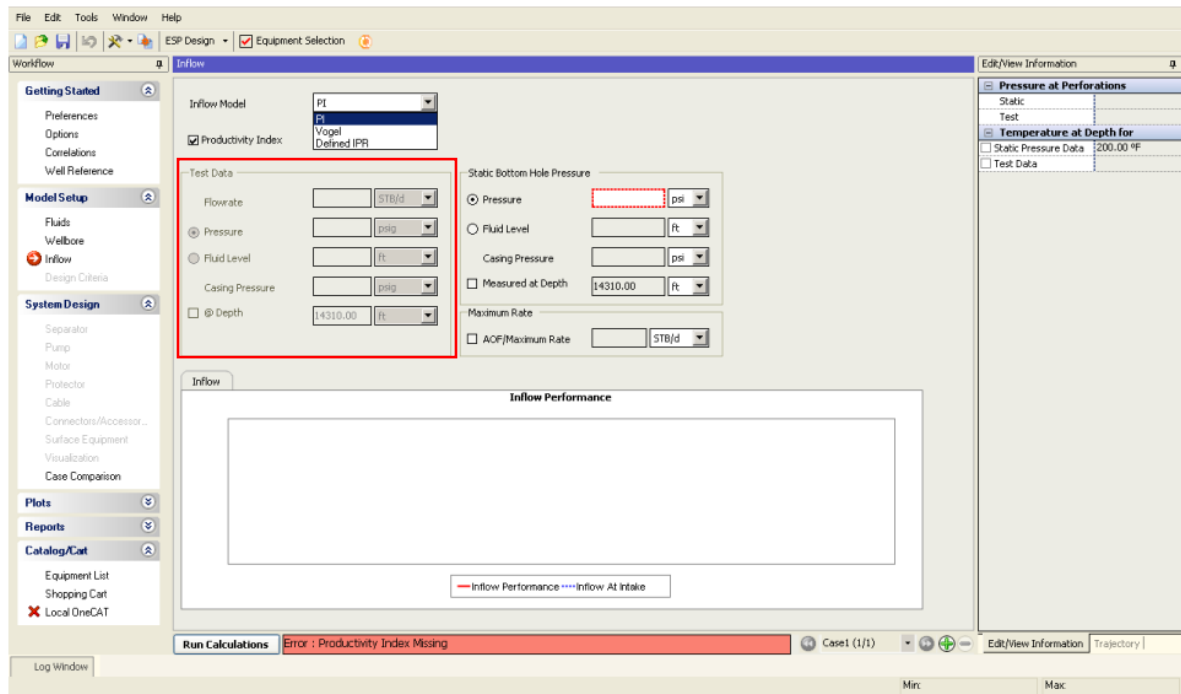
El submenú “Inflow” se muestra en la **Figura 38**. Para armar el modelo del Inflow se cuenta con tres modelos, IP, Vogel y Defined IPR. El Modelo IP se usa cuando el corte de agua es del 100% o el corte de crudo en el flujo es muy bajo. El modelo Vogel se usa cuando se trabaja con 100% crudo o cuando los cortes de agua son muy bajos. Sin embargo, en estos casos entra a jugar un factor nuevo, la relación gas-petroleo (GOR), la cual determina si el modelo encaja o no. Cuando se trabaja con GOR alto y se tiene la presión de burbuja, si la presión de trabajo está por debajo de esta última, Vogel es un modelo mucho mejor que el IP para armar el caso. Los pozos en los que se selecciona el modelo Vogel se selecciona la opción de corregir por corte de agua para ajustar el modelo.

Cuando se trabaja con el modelo IP, se puede ingresar el valor de la IP si es conocido, de lo contrario, se puede trabajar con información de una prueba de producción para realizar el match. En ese caso, es necesario desmarcar la casilla de IP e inmediatamente se habilitará la subsección “Test Data” encerrada en el cuadro rojo de la imagen. Las pruebas de producción a usar serán las más cercanas al evento que se desea simular, ya sea que sean previas o posteriores al mismo, con el fin de asegurar las condiciones operativas en el momento. Toda la información usada en cada simulación fue proveída por Ecopetrol-Casabe.

Para poder generar el Inflow, se introduce la tasa de flujo de la prueba en barriles por día, la presión de fondo (se tomó la que leía el sensor en fondo en el momento

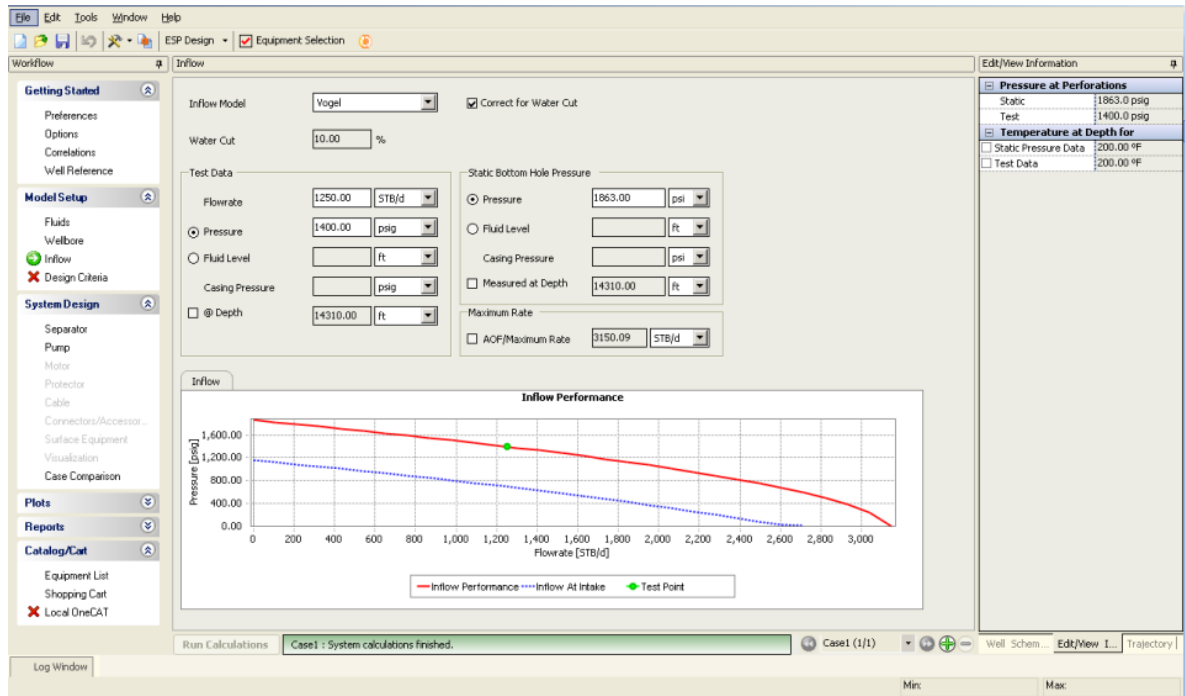
de la prueba) y se debe marcar la opción de “Depth” o “Profundidad” para introducir el valor a la cual se encuentra el sensor. En la subsección “Static Bottom Hole Pressure” se introduce la presión que alcanza el pozo cuando no está fluyendo, la presión de yacimiento. Con esa información se genera el modelo corriendo los cálculos, dejando la ventana como se ilustra en la **Figura 39**.

Figura 38. Ventana para generar el modelo de influjo.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

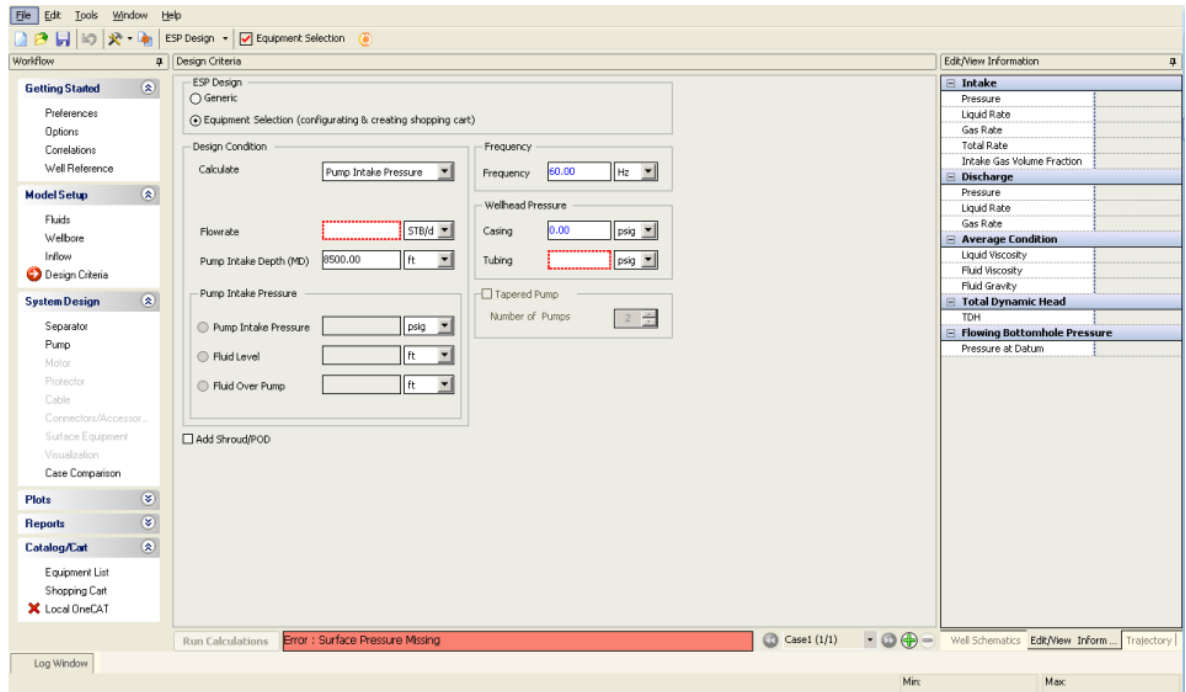
Figura 39. Ventana del modelo de influjo después de ingresar los datos.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

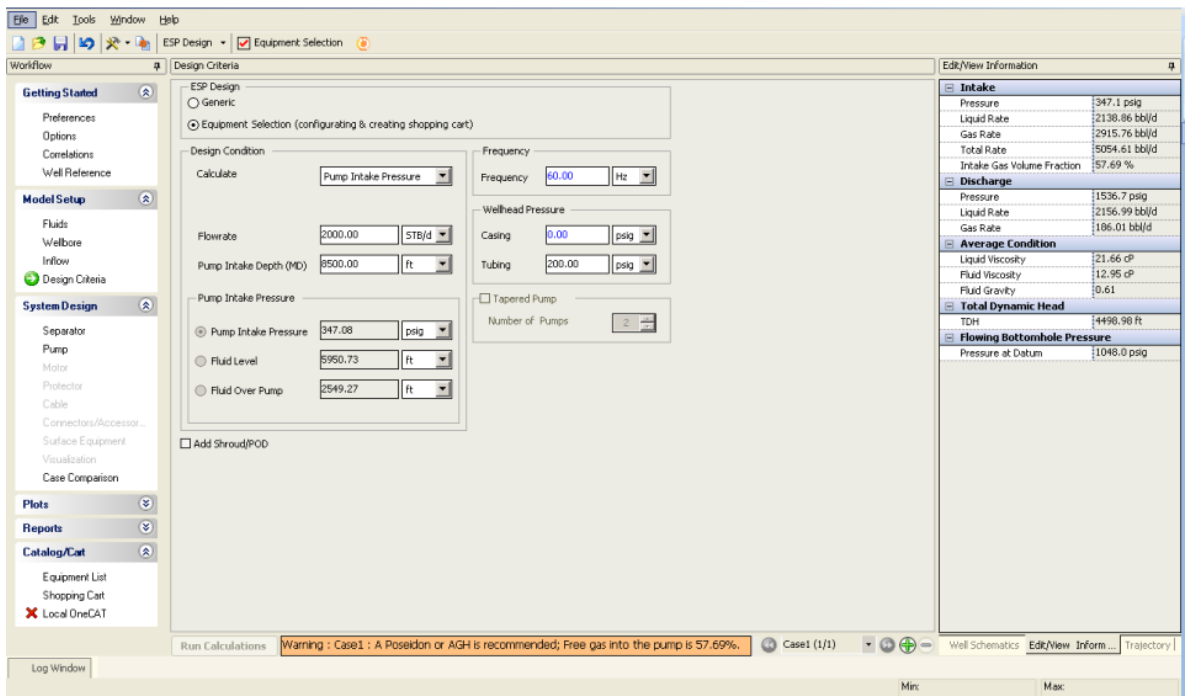
Finalizado el submenú “Inflow” con el modelo generado, se habilita el siguiente submenú, “Design Criteria” y su estructura se muestra en la **Figura 40**. En ella se introduce la información de la prueba para asegurar que el equipo si pueda trabajar con los datos que se tiene. Se debe ajustar la frecuencia bajo la cual la bomba estaba trabajando en el momento de la toma de la prueba y las presiones tanto del revestimiento como de la tubería de producción, esta última para asegurar que se tiene flujo en cabeza. Una vez introducida la información se procede con la opción de correr los cálculos para generar el caso, dejando la ventana como se ilustra en la **Figura 41**. Esto permite que la sección “System Design” se habilite para ser editada.

Figura 40. Ventana para generar el diseño de la simulación



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Figura 41. Ventana de generación del diseño de la simulación después de ingresar la información.

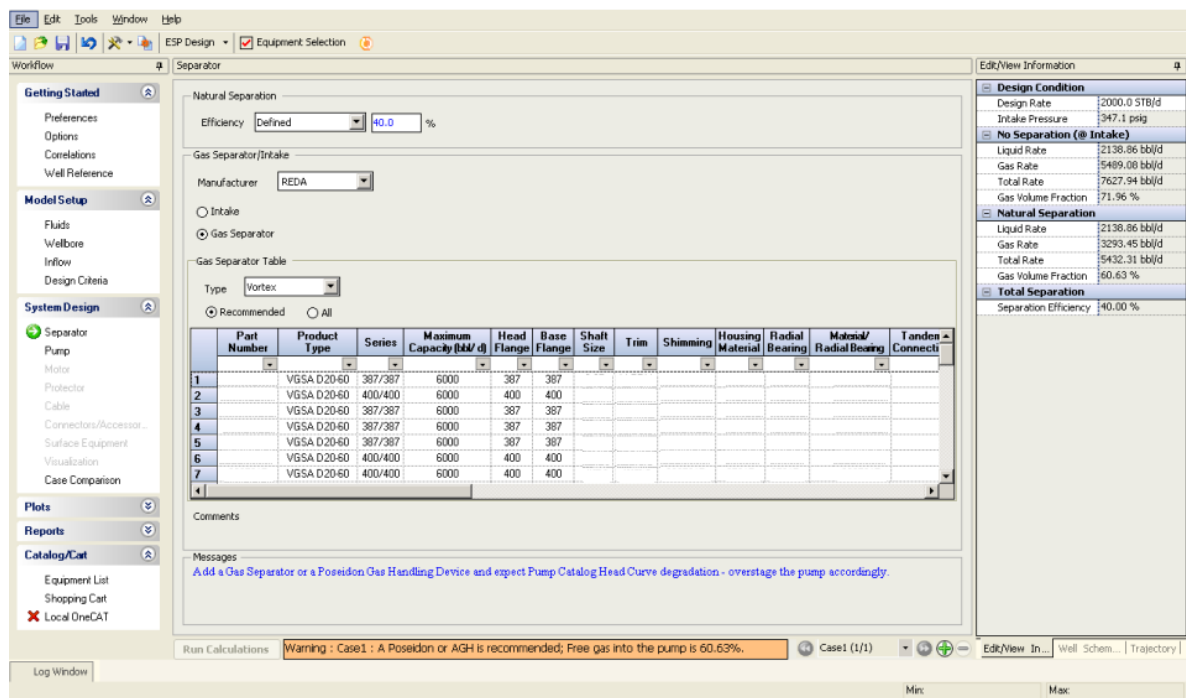


Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

La sección “System Design” permite seleccionar todos los componentes de la ESP. Se inicia con el Separador, mostrado en la **Figura 42**. Si no se cuenta con separador sino con succión convencional, se selecciona la opción “Intake” y no habrá un listado. Como todos los cinco equipos cuentan con separador, se debe seleccionar del listado que aparece en la ventana. En la parte derecha de esta, se va actualizando toda la información como, por ejemplo, tasa de producción, la fracción de gas que se encuentra a la salida del separador, entre otras.

Una vez se ha seleccionado el separador, se procede a seleccionar la bomba centrífuga instalada, en el submenú “Pump”. Se aclara que en las figuras mostradas se ha eliminado información que no es posible mostrar por confidencialidad.

Figura 42. Ventana de selección del separador de gas.



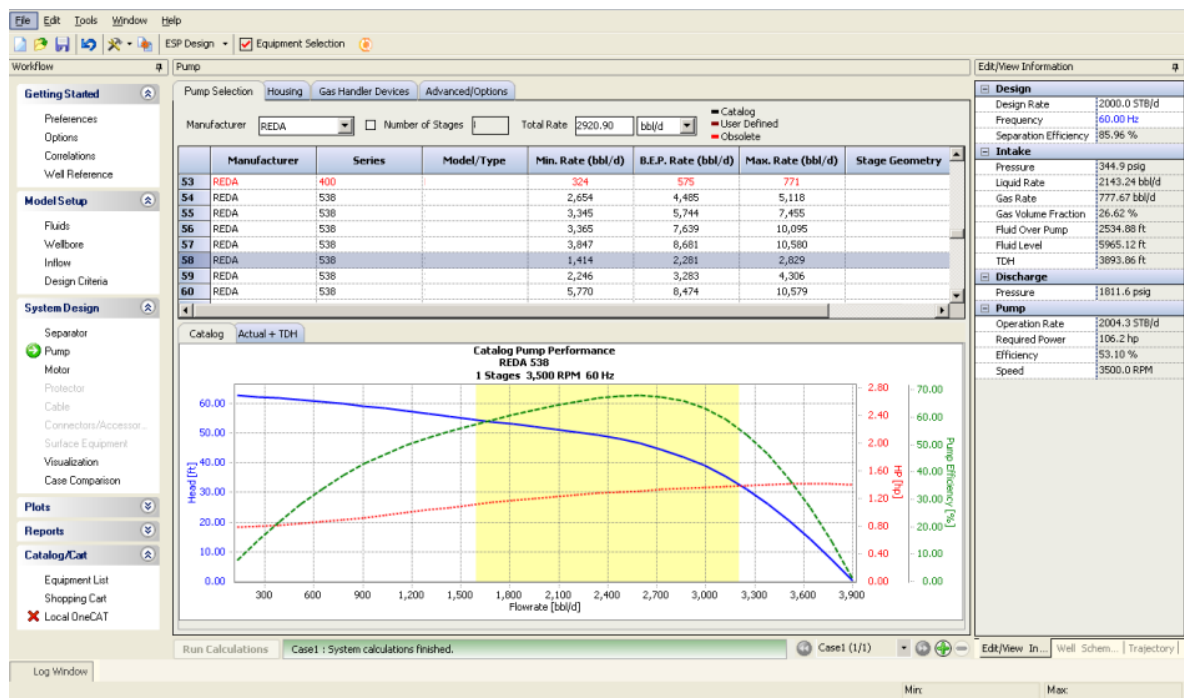
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

La ventana para seleccionar la bomba se muestra en la **Figura 43**. En ella, además de seleccionar la bomba, también se puede seleccionar el tamaño (serie 375, 400, 456, 540, 562 y 738) y el tipo de Housing o cubierta de la misma en la pestaña “Housing”. También, en esta ventana se selecciona el manejador de gas avanzado para cuando el separador no es suficiente, en la pestaña “Gas Handler Devices”. Para el caso de estas simulaciones solo un pozo tenía AGH instalado. Una vez seleccionada la bomba y de correr los cálculos, la curva de la bomba aparece en la parte inferior mostrando la de catálogo, teniendo en cuenta el número total de etapas.

La pestaña “Advanced/Options” permite ajustar los porcentajes bajo los cuales trabajan las etapas de la bomba, es decir, si trabajan a su 100% o si trabajan a un porcentaje menor, valores del Head y del Rate. Estos valores se ajustan para poder tener el match con la prueba de producción. El porcentaje del “Power” se debe ajustar cuando se quiere hacer el match de la corriente del motor. Esta pestaña se ilustra en la **Figura 44**.

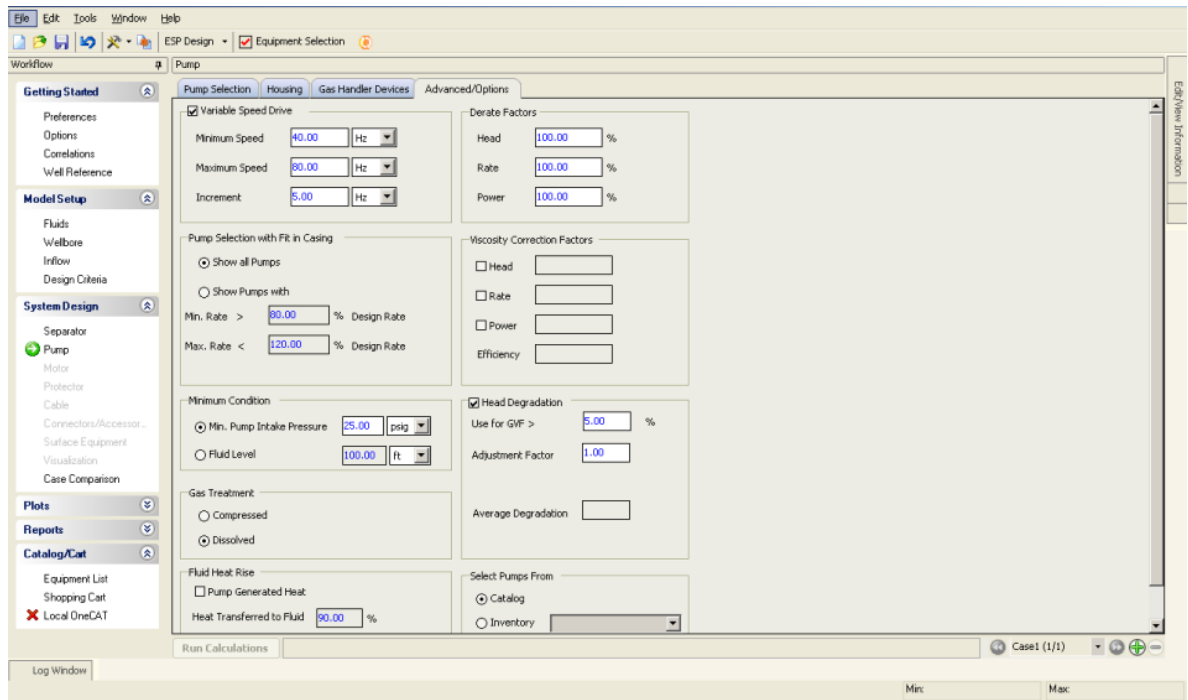
Si la bomba que se selecciona es muy grande o muy pequeña para los caudales a manejar, el software advierte dicho problema y deselecciona la bomba para elegir una que si cumpla con los requerimientos.

Figura 43. Ventana de selección de la bomba.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

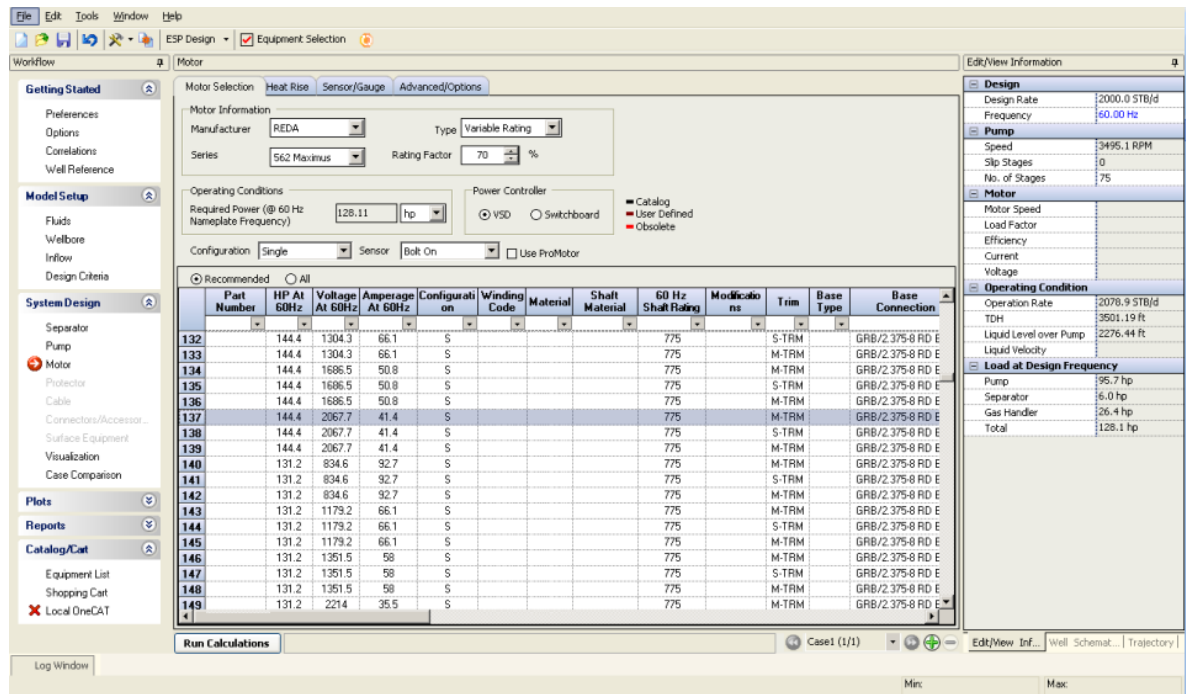
Figura 44. Ventana de ajuste de los porcentajes de derate de la bomba.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

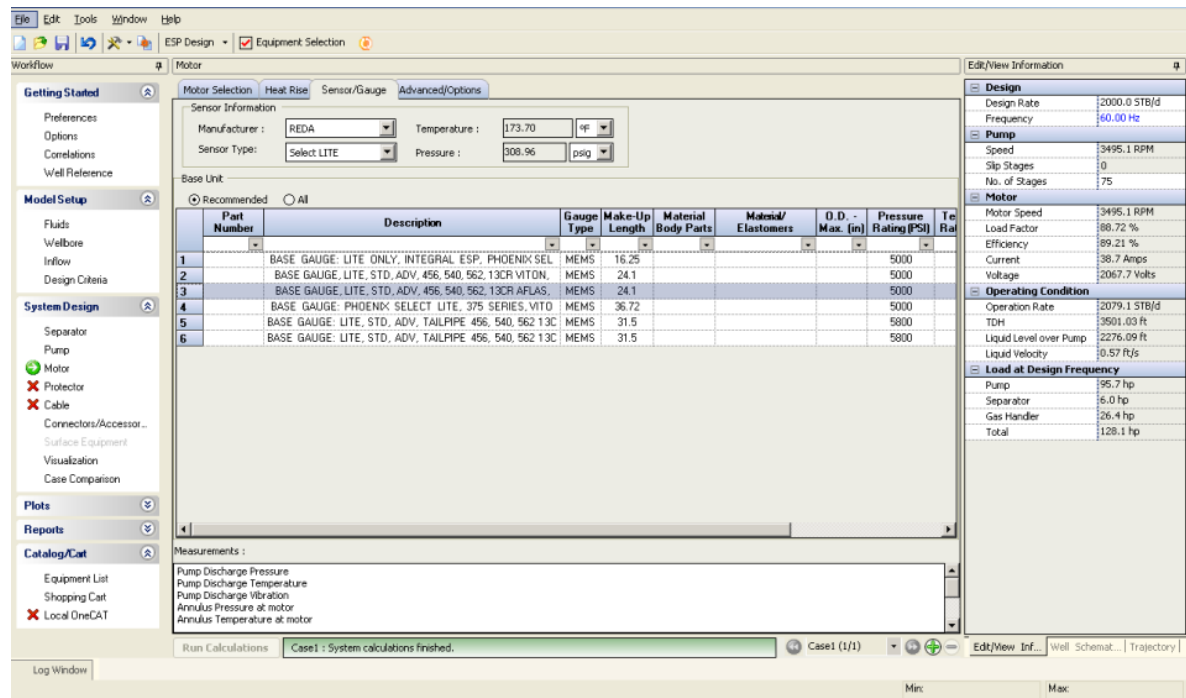
Posterior a la selección de la bomba, se debe seleccionar el motor y el sensor. La ventana para esto se ilustra en la **Figura 45**. Allí se debe seleccionar el tamaño a usar del motor, mismos tamaños mencionados en la bomba, de que fabricante, si es de clasificación variable o es fijo, esto aplicando a motores convencionales, ya que si se trabaja con un motor de imanes permanentes su clasificación no es variables sino fija. Y lo más importante, si es un motor de clasificación variable, especificar cuál es el porcentaje de “derate”. El “derate” hace referencia a los valores de placa del motor, por ejemplo, un motor cuyos valores placa sean 2,000 voltios y 20.2 amperios a 60Hz y trabaja a un rating del 100% significa que esos valores mencionados serán sus valores de trabajo. Sin embargo, cuando se dice que el motor está “derateado” al 80%, significa que sus valores de placa se reducirán, trabajando solo al 80% de su capacidad. Pero esto no significa que los nuevos valores serán 1,600 voltios y 16.2 amperios debido a que son motores de inducción y sus comportamientos eléctricos son únicos, por lo que estos valores pueden ser mayores o menores, el único que puede determinar el valor real es el software que cuenta con los algoritmos para hacerlo. En cuanto a al sensor, se debe ingresar en la pestaña “Sensor/Gauge”. Todos los pozos utilizan un sensor Tipo 1. La selección queda en la **Figura 46**.

Figura 45. Ventana de selección del motor de fondo.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

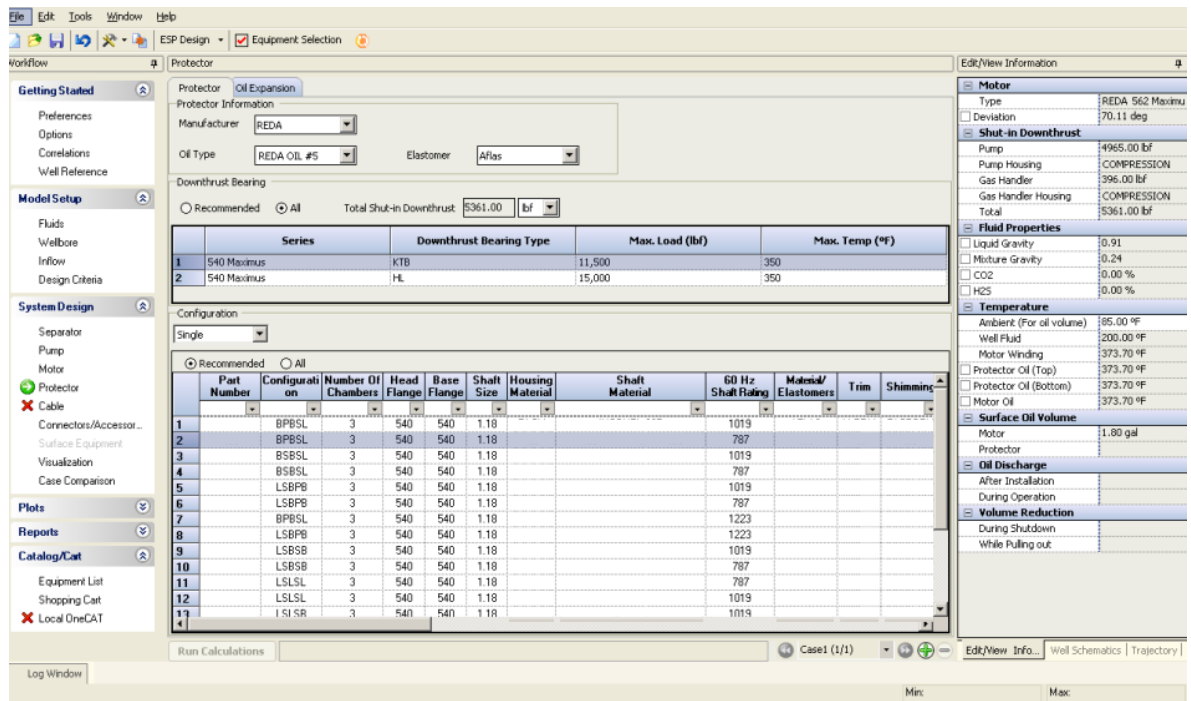
Figura 46. Ventana de selección de sensor de fondo.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

A continuación, se procede con la selección del protector del motor. La ventana para hacer esto se ilustra en la **Figura 47**. En esta ventana se encontrará en la parte derecha, en la sección “Temperature”, el espacio de la temperatura ambiente desocupado. Es necesario colocar el valor de la temperatura ambiente en grados Fahrenheit para que el software pueda simular la expansión del aceite que contiene el protector. Una vez se ha seleccionado, se procede a correr los cálculos y se continúa al cable.

Figura 47. Ventana de selección del protector.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

La ventana de selección del cable se ilustra en la **Figura 48**. En ella también se debe hacer la selección del Motor Lead en la pestaña “MLE” que se muestra en la **Figura 49**. La selección del cable se hace teniendo en cuenta los kilovoltios que permite pasar, el tamaño del cable teniendo en cuenta la nomenclatura de la American Wire Gauge (AWG), la configuración del cuerpo, es decir, si es redondo o plano y finalmente, la configuración del conductor, si es sólido, en filamentos o compacto.

Figura 48. Ventana de selección del cable.

Manufacturer: REDA Cable Segments: One

Total Length/Temperature: Total Length: 8600.00 ft, Temperature: 173.65 °F

Electric Cost: Cost: 0.05 \$/kWh, Period: Monthly

Cable Specifications: Conductor: Solid, Shape: Flat

Part Number	Classification	Cable Type Name	KV	Conductor Size	Conductor Type	Configuration	Temperature Rating (deg. F)	O.D. - Armor Major (in)	O.D. - Armor Minor (in)	O.D. - Armor (in)
1	REDALEAD	ELB	5	2	SOLID	FLAT	450	1.56	0.6	0.6
2	REDALEAD	EL	5	4	SOLID	FLAT	450	1.38	0.54	
3	REDALEAD	EL	5	1	SOLID	FLAT	450	1.64	0.63	0.63
4	REDALEAD	EL	5	2	SOLID	FLAT	450	1.54	0.6	0.6
5	REDALEAD	EL	5	4	SOLID	FLAT	450	1.82	0.54	0.54
6	REDALEAD	EL	4	6	SOLID	FLAT	450	1.15	0.47	0.47
7	REDALEAD	EHL	4	4	SOLID	FLAT	450	1.34	0.53	0.53
8	REDALEAD	EHL	4	6	SOLID	FLAT	450	1.21	0.49	
9	REDALEAD	EL	4	4	SOLID	FLAT	450	1.28	0.51	
10	REDALEAD	EL	4	6	SOLID	FLAT	450	1.15	0.47	
11	REDALEAD	EL	5	2	SOLID	FLAT	450	2.02	0.6	
12	REDALEAD	EL	4	2	SOLID	FLAT	450	1.5	0.58	0.58
13	REDALEAD	EL	5	1	SOLID	FLAT	450	2.13	0.66	
14	REDALEAD	EL	5	2	SOLID	FLAT	450	1.54	0.6	0.6
15	REDALEAD	EL	4	4	SOLID	FLAT	450	1.28	0.51	0.51

Error: No cable selected.

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Figura 49. Ventana de selección del Motor Lead.

Motor: REDA 562 Maximus FA52

Total Length/Temperature: Total Length: 42.83 ft, Temperature: 173.65 °F

Part Number	Connection Type	Cable Type	Length (ft)	Temperature Rating (deg. F)	Conductor Size	Motor Series	Material Armor	O.D. - Armor Major (in)	O.D. - Armor Minor (in)	Conductor Type
1	PLUG-IN	KELB	70	300	4	540/562 MAVIMUS-300	G	1.24	0.48	SOLID
2	PLUG-IN	KELB	80	300	4	540/562 MAVIMUS-300	G	1.24	0.48	SOLID
3	PLUG-IN	KELB	90	300	4	540/562 MAVIMUS-300	G	1.24	0.48	SOLID
4	PLUG-IN	KELB	100	300	4	540/562 MAVIMUS-300	G	1.24	0.48	SOLID
5	PLUG-IN	KELB	110	300	4	540/562 MAVIMUS-300	G	1.24	0.48	SOLID
6	PLUG-IN	KELB	130	300	4	540/562 MAVIMUS-300	G	1.24	0.48	SOLID
7	PLUG-IN	KELB	140	300	4	540/562 MAVIMUS-300	G	1.24	0.48	SOLID
8	PLUG-IN	KELB	150	300	4	540/562 MAVIMUS-300	G	1.24	0.48	SOLID
9	PLUG-IN	KELB	70	300	4	540/562 MAVIMUS-300	M	1.22	0.47	SOLID
10	PLUG-IN	KELB	80	300	4	540/562 MAVIMUS-300	M	1.22	0.47	SOLID
11	PLUG-IN	KELB	90	300	4	540/562 MAVIMUS-300	M	1.22	0.47	SOLID
12	PLUG-IN	KELB	100	300	4	540/562 MAVIMUS-300	M	1.22	0.47	SOLID
13	PLUG-IN	KELB	110	300	4	540/562 MAVIMUS-300	M	1.22	0.47	SOLID
14	PLUG-IN	KELB	120	300	4	540/562 MAVIMUS-300	M	1.22	0.47	SOLID
15	PLUG-IN	KELB	130	300	4	540/562 MAVIMUS-300	M	1.22	0.47	SOLID
16	PLUG-IN	KELB	140	300	4	540/562 MAVIMUS-300	M	1.22	0.47	SOLID
17	PLUG-IN	KELB	150	300	4	540/562 MAVIMUS-300	M	1.22	0.47	SOLID
18	PLUG-IN	KELB	250	300	4	540/562 MAVIMUS-300	G	1.24	0.48	SOLID

Case1: System calculations finished.

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Este elemento final determina que la selección ha sido hecha por completo en cuanto al equipo de fondo. Lo siguiente es la selección del equipo de superficie. Cuatro de los cinco pozos seleccionados cuentan con variadores Schlumberger, así pues, no es necesario hacer la selección del equipo en superficie ya que el software lo tiene por defecto. Ahora, uno de los equipos tiene un variador de marca SLACOL, pero como el software no tiene otros proveedores de equipos en superficie en su configuración, se deja el de Schlumberger por defecto, acción que no provoca un impacto importante ya que este elemento en el software es netamente para poder ver el voltaje en superficie.

Todo el proceso de creación del caso se ha realizado, lo que sigue es hacer el match de la prueba de producción que se tiene. En este caso, se debe ajustar la producción dada por el equipo y la presión de fondo, con el fin de ajustar las condiciones de prueba con el simulador. Esto se logra mediante el ajuste de los valores de “dereteo” de la bomba en la sección “Advanced/Options” que se mencionó anteriormente. Para hacer el ajuste de la corriente de motor se hace el cambio del porcentaje del Power en esa misma ventana, como se nombró anteriormente en la **Figura 44**.

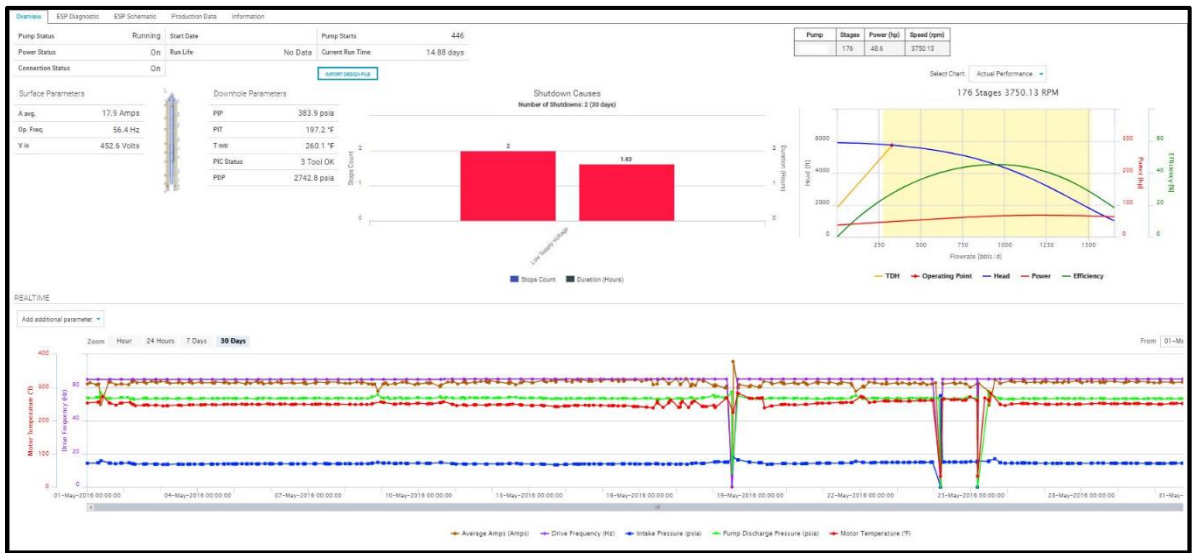
Al ajustar las condiciones de producción en el software, se procede a ejecutar el módulo de diagnóstico de este, el cual permite verificar, teniendo en cuenta los valores de los parámetros leídos por el sensor de fondo como presión de descarga, presión de intake, temperatura de motor y de intake, que el perfil de presión coincida, que los valores de “dereteo” de la bomba son los correctos; todo con el fin de asegurar de manera más precisa las condiciones de la prueba de producción. En este módulo se muestra, además del perfil de presiones, la curva de la bomba, gráficos que ayudan a confirmar que las condiciones del match son o no las correctas. Dejando el match de la prueba de producción ya listo, asegurando que se están dando las condiciones de la prueba en el simulador, se procede a simular el (los) evento(s) deseado(s).

Cada vez que se quiere realizar la simulación de un evento, es necesario hacer el match de una prueba de producción lo más cercana al evento con el fin de asegurar las condiciones de producción sin importar que se haya hecho una previa. Ahora, si los eventos son cercanos entre ellos, es posible usar la misma prueba para la simulación del siguiente evento.

A continuación, se procede con el segundo simulador, LiftIQ. Mediante el diseño del equipo ESP realizado en el anterior software, lo carga en su interfaz, así como también, carga las curvas de trabajo de la bomba centrífuga y permite visualizar en pantalla cómo se está comportando el equipo durante el evento en cuestión. A diferencia de DesignPro, LiftIQ muestra los parámetros de trabajo al tiempo que tiene toda la información de rendimiento del sistema de levantamiento; esto permite diagnosticar de mejor manera el ALS y los resultados que arroje el mismo cuando se someta a simulación durante los eventos identificados.

La **Figura 50** muestra la ventana de LiftIQ. Para cargar el diseño realizado en DesignPro se procede a buscar el pozo interés y en la ventana “Overview” se selecciona “IMPORT DESIGN FILE”. El diseño se carga al software para que la curva con el punto de operación y el estado mecánico aparezcan junto con los parámetros de operación tal como se muestra misma figura.

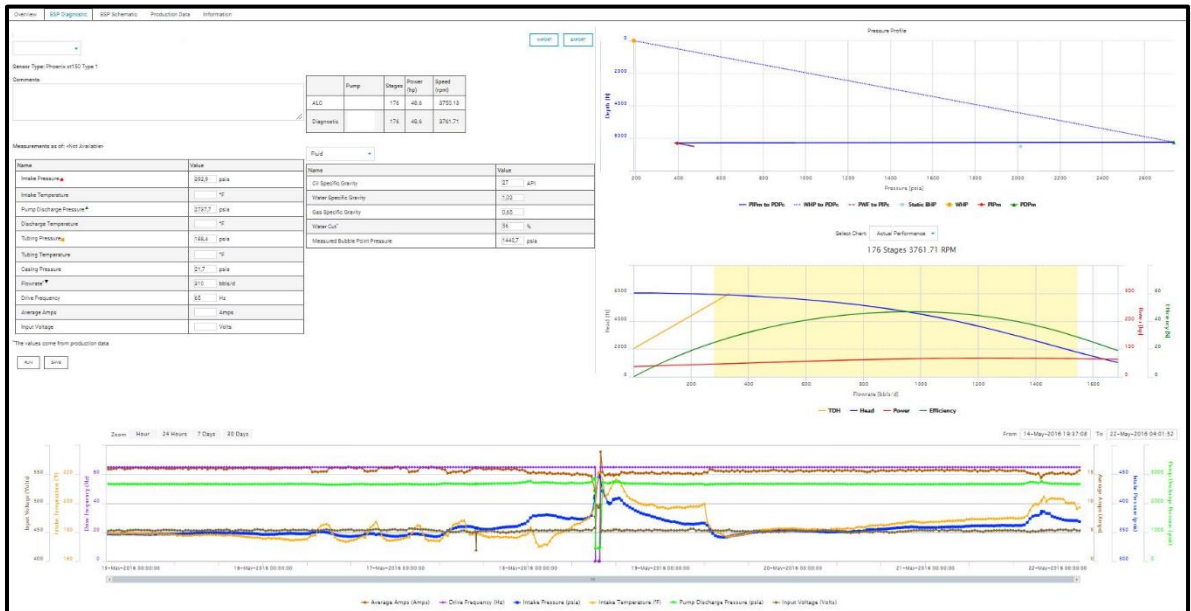
Figura 50. Ventana de importación del diseño en DesignPro del equipo ESP.



Fuente: SCHLUMBERGER. LiftIQ. Año 2017.

Lo siguiente es ir a la pestaña “ESP Diagnostic” con el fin de cargar el diagnóstico que mostrará el perfil de presiones, la curva de la bomba y los parámetros de trabajo, tal como se observa en la **Figura 51**.

Figura 51. Ventana para cargar el diagnóstico del equipo ESP.



Fuente: SCHLUMBERGER. LiftIQ. Año 2017.

Hay que tener en cuenta que, debido a incompatibilidades con los diagnósticos por las versiones que maneja DesignPro, no todos los pozos pueden ser cargados a LiftIQ, razón por la cual hay dos pozos que no cuentan con información de este último.

5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

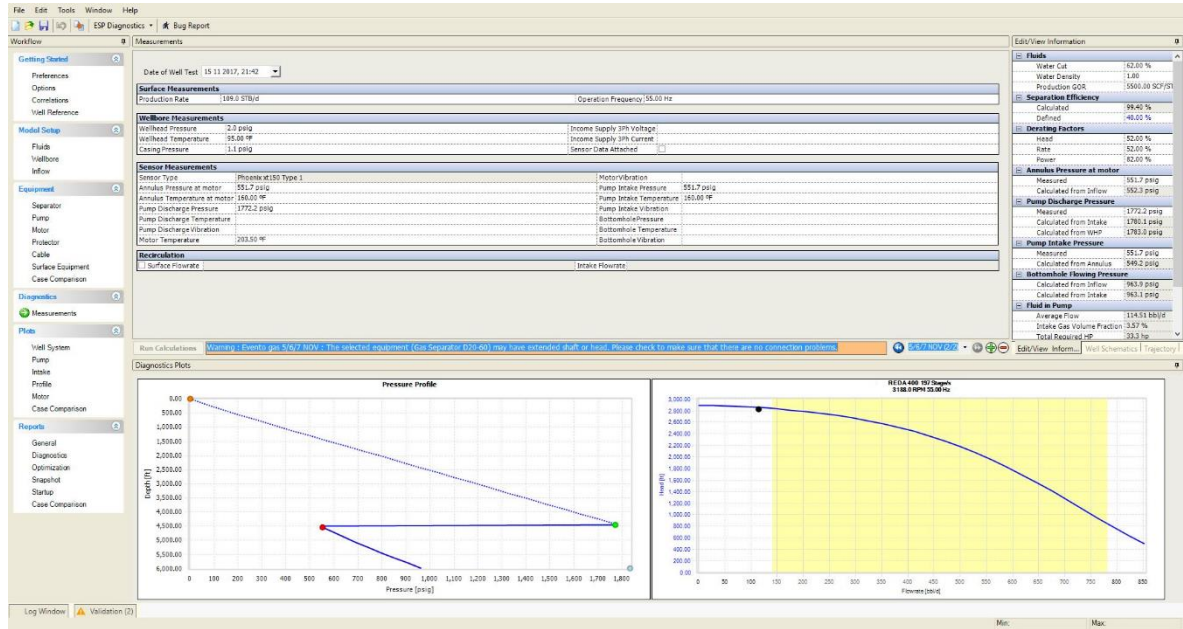
A continuación, se hará el análisis de los resultados obtenidos en las simulaciones de cada uno de los equipos instalados en los pozos de estudio, con el fin de evaluar el impacto de las alertas enviadas por el centro de monitoreo remoto (ROC) para cada uno de los eventos donde estas fueron acatadas. Se mostrarán comparaciones entre los comportamientos que debían mantener los equipos y los comportamientos que estaban presentando en cada evento, juzgando las acciones que se tomaron para corregirlos y llevar el equipo ESP devuelta a su condición de operación estable.

5.1 POZO A.

Como se pudo observar en la sección 3.3.1.2, para el Pozo A se acataron 3 alertas por parte del cliente, cada una identificando una tendencia anómala y que se pudo corregir gracias a la notificación con la alerta, las cuales fueron dos tendencias de gas y una obstrucción.

5.1.1 Primer Evento de Gas (Gráfica 6). De acuerdo con la tendencia, se estaba presentando un bacheo de gas, evento que duró cerca de dos días. Después del envío de la alerta (03:00 del cinco de noviembre del 2016), se hicieron cambios de frecuencia, acción normal que permite realizar el desbloqueo del equipo mediante el incremento y decremento de esta. Sin embargo, no surtieron efecto ya que no fueron lo suficientemente agresivas. Posteriormente se presenta una detención del equipo, detención que no podía ser prevista por el centro de operación remota ya que fue por corte en el flujo eléctrico. La simulación que se presenta en la **Figura 52** arroja que cada uno de los picos más bajos presentes en la tendencia representan un bache de gas, es decir, que el equipo reducía su producción en 130 barriles al día aproximadamente cada vez que se tenía un pico bajo de corriente, una reducción en la producción del 45%. Ahora, la parada del equipo dura cerca de siete horas, mostrando que duró bastante tiempo apagado, sin embargo, en el arranque el equipo trabaja muy estable, lo que lleva a pensar que trabajos en sitio como la apertura del anular permitieron desgasificar el pozo para que trabajara de nuevo en su condición normal. Gracias a la alerta, lo que se haya realizado en sitio para desgasificar el equipo, funcionó, más teniendo en cuenta que la probabilidad de falla durante el evento era del 68.1%. En la **Tabla 6** se presenta un comparativo del match de producción realizado y el evento de gas ocurriendo en el pozo señalando en las principales diferencias que llevan a identificarlo como un evento significativo. Se aprecia un incremento considerable en la relación Gas-Petróleo (GOR), pasando de 353 a 5500 SCF/STB. La tendencia indica que la bomba lograba manejar el gas ya que tenía picos de corriente, picos que indican baches de ese fluido.

Figura 52. Simulación del Pozo A en el evento de gas.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Tabla 6. Tabla comparativa entre el match de producción y el evento de gas.

	MATCH PRODUCCIÓN 4 NOV 16		Evento de gas	
Fluids				
GOR	353.78	SCF/STB	5500	SCF/STB
Pumping Condition				
Liquid Rate at Inlet	248.42	bbl/d	114.2	bbl/d
Design Rate	239	STB/d	109	STB/d
Gas Rate into Pump	0	bbl/d	4.22	bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0	%	3.57	%
Gas Volume Fraction	38.38	%	91.21	%
Total Separation Efficiency	99.75	%	99.4	%
Intake Pressure	482.1	psig	549.2	psig
Measured Discharge Pressure	1774.4	psig	1772.2	psig
Calculated Discharge Pressure (From PIP)	1774.6	psig	1780.1	psig
Calculated Discharge Pressure (From WHP)	1798.5	psig	1783	psig
Operating Frequency	55	Hz	55	Hz
Pump Information				
Number of Stages	197		197	
Operation Speed	3186.7	RPM	3188	RPM
Required Power	26.9	hp	22.9	hp
Pump Efficiency	18.83	%	9.77	%

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Tabla 6. (Continuación).

Motor Information			
Motor Speed	3186.7	RPM	3188 RPM
Motor Amperage	14.5	Amps	10.0 Amps
Motor Voltage	1689.4	Volts	1681.4 Volts
Electrical Information			
Surface Voltage	1740.9	Volts	1728.9 Volts
Required kVA	43.8		39.75

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

5.1.2 Evento de obstrucción Noviembre (Gráfica 7). En la tendencia se presentaba un taponamiento, lo que no permitía paso del fluido hacia el interior de la bomba y provocaba que la temperatura de motor e intake aumentaran. De acuerdo con la simulación del evento, durante el mismo su producción paso de ser 239 barriles al día a caer a 172 barriles al día, cifra que representa una reducción del 28% en la producción, sin mencionar el hecho de que el motor, después de la toma de acción que permitió que el equipo volviera a funcionar de manera correcta, quedó trabajando más cargado a la misma frecuencia sin haberse realizado cambios en la frecuencia base o en el “TAP” del transformador elevador, lo que indica que el manejo de sólidos por parte del equipo aumentó. La **Tabla 7** muestra la comparación de los eventos simulados señalando en rojo los puntos importantes, y la **Figura 53** ilustra el diagnóstico de la simulación del evento de obstrucción. Debido al conocimiento que se tiene de que la formación aporta bastante material sólido (arena), se encontró que la alerta y la acción tomada evitaron una falla del equipo ya que el material que estuviese obstruyendo el flujo pasó por la bomba.

Tabla 7. Tabla comparativa entre el match de producción y el evento de obstrucción.

	MATCH 17 NOV 16	OBSTRUCCIÓN
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4497.98 ft	4497.98 ft
Wellhead Pressure	4.1 psig	5 psig
Wellhead Temperature	95 °F	95 °F
Bottomhole Temperature	145 °F	145 °F
Bottomhole Pressure	1833 psig	1833 psig
Fluids		
Water Spec. Gravity	1	1
Water Cut	62 %	61 %
GOR	353.78 SCF/STB	353.78 SCF/STB
Inflow		
Method	Vogel Watercut	Vogel Watercut
PI		
Static Bottomhole Pressure	1833 psig	1833 psig
Test Pressure	494.7 psig	482 psig

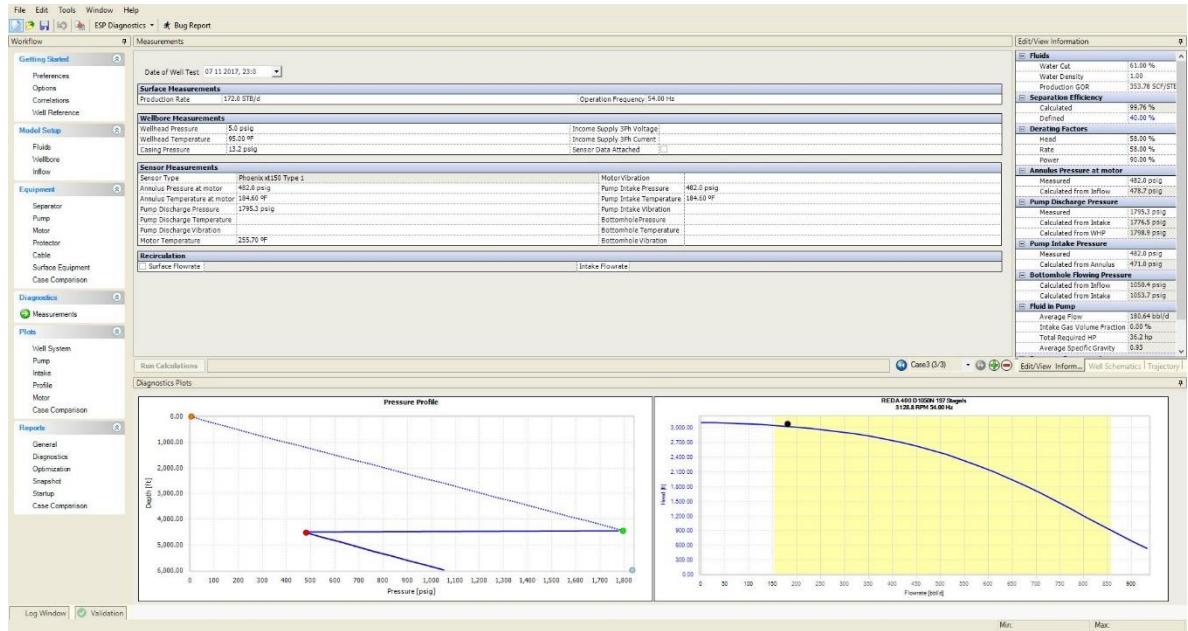
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Tabla 7. (Continuación)

Pump Information		
Number of Stages	197	197
Operation Speed	3128.8 RPM	3128.8 RPM
Required Power	27.8 hp	25.4 hp
Pump Efficiency	18.3 %	14.72 %
Motor Information		
Motor Speed	3128.8 RPM	3128.8 RPM
Motor Amperage	15.1 Amps	17.1 Amps
Motor Voltage	1658.6 Volts	1658.6 Volts
Electrical Information		
Surface Voltage	1712.1 Volts	1711.1 Volts
Required kVA	44.7	42.44
Test Flowrate	239 STB/d	172 STB/d
Flowing Bottomhole Pressure (From PIP)	1067.8 psig	1053.7 psig
Flowing Bottomhole Pressure (From Inflow)	1064.9 psig	1050.4 psig
Pumping Condition		
Liquid Rate at Inlet	248.41 bbl/d	181.35 bbl/d
Design Rate	239 STB/d	172 STB/d
Gas Rate into Pump	0 bbl/d	0 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0 %	0 %
Gas Volume Fraction	38.37 %	41.3 %
Natural Separation Efficiency	25.82 %	26.39 %
Total Separation Efficiency	99.75 %	99.76 %
Intake Pressure	483.7 psig	471 psig
Discharge Pressure	1781.2 psig	1776.5 psig
Measured Discharge Pressure	1774.4 psig	1795.3 psig
Calculated Discharge Pressure (From PIP)	1781.2 psig	1776.5 psig
Calculated Discharge Pressure (From WHP)	1798.5 psig	1798.9 psig
Operating Frequency	54 Hz	54 Hz

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Figura 53. Perfil de presiones del equipo durante el evento de obstrucción.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

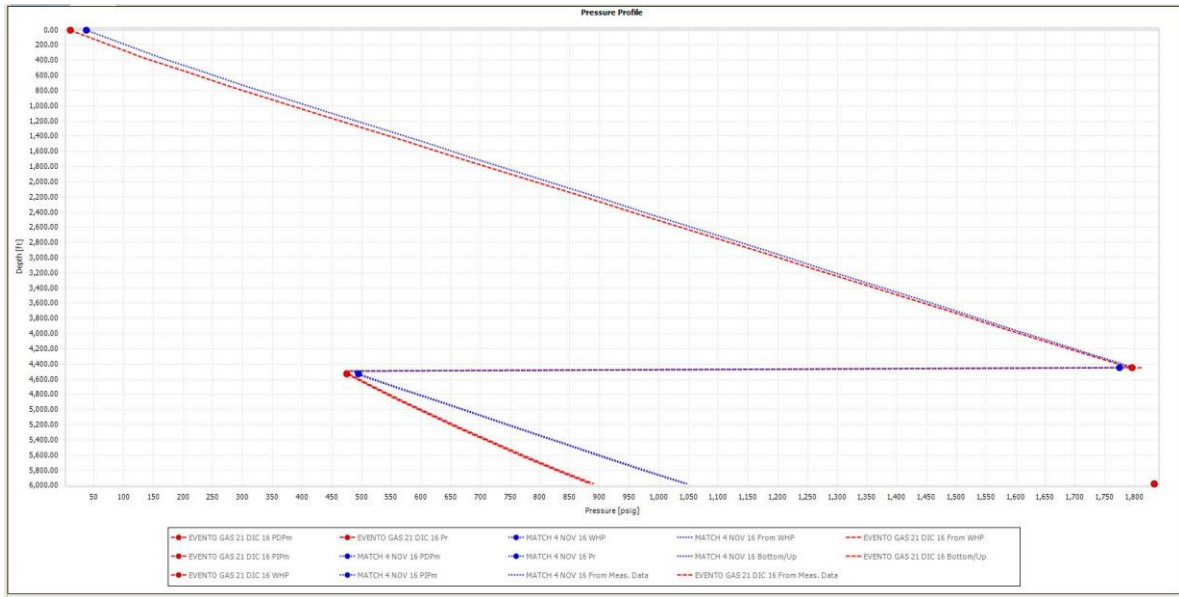
5.1.3 Evento de Gas Diciembre (Gráfica 8). El equipo se gasifica luego de que en Campo se aumentara la frecuencia de trabajo. Para poder corregir este evento de gas, se procede con cambios de frecuencia que permiten el desbloqueo del equipo. Aunque la carga del motor alcanzó a llegar los 10 amperios, cerca de cinco amperios de diferencia por debajo del valor operativo, nunca se apagó por la incorrecta configuración del valor de apagado de la baja carga. Los cambios de frecuencia desde remoto permitieron que el equipo volviera a normalizar su condición operativa. Una potencial falla del sensor y del motor de fondo, por ejemplo, fue evitada ya que si no se toma acción la temperatura de motor e intake podrían aumentar de manera exponencial sobrepasando los límites técnicos de dichos componentes. En la **Tabla 8** se muestra la comparación del match de producción realizado y de la simulación del evento de potencial falla, resaltando los puntos de cambio importantes. También se ilustra la **Figura 54** mostrando el perfil de presiones tanto del match de producción como del evento de gas. En ella se observa el desfase que tiene el perfil de presión cuando se encuentra gas pasando por la bomba (línea roja) provocando una caída en la producción. De acuerdo con la **Tabla 8**, se aprecia un aumento significativo del GOR, aumento que llevó en este caso al bloqueo del equipo ESP. Asimismo, se aprecia una reducción de 59 barriles al día menos cuando ocurre el evento.

Tabla 8. Comparación del match de producción y segundo evento de gas.

	MATCH 4 NOV 16	EVENTO GAS 21 DIC 16
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4497.98 ft	4497.98 ft
Wellhead Pressure	37.1 psig	10 psig
Wellhead Temperature	95 °F	95 °F
Bottomhole Temperature	145 °F	145 °F
Bottomhole Pressure	1833 psig	1833 psig
Fluids		
Water Spec. Gravity	1	1
Water Cut	46 %	60 %
GOR	353.78 SCF/STB	3050 SCF/STB
Inflow		
Method	Vogel Watercut	Vogel Watercut
PI		
Static Bottomhole Pressure	1833 psig	1833 psig
Test Pressure	494.7 psig	476 psig
Test Flowrate	239 STB/d	178 STB/d
Flowing Bottomhole Pressure (From PIP)	1047.8 psig	880 psig
Flowing Bottomhole Pressure (From Inflow)	1044.1 psig	858 psig
Pumping Condition		
Liquid Rate at Inlet	250.55 bbl/d	187.76 bbl/d
Design Rate	239 STB/d	180 STB/d
Gas Rate into Pump	0 bbl/d	3.9 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0 %	2.03 %
Gas Volume Fraction	46.73 %	87.83 %
Natural Separation Efficiency	25.8 %	26.34 %
Total Separation Efficiency	99.75 %	99.2 %
Intake Pressure	484.4 psig	472.1 psig
Discharge Pressure	1769.9 psig	1809.1 psig
Measured Discharge Pressure	1774.4 psig	1795 psig
Calculated Discharge Pressure (From PIP)	1769.9 psig	1809.1 psig
Calculated Discharge Pressure (From WHP)	1798.5 psig	1789 psig
Operating Frequency	55 Hz	55 Hz
Pump Information		
Number of Stages	197	197
Operation Speed	3186.7 RPM	3186.7 RPM
Required Power	27.4 hp	15.1 hp
Pump Efficiency	18.57 %	26.29 %
Motor Information		
Motor Speed	3186.7 RPM	3186.7 RPM
Motor Amperage	14.8 Amps	10.6 Amps
Motor Voltage	1689.4 Volts	1689.4 Volts
Electrical Information		
Surface Voltage	1741.9 Volts	1726.8 Volts
Required kVA	44.71	31.57

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Figura 54. Comparación del perfil de presiones entre el match y el evento.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

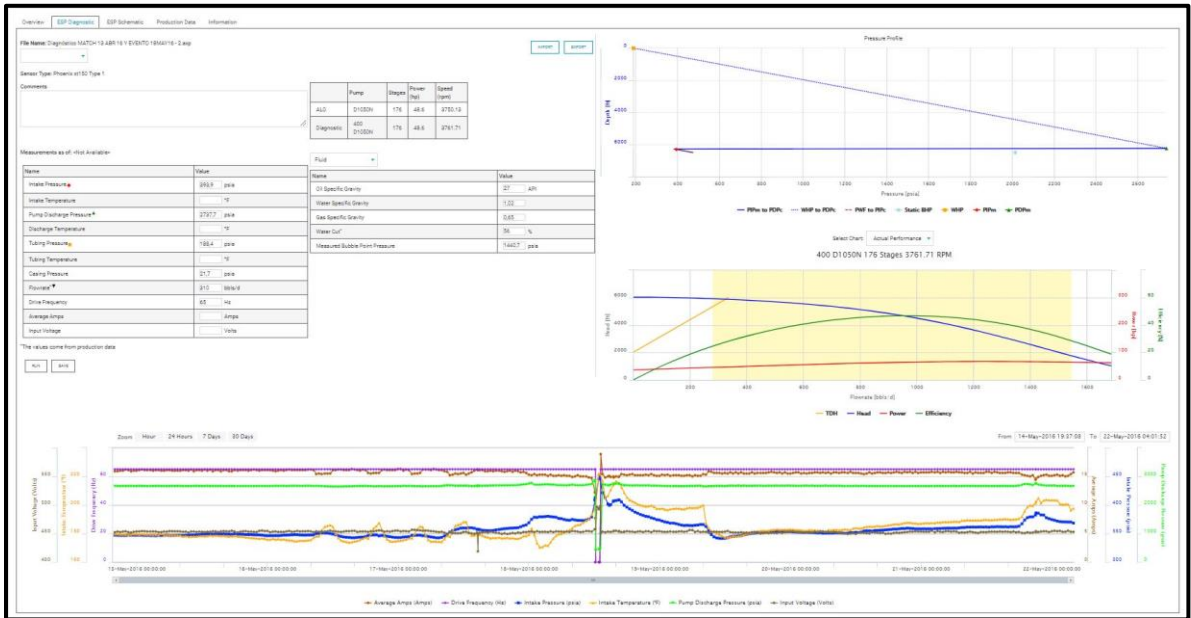
5.2 POZO B

El Pozo B cuenta con dos alertas acatadas (revisar Anexo II). De acuerdo con el análisis del comportamiento del equipo durante su operación, presenta problemas con los aumentos de la temperatura de motor de manera abrupta, aumento que se genera debido al historial de depositación de scale alrededor del motor. A continuación, se presentan los dos eventos identificados, uno por aumento de temperatura y el otro por una baja PIP.

5.2.1 Evento de aumento de temperatura. La primera tendencia para este pozo se presenta durante el aumento de la temperatura de motor de manera súbita. Este aumento de la temperatura va acompañado de aumentos en la presión de intake indicando posibles bloqueos por sólidos. Durante la operación del equipo ESP, es importante evitar la mayor cantidad de detenciones de este, sin embargo, cuando el evento que se esté presentando afecta la integridad de los equipos se prefiere realizar la detención de manera manual. Desde el punto de vista técnico, esto permite que la temperatura se reduzca y el motor no sufra falla alguna trabajando por tiempos prolongados en la condición de riesgo. La **Figura 55** muestra la simulación realizada por LiftIQ para el evento, donde se puede observar que en efecto la temperatura tiene un incremento acelerado que, en caso de que la tendencia incremental no se hubiese corregido, la integridad del sensor de fondo o del motor pudieron haber estado en peligro.

Es un evento de potencial falla evitada gracias a la acción tomada previa al aumento acelerado de la temperatura.

Figura 55. Simulación evento de alta temperatura de motor.

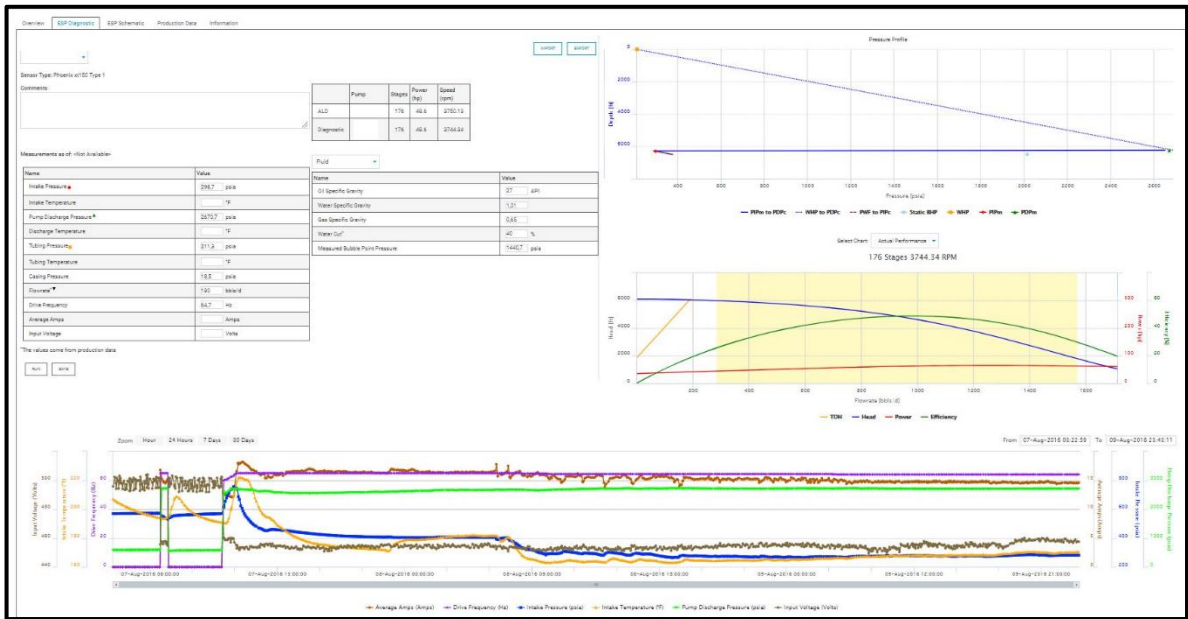


Fuente: SCHLUMBERGER. LiftIQ. Año 2017.

5.2.2 Evento de control de presión de Intake. De acuerdo con la tendencia, el equipo arranca sin mostrar la tendencia normal de drawdown que se venía generando antes del evento como lo muestra la PIP. Sin embargo, posterior a trabajos realizados en sitio, la PIP disminuye drásticamente. Con el fin de controlar el pump-off, se procede a bajar frecuencia como lo recomendaba la alerta. Ésta, además, mencionaba que el valor de la PIP estaba tan solo a 50 psi del valor de protección, lo que para ese momento indicaba que era riesgoso para la bomba llegar a trabajar en vacío. La **Figura 56** presenta tanto el evento como la acción acatada de reducción de frecuencia para estabilizar la PIP.

En la simulación del evento, se presenta un incremento en la tasa de flujo, claramente presentado por la reducción de la PIP, sin embargo, la tasa en ese punto no es la adecuada para el equipo, lo que representa que el mismo se encontraba en zona de downthrust, implicando que la zapata que absorbe dicho impacto en el protector se encontraba cargada al 64%, porcentaje que en condiciones de downthrust más severo podría, como se observa en la **Figura 56**, representar un incremento en la probabilidad de falla del sistema.

Figura 56. Simulación del evento de baja presión de succión (PIP)



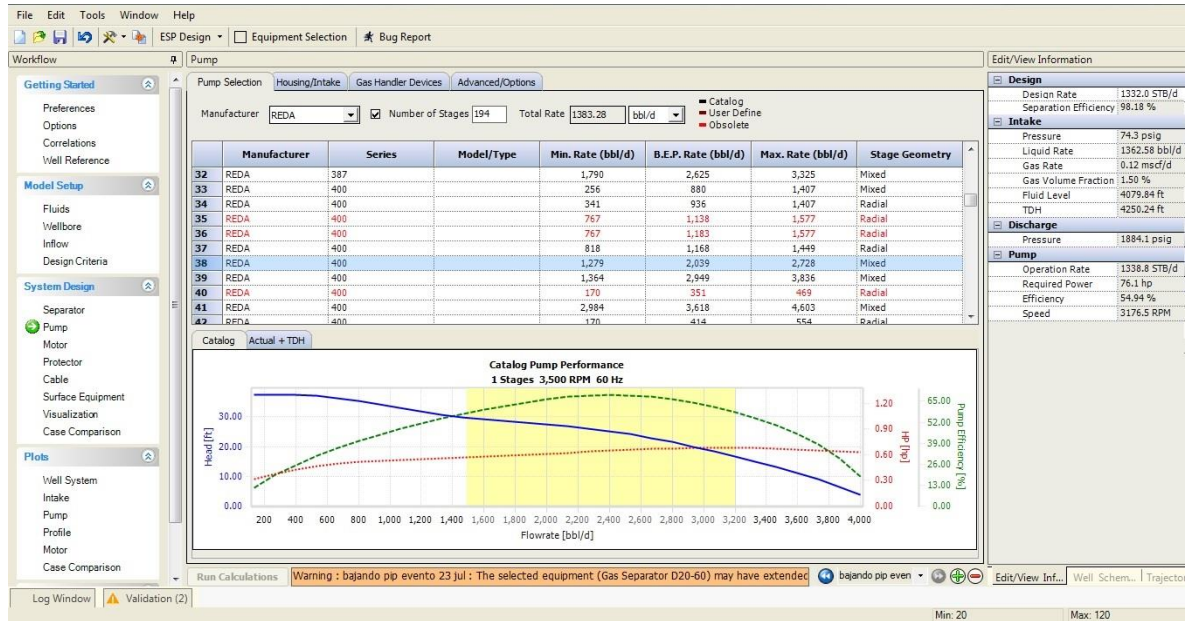
Fuente: SCHLUMBERGER. LiftIQ. Año 2017.

5.3 POZO C.

Para el pozo se presentan dos tendencias importantes encontradas en el análisis (revisar Anexo II). Estos dos eventos son respecto a bajas PIP que se presentaron durante la operación del pozo y que se lograron manejar mediante las maniobras de frecuencia.

5.3.1 Primer Evento de Baja PIP. Para este evento, el equipo estuvo a tan solo 14 psi del valor de apagado (100 psi) trabajando a una frecuencia de 55.8 Hz, con tendencia a seguir disminuyendo. La alerta enviada permitió realizar la reducción de la frecuencia de operación con el fin de permitirle al sistema estabilizarse y ganar presión para evitar que la bomba quede trabajando en vacío, problema que podía llevar a la falla del equipo. De hecho, la tendencia muestra que, a la misma frecuencia de operación, la PIP no lograba estabilizar en el algún punto, indicando que algún posible problema con el aporte del pozo se estaba presentado. Para la simulación, se procedió a reducir la presión de intake a la cual se podría haber llegado en caso de no haber tomado acción; sin embargo, el software solo permite llegar hasta cierta presión de intake ya que una vez detecta que se está viendo en riesgo el equipo no deja continuar. Como se aprecia en la derecha de la **Figura 57**, la mínima presión alcanzada en la simulación fue de 74 psi. Esta presión ya indica posible riesgo de la integridad de la bomba al llegar a trabajar en vacío. Una vez se procede con la reducción de la frecuencia, la PIP vuelve a recuperar su tendencia creciente, permitiendo levantar el nivel dinámico del pozo, alcanzando 120 psi.

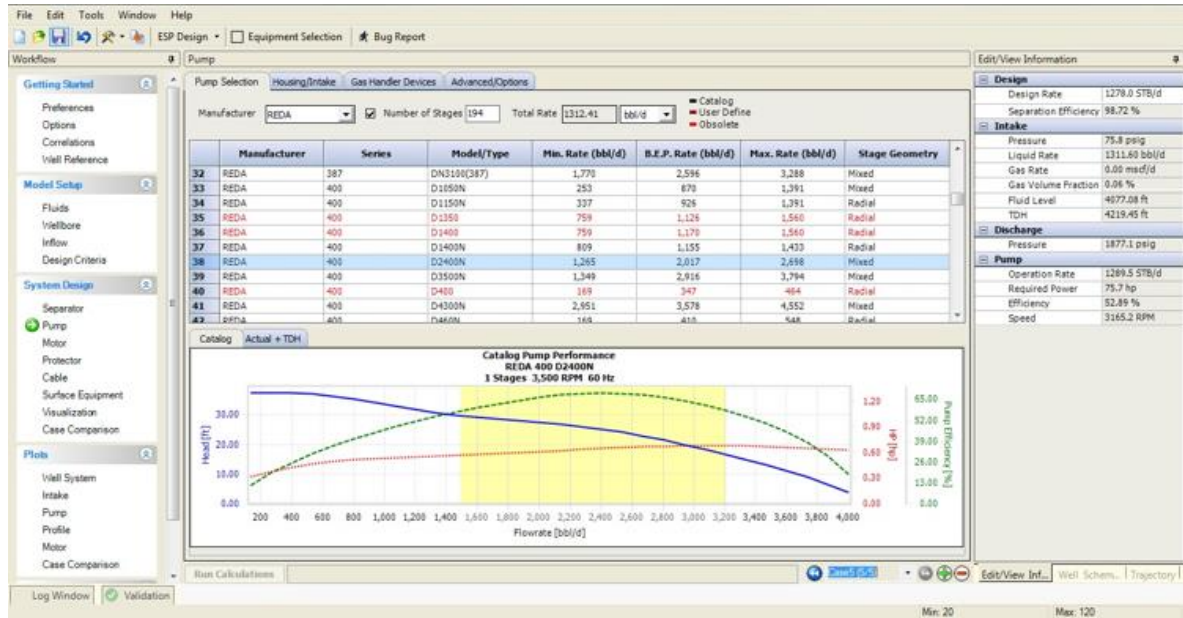
Figura 57. PIP mínima alcanzada en el simulador.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

5.3.2 Segundo Evento de Baja PIP. Este segundo evento es un poco más notorio de la peligrosidad de la baja PIP experimentada. De hecho, en este caso el equipo estuvo a tan solo 10 psi del valor de apagado con una tendencia decremental mucho más marcada. En este punto, el pump-off era mucho más rápido a ser alcanzado. La simulación se realizó de la misma manera que en la condición anterior obteniendo el mismo resultado de no poder reducirla más. En la **Figura 58** se presenta la simulación donde en la parte derecha se encuentra la PIP alcanzada, 76 psi. Dado que la PIP alcanzada fue mucho más baja que la anterior, el valor de la simulación muestra que el equipo pudo haber quedado trabajando en vacío si no se tomaba acción. Adicionalmente, los problemas de aporte de la formación o algún evento anómalo en el pozo estaban provocando que, a la misma frecuencia de trabajo, e inclusive después de haber realizado un primer decremento de frecuencia, la PIP cayera de manera abrupta. Como se puede ver en la información del Anexo II para el pozo, una vez se toma acción la PIP tiene una tendencia incremental, recuperando presión y evitando que el equipo se encuentre en riesgo.

Figura 58. Simulación del segundo evento de baja PIP.



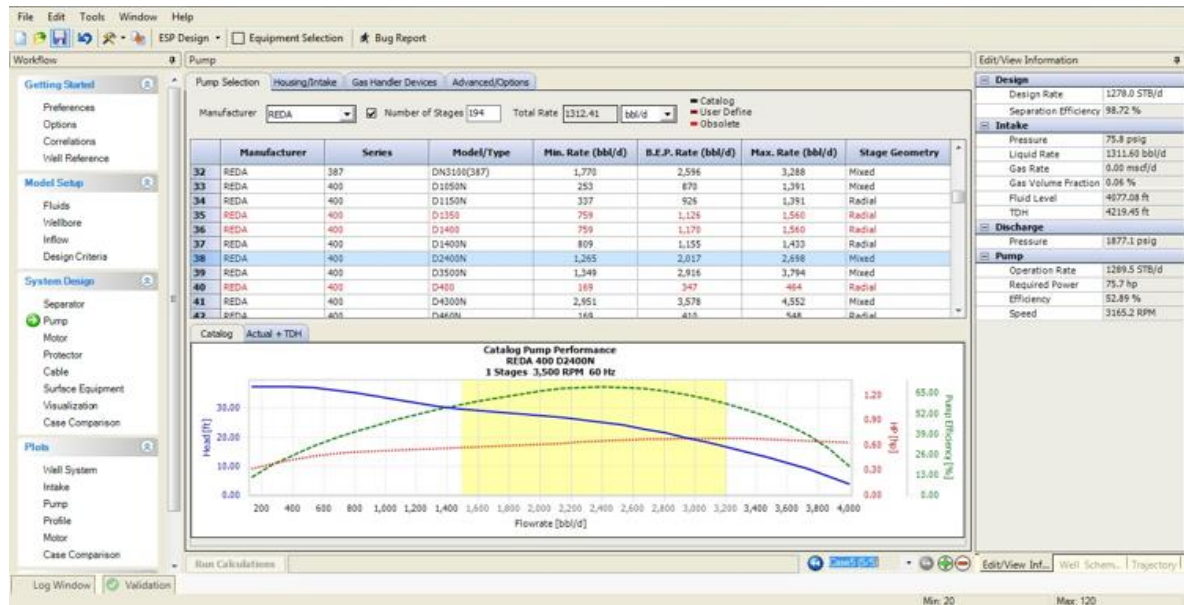
Fuente: SCHLUMBERGER. LiftIQ. Año 2017.

5.4 POZO D

En el pozo D se identificaron cuatro tendencias (revisar Anexo II), entre las que se tienen problemas de sumergencia y bloqueos por gas.

5.4.1 Evento de baja PIP. La tendencia indica que el equipo arranca generando un drawdown agresivo. Sin embargo, la PIP no logra estabilizarse llegando a trabajar a tan solo 9 psi del valor de protección. Pero lo más importante que se puede observar es que hay múltiples cambios de frecuencia que para poder estabilizarlo, lo que significa que si no se hubiesen realizado el equipo hubiese ido hasta el punto de trabajar en vacío. La **Figura 59** muestra la simulación de la baja PIP. Como ocurrió con los otros eventos, no se puede llevar a una PIP más baja, sin embargo, el valor de esta a la derecha de la imagen indica que sin acción tomada el equipo podría haber estado en riesgo operativo. Las acciones de reducción de frecuencia de trabajo lograron que la PIP levantara hasta los 160 psi. Es importante resalta que se debió reducir la frecuencia en 3.4 Hz, pasando de 58.7 Hz a 55.3 Hz. Analizando más a fondo, dado que a 58.7 Hz el drawdown fue agresivo y que, además, la PIP no estabilizaba, el pump-off pudo haber sido inevitable por esta condición es bastante grave.

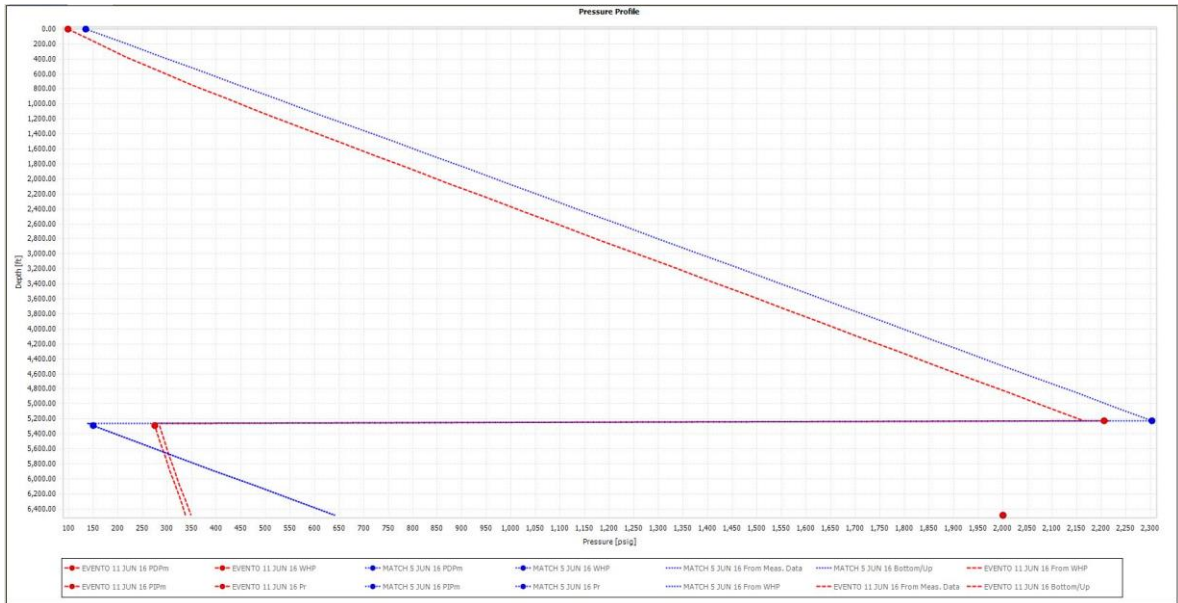
Figura 59. Simulación del evento de baja PIP.



Fuente: SCHLUMBERGER. LiftIQ. Año 2017.

5.4.2 Primer evento de gas. Para el primer evento de gas, las simulaciones arrojan una reducción en la producción del pozo en 135 barriles al día aproximadamente. En ese punto, el equipo tuvo aumentos de temperaturas marcados que pudieron poner en riesgo la integridad de la bomba. La alerta enviada permitió que se pudieran tomar acciones para corregir la tendencia anómala de los parámetros de trabajo, con el fin de evitar tiempos prolongados en baja carga o que altas temperaturas. En la **Figura 60** se muestran los perfiles de presión tanto del match como del evento de gas. Se puede ver la diferencia marcada en ambos perfiles y cómo el gas cambia completamente el comportamiento del fluido y de la presión al intake. Adicionalmente, se presenta la **Tabla 9**, la cual muestra la comparación entre el match y el evento de gas pasando, resaltando en rojo los cambios importantes en las propiedades. Es notorio como aumentó el GOR, factor que provoca el bloqueo de la bomba. Adicionalmente, la caída en la IP del pozo, generado principalmente por el bloqueo que no permite que se genere flujo en el pozo.

Figura 60. Perfil de presiones del match y del evento de gas



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Tabla 9. Comparación del match de producción con el evento de gas.

	MATCH 5 JUN 16		EVENTO 11 JUN 16	
Comments/Purpose				
Wellbore				
Tubing Bottom MD	5257.86 ft		5257.86 ft	
Wellhead Pressure	135.4	psig	98.5	psig
Wellhead Temperature	95	°F	95	°F
Bottomhole Temperature	145	°F	145	°F
Bottomhole Pressure	2000	psig	2000	psig
Fluids				
Water Spec. Gravity	1.01		1.01	
Water Cut	68	%	68	%
GOR	26.3	SCF/STB	2800	SCF/STB
Inflow				
Method	PI		PI	
PI	0.24	STB/d/psi	0.18	STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	2000	psig	2000	psig
Test Pressure	149.7	psig	294	psig
Test Flowrate	435	STB/d	300	STB/d
Flowing Bottomhole Pressure (From PIP)	641.5	psig	338.4	psig
Flowing Bottomhole Pressure (From Inflow)	640.7	psig	348.7	psig
Pumping Condition				
Liquid Rate at Inlet	449.26	bbl/d	312.62	bbl/d
Design Rate	435	STB/d	302	STB/d
Gas Rate into Pump	0.02	bbl/d	148.7	bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0	%	32.23	%

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

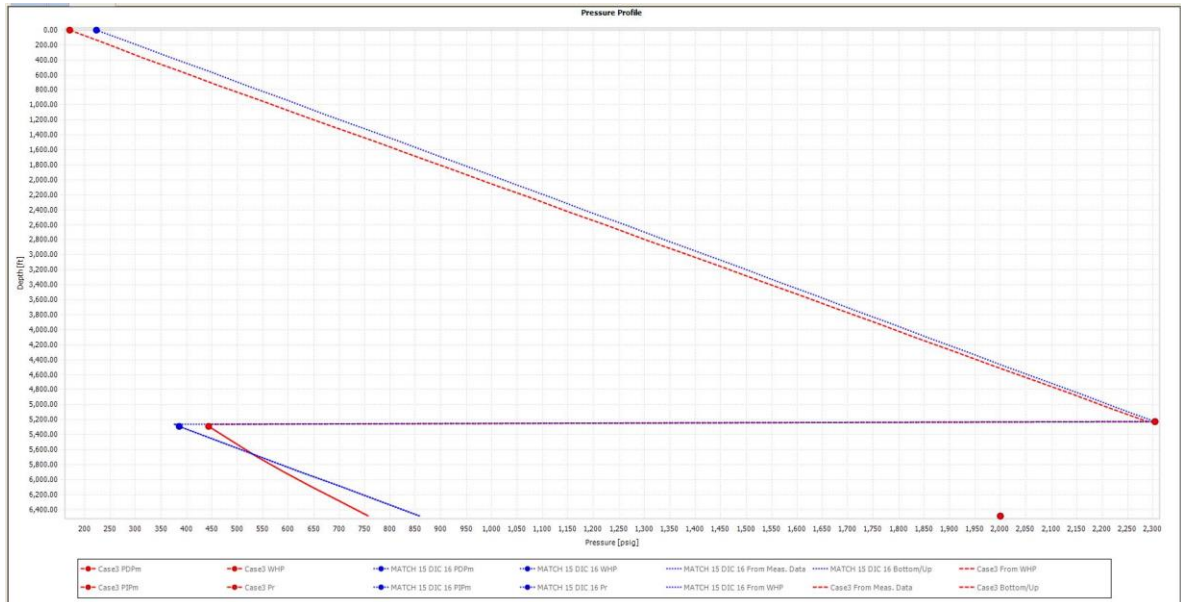
Tabla 9. (Continuación)

Gas Volume Fraction	1.19 %	89.63 %
Natural Separation Efficiency	24.36 %	25.41 %
Total Separation Efficiency	99.69 %	95.14 %
Intake Pressure	137.4 <i>psig</i>	273 <i>psig</i>
Discharge Pressure	2303.8 <i>psig</i>	2216.5 <i>psig</i>
Measured Discharge Pressure	2303.7 <i>psig</i>	2206.2 <i>psig</i>
Calculated Discharge Pressure (From PIP)	2303.8 <i>psig</i>	2216.5 <i>psig</i>
Calculated Discharge Pressure (From WHP)	2303.6 <i>psig</i>	2164.5 <i>psig</i>
Operating Frequency	56.3 <i>Hz</i>	56.3 <i>Hz</i>
Pump Information		
Number of Stages	244	244
Operation Speed	3210.4 <i>RPM</i>	3210.4 <i>RPM</i>
Required Power	48.3 <i>hp</i>	29.9 <i>hp</i>
Pump Efficiency	34.07 %	37.02 %
Motor Information		
Motor Speed	3210.4 <i>RPM</i>	3210.4 <i>RPM</i>
Motor Amperage	18.3 <i>Amps</i>	14.3 <i>Amps</i>
Motor Voltage	1921.8 <i>Volts</i>	1921.8 <i>Volts</i>
Electrical Information		
Surface Voltage	1997.7 <i>Volts</i>	1981.1 <i>Volts</i>
Required kVA	63.18	49.09

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

5.4.3 Segundo Evento de Gas. Para este evento, el bloqueo por gas no fue tan marcado o tan fuerte ya que la caída en la producción fue menor al caso anterior, sin embargo, el hecho de que se haya tomado acción para poder desbloquear el equipo y evitar que trabajara en baja carga por tiempo prolongado evitó que temperaturas aumentaran drásticamente o que se presentara alguna falla del equipo. La **Figura 61** presenta los perfiles de presión identificando las diferencias entre el match y el evento de gas; en ella se puede notar el desfase que sufre el sistema una vez el gas se encuentra dentro de la bomba. Adicionalmente, la **Tabla 10** se presenta con el fin de contrastar ambos eventos identificando los cambios importantes.

Figura 61. Perfil de presiones del match y del evento de gas.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Tabla 10. Tabla comparación de los eventos de match y evento de gas.

Comments/Purpose		
Comments	<i>MATCH 15 DIC 16</i>	<i>EVENTO 30 DIC 16</i>
Wellbore		
Tubing Bottom MD	5257.86 ft	5257.86 ft
Wellhead Pressure	222.3 psig	170 psig
Wellhead Temperature	95 °F	95 °F
Bottomhole Temperature	145 °F	145 °F
Bottomhole Pressure	2000 psig	2000 psig
Fluids		
Water Spec. Gravity	1.01	1.01
Water Cut	42 %	60 %
GOR	49.56 SCF/STB	2700 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	0.18 STB/d/psi	0.17 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	2000 psig	2000 psig
Test Pressure	386.1 psig	444 psig
Test Flowrate	250 STB/d	215 STB/d
Flowing Bottomhole Pressure (From PIP)	858.6 psig	758 psig
Flowing Bottomhole Pressure (From Inflow)	857.7 psig	757.4 psig

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

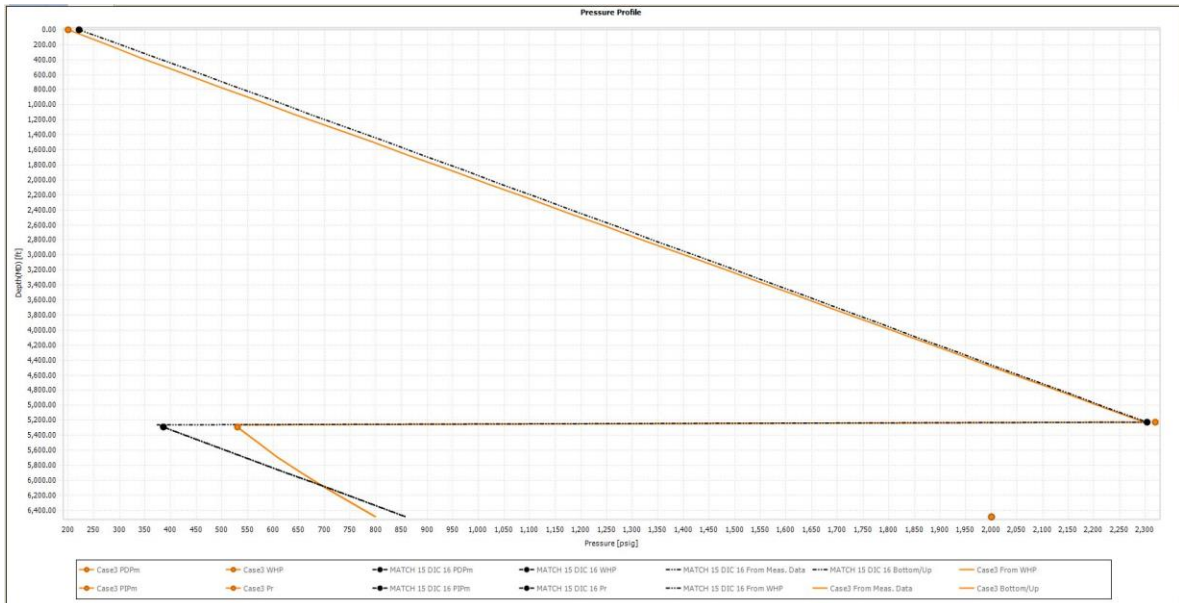
Tabla 10. (Continuación).

Pumping Condition				
Liquid Rate at Inlet	261.97	<i>bbl/d</i>	224.4	<i>bbl/d</i>
Design Rate	250	<i>STB/d</i>	215	<i>STB/d</i>
Gas Rate into Pump	0	<i>bbl/d</i>	14.36	<i>bbl/d</i>
Inlet Gas Volume Fraction	0	%	6.01	%
Gas Volume Fraction	0	%	86.73	%
Natural Separation Efficiency	25.82	%	26.12	%
Total Separation Efficiency	100	%	99.03	%
Intake Pressure	374.3	<i>psig</i>	441.2	<i>psig</i>
Discharge Pressure	2303.4	<i>psig</i>	2302	<i>psig</i>
Measured Discharge Pressure	2303.3	<i>psig</i>	2304	<i>psig</i>
Calculated Discharge Pressure (From PIP)	2303.4	<i>psig</i>	2302	<i>psig</i>
Calculated Discharge Pressure (From WHP)	2303	<i>psig</i>	2289.3	<i>psig</i>
Operating Frequency	65	<i>Hz</i>	65	<i>Hz</i>
Pump Information				
Number of Stages	244		244	
Operation Speed	3761.7	<i>RPM</i>	3761.7	<i>RPM</i>
Required Power	54	<i>hp</i>	53.1	<i>hp</i>
Pump Efficiency	15.85	%	13.41	%
Motor Information				
Motor Speed	3761.7	<i>RPM</i>	3761.7	<i>RPM</i>
Motor Amperage	17.7	<i>Amps</i>	10.1	<i>Amps</i>
Motor Voltage	2023.8	<i>Volts</i>	2023.8	<i>Volts</i>
Electrical Information				
Surface Voltage	2097.2	<i>Volts</i>	2096.3	<i>Volts</i>
Required kVA	64.22		63.37	

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

5.4.4 Tercer bloqueo por gas. Para este evento, la simulación mostró una caída en la producción del pozo. Inicialmente se ve que el evento ocurre a una frecuencia diferente a la del match, sin embargo, la caída en el amperaje es tan drástica que no está relacionada al cambio de la frecuencia sino del bloqueo por gas. Es importante tener en cuenta que cada acción tomada para que un equipo pase la menor cantidad de tiempo en estado de baja carga, la probabilidad de falla se reduce, más cuando se sabe que las bajas cargas provocan aumentos de temperatura de motor. La **Figura 62** muestra los perfiles de presión para cada uno de los escenarios, en la cual se puede observar el desfase que genera el gas, desfase que ya se ha visto anteriormente. Lo importante notar acá es que, a esa altura, la probabilidad era muy alta, cercana al 90%, lo que implica que las acciones tomadas y el desbloqueo del equipo evitaron tan condición de riesgo operativo.

Figura 62. Perfil de presiones de los dos escenarios.



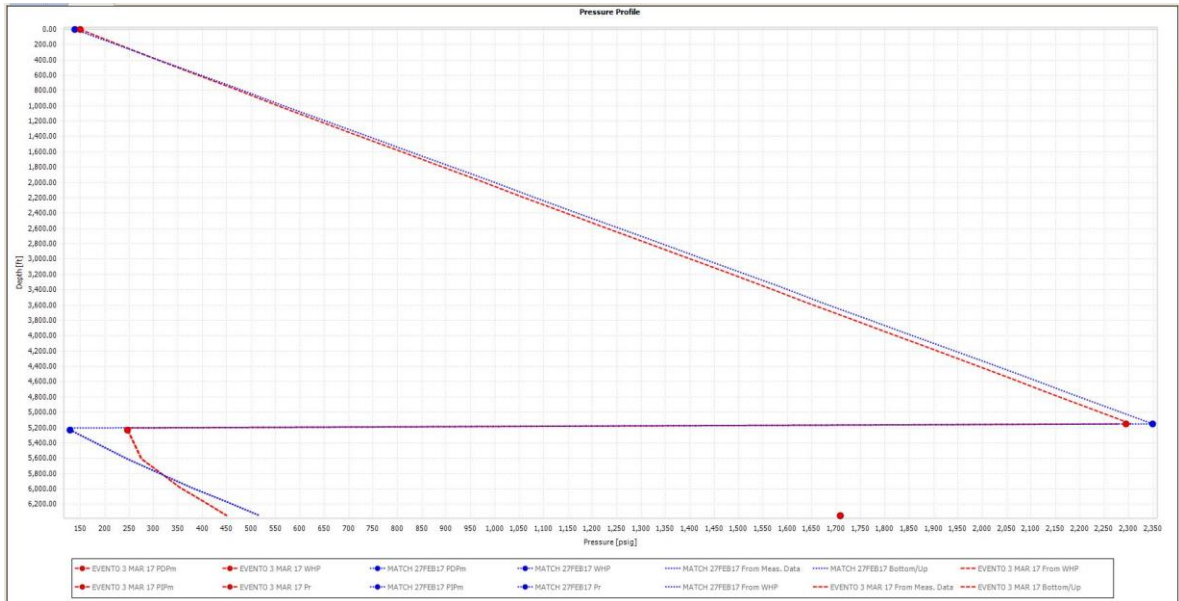
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

5.5 POZO E.

Para el Pozo E se cuenta con dos alertas acatadas (revisar Anexo II). Una es debido a una condición de gas y la otra debido a un problema que inicialmente se consideraba gas debido al comportamiento que tiene, pero su tendencia indica finalmente problemas con el giro correcto de la bomba.

5.5.1 Evento de Gas. En el evento se evidencia una caída de 70 barriles al día debido al bloqueo que presenta la bomba. Una vez la alerta es enviada, se toma acción de desbloqueo mediante el cambio de la frecuencia para sacar la burbuja de gas en la bomba. Ahora, puede ser que la probabilidad de falla en ese punto no sea la más alta, sin embargo, el no tomar acción implicaría que se deja el equipo a que trabaje en esa condición de baja carga que podría llevarlo a la falla. La **Figura 63** representa los perfiles de presión tanto del match como del evento de gas ocurriendo en el sistema. Al igual que las anteriores, muestra una tendencia marcada a desfasarse del comportamiento normal del sistema.

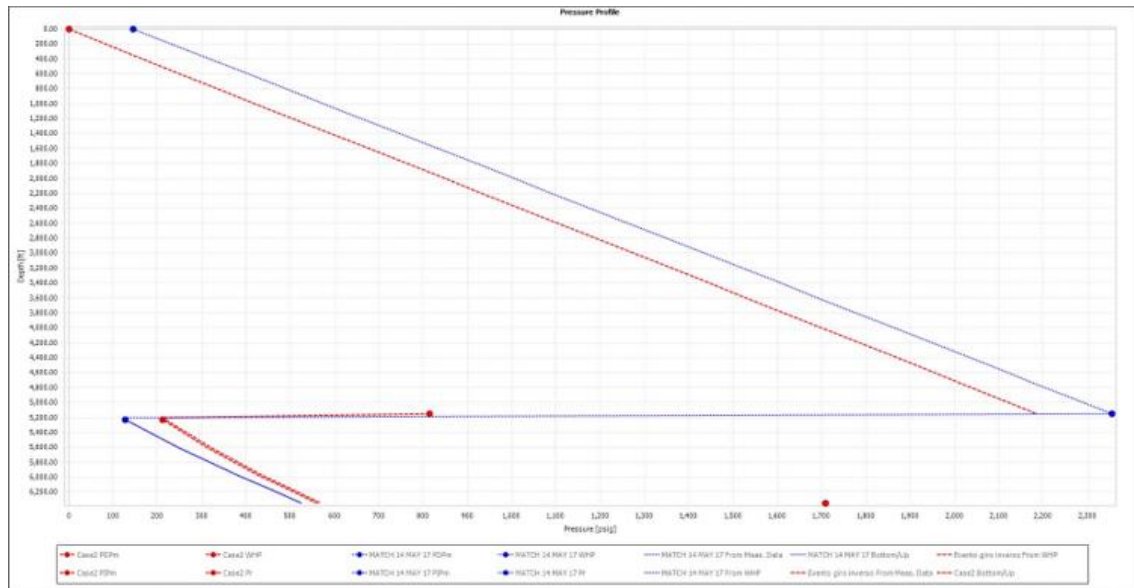
Figura 63. Perfil de presiones del match y del evento de gas.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

5.5.2 Giro Inverso. Este evento es bastante particular ya que en un inicio se presenta como un bloqueo de gas ya que las variables tienen el comportamiento típico de dicho evento, caída de la presión de descarga, aumento de la temperatura, caída de la carga del motor (amperaje), todo a la misma frecuencia de trabajo. Sin embargo, hay un hecho que descarta que sea gas: el evento se presenta después de una detención. Un equipo no arranca gasificado después de una detención. En la tendencia se puede apreciar un decremento de frecuencia, el cual es seguido por un aumento de esta y un restablecimiento de todos los parámetros. Es en esos cambios de frecuencia donde se hace el cambio del giro de la ESP, pasando del giro inverso al giro correcto. En la **Figura 64** se puede observar la gran diferencia en los perfiles de presión, donde no es posible siquiera hacer que el perfil del evento del giro inverso cuadre, para el software la bomba no está colocando fluido en superficie. En la **Tabla 11** se presenta la comparación de las condiciones del pozo donde no hay cambios del GOR, si una caída marcada de la producción del pozo. Es posible que un equipo ESP quede trabajando en giro inverso, sin embargo, su producción no será la misma, problemas con aumentos de temperatura de motor o motor trabajando en baja carga son comunes. En este caso el haber notificado para poder corregir el giro del equipo evitó la falla por operación prolongada en esa condición.

Figura 64. Perfiles de presión para el match y el evento de giro inverso.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Tabla 11. Comparación del match y del evento de Giro Inverso.

	MATCH 14 MAY 17		Giro Inverso	
Wellbore				
Tubing Bottom MD	5200	ft	5200	ft
Wellhead Pressure	145.1	psig	0	psig
Wellhead Temperature	95	°F	95	°F
Bottomhole Temperature	145	°F	145	°F
Bottomhole Pressure	1708	psig	1708	psig
Fluids				
Water Spec. Gravity	1.01		1.01	
Water Cut	92	%	92	%
GOR	1549.28	SCF/STB	3750	SCF/STB
Inflow				
Method	PI		PI	
PI	0.38	STB/d/psi	0.31	STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	1708	psig	1708	psig
Test Pressure	127.7	psig	127.7	psig
Test Flowrate	443	STB/d	443	STB/d
Flowing Bottomhole Pressure (From PIP)	525.4	psig	559.7	psig
Flowing Bottomhole Pressure (From Inflow)	527.3	psig	569.3	psig

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Tabla 11. (Continuación)

Pumping Condition		
Liquid Rate at Inlet	452.63 <i>bbl/d</i>	362.14 <i>bbl/d</i>
Design Rate	443 <i>STB/d</i>	350 <i>STB/d</i>
Gas Rate into Pump	8.69 <i>bbl/d</i>	16.15 <i>bbl/d</i>
Inlet Gas Volume Fraction	1.88 %	4.27 %
Gas Volume Fraction	72.2 %	79.96 %
Natural Separation Efficiency	24.49 %	25.15 %
Total Separation Efficiency	99.28 %	98.99 %
Intake Pressure	123.7 <i>psig</i>	208.7 <i>psig</i>
Discharge Pressure	2354.6 <i>psig</i>	815.1 <i>psig</i>
Measured Discharge Pressure	2354.5 <i>psig</i>	814 <i>psig</i>
Calculated Discharge Pressure (From PIP)	2354.6 <i>psig</i>	815.1 <i>psig</i>
Calculated Discharge Pressure (From WHP)	2354.5 <i>psig</i>	2185.3 <i>psig</i>
Operating Frequency	46.8 <i>Hz</i>	46.8 <i>Hz</i>
Pump Information		
Number of Stages	264	264
Operation Speed	2808 <i>RPM</i>	2808 <i>RPM</i>
Required Power	49.6 <i>hp</i>	16.1 <i>hp</i>
Pump Efficiency	34.49 %	23.43 %
Motor Information		
Type	<i>VPEDMT</i>	<i>VPEDMT</i>
Motor Speed	2808 <i>RPM</i>	2808 <i>RPM</i>
Motor Amperage	17.5 <i>Amps</i>	7.1 <i>Amps</i>
Motor Voltage	1497.6 <i>Volts</i>	1497.6 <i>Volts</i>
Electrical Information		
Surface Voltage	1569 <i>Volts</i>	1527.4 <i>Volts</i>
Required kVA	47.55	18.75

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

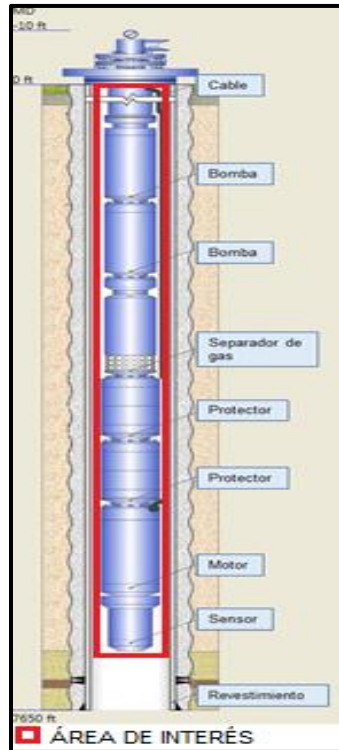
6. ANÁLISIS FINANCIERO

El Campo Casabe es un Campo maduro ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Cuenta con más de 1500 pozos perforados en toda su historia y es operado por Ecopetrol en alianza con Schlumberger. Allí, se tienen monitoreados en real time los 15 pozos con el comportamiento más inestable y que cuentan con 12 equipos electrosumergibles instalados, dos V-Pump y una Electro-PCP. A pesar de que se tiene el monitoreo en buena perspectiva, no se tiene claro el impacto en el rendimiento de las bombas electrosumergibles en cinco pozos del Campo. Con el fin de determinar dicho impacto, se simularán los cinco pozos analizando los equipos e importancia de las alertas enviadas, las cuales permiten notificar condiciones de operación errática de los sistemas; determinando la reducción en costos operativos de los pozos, como por ejemplo disminución en el número de intervenciones a pozo y en la producción diferida.

La evaluación financiera se hará desde el punto de vista de una compañía operadora, utilizando el Dólar estadounidense (USD) como unidad monetaria de valor constante, la Tasa de Interés de Oportunidad a utilizar es del 20% efectivo anual brindado por Ecopetrol Casabe, un horizonte de tiempo de un año con periodos mensuales y la metodología del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN); realizando análisis de costos de operación, utilizando, adicionalmente, dos escenarios.

La **Figura 65** muestra el estado mecánico de uno de los pozos señalando principalmente la bomba electrosumergible, el área de interés del presente trabajo de grado.

Figura 65. Estado mecánico con bomba ESP.



Fuente: SCHLUMBERGER.
Artificial Lift Department.

6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación, también conocidos como OPEX, son los costos que se deben asumir durante la operación de producción. Para el análisis, se describirán los costos por periodo, construyendo los escenarios para cada pozo.

En los cinco pozos seleccionados se tienen equipos electrosumergibles como el ilustrado anteriormente, variando solamente en algunas características particulares como la cantidad de etapas en la bomba, el caballaje y la corriente de motor, entre otros. La compañía considera que todo trabajo, cambio o adquisición de nuevos equipos para los pozos se toman como costos de operación, en razón a que la inversión se realizó en el momento que se perforaron los pozos y se corrió el primer equipo de levantamiento artificial.

Para las proyecciones del primer escenario, se tomará el primer evento de potencial falla evitada como el punto donde, sin monitoreo, el equipo fallará. Para el segundo escenario, tanto los tiempos de falla real como los tiempos de los equipos que aún no han fallado, se asumirán como los futuros comportamientos esperados con el sistema de monitoreo. Asimismo, se determinó que las producciones esperadas

serán aproximadamente las mismas sin contemplar incrementos en la inyección que provoquen un mayor aporte en los pozos, con el fin de poder determinar la producción diferida durante detenciones y workovers.

Los equipos electrosumergibles pueden tener múltiples razones de apagado, ya sea por problemas ocurriendo en la ESP (motor, bomba) o por situaciones externas como suministro eléctrico o apagados manuales. Estos últimos no se toman en cuenta ya que no son controlables por el servicio de monitoreo, dejando todo lo relacionado al equipo ESP para el análisis. En las tablas **Tabla 12** y **Tabla 13** se muestran los costos por servicios, intervención y equipos para los cinco pozos.

Tabla 12. Costos de los servicios mensuales por los cinco pozos.

ÍTEM	COSTO (USD)
Energía	23,500
Servicio de Monitoreo	2,500

Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

Tabla 13. Costos de intervención y equipos.

ÍTEM	COSTO (USD)
Workover	82,000
Bomba ESP nueva	200,000
TOTAL	282,000

Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

Por otro lado, se cuenta con la **Tabla 14**, la cual muestra el precio promedio de venta de un barril de crudo a usar para el próximo año, tomando como referencia los pronósticos realizados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) desde 2016 hasta 2035, seleccionando la proyección del precio del año 2018, valor que se emplea para el cálculo de la producción diferida. La empresa utiliza el crudo Brent como referencia.

Tabla 14. Precio de venta de crudo.

ÍTEM	COSTO (USD)
Crudo Brent (barril)	75
Ajuste Calidad y Transporte	9,79
Precio de Venta (barril)	65.21

Fuente: UPME. Proyección de los precios de los energéticos para generación eléctrica enero 2016 – diciembre 2035

6.1.1 Escenario 1 (Sin monitoreo). En las tablas **Tabla 15**, **Tabla 16**, **Tabla 17**, **Tabla 18** y **Tabla 19**, se presenta la producción diferida para cada pozo. En aquellos periodos donde se toma la falla del equipo se involucra, además de la producción diferida por efecto de la detención de las bombas, la producción diferida por efecto del tiempo del workover. Para todos los pozos se estimó un tiempo promedio del workover de 25 días, tiempo que contempla la espera del equipo de workover al

pozo y que depende de disponibilidad de este para el trabajo, y el tiempo de intervención (izado de la torre de workover, pull de la bomba, limpieza del pozo, reacondicionamiento y corrida de la nueva bomba); identificando en rojo el periodo en el que se estima los equipos fallarían. La **Tabla 20** resume los costos de operación para todos los periodos de los cinco pozos.

Tabla 15. Producción diferida Pozo A sin monitoreo.

Periodo (Mes)	Pozo A				
	Precio Venta (USD)	Producción diferida por detención de equipo (Bls)	Producción diferida por workover (Bls)	Total producción diferida (Bls)	USD
1	65.21	17.37	-	17.37	1,133
2	65.21	25.24	-	25.24	1,646
3	65.21	20.76	-	20.76	1,354
4	65.21	20.21	-	20.21	1,318
5	65.21	18.95	-	18.95	1,235
6	65.21	14.81	-	14.81	966
7	65.21	10.82	1,140.26	1,151.08	75,062
8	65.21	17.65	-	17.65	1,151
9	65.21	17.81	-	17.81	1,162
10	65.21	20.47	-	20.47	1,335
11	65.21	14.80	-	14.80	965
12	65.21	10.82	-	10.82	706

Fuente: SCHLUMBERGER – ALIANZA CASABE. Remote Operation Centre.

Tabla 16. Producción diferida Pozo B sin monitoreo.

Periodo (Mes)	Pozo B				
	Precio Venta (USD)	Producción diferida por detención de equipos (Bls)	Producción diferida por workover (Bls)	Total producción diferida (Bls)	USD
1	65.21	35.87	-	35.87	2,339
2	65.21	49.14	-	49.14	3,204
3	65.21	43.18	-	43.18	2,816
4	65.21	73.68	5,358.14	5,431.82	354,209
5	65.21	50.88	-	50.88	3,318
6	65.21	48.62	-	48.62	3,171
7	65.21	35.84	-	35.84	2,337
8	65.21	30.13	-	30.13	1,965
9	65.21	19.79	-	19.79	1,290
10	65.21	45.84	-	45.84	2,989
11	65.21	55.28	-	55.28	3,605
12	65.21	73.68	-	73.68	4,805

Fuente: SCHLUMBERGER – ALIANZA CASABE. Remote Operation Centre.

Tabla 17. Producción diferida Pozo C sin monitoreo.

Periodo (Mes)	Pozo C				
	Precio Venta (USD)	Producción diferida por detención de equipos (Bls)	Producción diferida por workover (Bls)	Total producción diferida (Bls)	USD
1	65.21	4.04	-	4.04	263
2	65.21	3.00	-	3.00	196
3	65.21	4.18	-	4.18	273
4	65.21	4.10	-	4.10	267
5	65.21	3.71	-	3.71	242
6	65.21	3.97	-	3.97	259
7	65.21	3.26	-	3.26	213
8	65.21	3.43	-	3.43	224
9	65.21	1.70	-	1.70	111
10	65.21	1.41	-	1.41	92
11	65.21	0.49	239.12	239.61	15,625
12	65.21	2.14	-	2.14	140

Fuente: SCHLUMBERGER – ALIANZA CASABE. Remote Operation Centre.

Tabla 18. Producción diferida Pozo D sin monitoreo.

Periodo (Mes)	Pozo D				
	Precio Venta (USD)	Producción diferida por detención de equipos (Bls)	Producción diferida por workover (Bls)	Total producción diferida (Bls)	USD
1	65.21	14.48	-	14.48	944
2	65.21	13.35	-	13.35	871
3	65.21	14.37	-	14.37	937
4	65.21	14.46	-	14.46	943
5	65.21	10.55	2,921.5	2,932.05	191,199
6	65.21	12.07	-	12.07	787
7	65.21	11.48	-	11.48	749
8	65.21	15.21	-	15.21	992
9	65.21	16.84	-	16.84	1,098
10	65.21	10.41	-	10.41	679
11	65.21	5.11	-	5.11	333
12	65.21	8.89	-	8.89	580

Fuente: SCHLUMBERGER – ALIANZA CASABE. Remote Operation Centre.

Tabla 19. Producción diferida Pozo E sin monitoreo.

Periodo (Mes)	Pozo E				
	Precio Venta (USD)	Producción diferida por detención de equipos (Bls)	Producción diferida por workover (Bls)	Total producción diferida (Bls)	USD
1	65.21	331.89	-	331.89	21,642
2	65.21	233.84	-	233.84	15,249
3	65.21	204.55	-	204.55	13,339
4	65.21	67.48	603.91	671.39	43,781
5	65.21	195.61	-	195.61	12,756
6	65.21	118.34	-	118.34	7,717
7	65.21	59.49	-	59.49	3,879
8	65.21	131.52	-	131.52	8,576
9	65.21	105.97	-	105.97	6,910
10	65.21	71.65	-	71.65	4,673
11	65.21	136.58	-	136.58	8,907
12	65.21	331.89	-	331.89	21,642

Fuente: SCHLUMBERGER – ALIANZA CASABE. Remote Operation Centre.

Tabla 20. Costos de Operación para los cinco pozos por periodo sin monitoreo.

Periodo (Mes)	Energía Eléctrica	Pozo A		Pozo B		Pozo C		Pozo D		Pozo E		USD
		Total Producción Diferida (USD)	Workover + Bomba (USD)	Total Producción Diferida (USD)	Workover + Bomba (USD)	Total Producción Diferida (USD)	Workover + Bomba (USD)	Total Producción Diferida (USD)	Workover + Bomba (USD)	Total Producción Diferida (USD)	Workover + Bomba (USD)	
1	23,500	1,133	-	2,339	-	263	-	944	-	21,642	-	49,822
2	23,500	1,646	-	3,204	-	196	-	871	-	15,249	-	44,665
3	23,500	1,354	-	2,816	-	273	-	937	-	13,339	-	42,218
4	23,500	1,318	-	354,209	282,000	267	-	943	-	43,781	282,000	988,018
5	23,500	1,235	-	3,318	-	242	-	191,199	282,000	12,756	-	514,250
6	23,500	966	-	3,171	-	259	-	787	-	7,717	-	36,399
7	23,500	75,062	282,000	2,337	-	213	-	749	-	3,879	-	387,740
8	23,500	1,151	-	1,965	-	224	-	992	-	8,576	-	36,408
9	23,500	1,162	-	1,290	-	111	-	1,098	-	6,910	-	34,071
10	23,500	1,335	-	2,989	-	92	-	679	-	4,673	-	33,268
11	23,500	965	-	3,605	-	15,625	282,000	333	-	8,907	-	334,934
12	23,500	706	-	4,805	-	140	-	580	-	21,642	-	51,372

Fuente: SCHLUMBERGER – ALIANZA CASABE. Remote Operation Centre.

6.1.2 Escenario 2 (Con monitoreo). En las tablas **Tabla 21**, **Tabla 22**, **Tabla 23**, **Tabla 24** y **Tabla 25**, se presenta la producción diferida para cada pozo para este escenario. La **Tabla 26**, resume los costos operacionales para los cinco pozos. Es importante tener en cuenta que para la proyección se adicionó el costo del monitoreo. En ellas se resalta el periodo en el que se estima ocurrirá workover, tomando los mismos 25 días de workover estimados en el escenario anterior.

Tabla 21. Producción diferida Pozo A con monitoreo.

Periodo (Mes)	Pozo A				USD
	Precio Venta (USD)	Producción diferida por detención de equipos (Bls)	Producción diferida por workover (Bls)	Total producción diferida (Bls)	
1	65.21	6.21	-	6.21	405
2	65.21	9.03	-	9.03	589
3	65.21	7.43	-	7.43	484
4	65.21	7.23	-	7.23	471
5	65.21	6.78	-	6.78	442
6	65.21	5.30	-	5.30	346
7	65.21	7.08	-	7.08	462
8	65.21	6.32	-	6.32	412
9	65.21	6.37	-	6.37	416
10	65.21	7.32	-	7.32	478
11	65.21	5.29	-	5.29	345
12	65.21	3.87	1,140.26	1,144.13	74,609

Fuente: SCHLUMBERGER – ALIANZA CASABE. Remote Operation Centre.

Tabla 22. Producción diferida Pozo B con monitoreo.

Periodo (Mes)	Pozo B				
	Precio Venta (USD)	Producción diferida por detención de equipos (Bls)	Producción diferida por workover (Bls)	Total producción diferida (Bls)	USD
1	65.21	28.77	-	28.77	1,876
2	65.21	39.42	-	39.42	2,570
3	65.21	34.64	-	34.64	2,259
4	65.21	38.18	-	38.18	2,489
5	65.21	40.81	-	40.81	2,662
6	65.21	39.00	-	39.00	2,543
7	65.21	28.75	-	28.75	1,875
8	65.21	24.17	-	24.17	1,576
9	65.21	15.87	-	15.87	1,035
10	65.21	36.77	-	36.77	2,398
11	65.21	44.34	-	44.34	2,891
12	65.21	59.10	5,358.14	5,417.24	353,258

Fuente: SCHLUMBERGER – ALIANZA CASABE. Remote Operation Centre.

Tabla 23. Producción diferida Pozo C con monitoreo.

Periodo (Mes)	Pozo C				
	Precio Venta (USD)	Producción diferida por detención de equipos (Bls)	Producción diferida por workover (Bls)	Total producción diferida (Bls)	USD
1	65.21	0.99	-	0.99	65
2	65.21	0.74	-	0.74	48
3	65.21	1.03	-	1.03	67
4	65.21	1.01	-	1.01	66
5	65.21	0.91	-	0.91	59
6	65.21	0.97	-	0.97	64
7	65.21	0.80	-	0.80	52
8	65.21	0.84	-	0.84	55
9	65.21	0.42	-	0.42	27
10	65.21	0.35	-	0.35	23
11	65.21	0.12	-	0.12	8
12	65.21	0.53	-	0.53	34

Fuente: SCHLUMBERGER – ALIANZA CASABE. Remote Operation Centre.

Tabla 24. Producción diferida Pozo D con monitoreo.

Periodo (Mes)	Pozo D				
	Precio Venta (USD)	Producción diferida por detención de equipos (Bls)	Producción diferida por workover (Bls)	Total producción diferida (Bls)	USD
1	65.21	1.56	-	1.56	102
2	65.21	1.44	-	1.44	94
3	65.21	1.55	-	1.55	101
4	65.21	1.56	-	1.56	102
5	65.21	1.14	-	1.14	74
6	65.21	1.30	-	1.30	85
7	65.21	1.24	-	1.24	81
8	65.21	1.64	-	1.64	107
9	65.21	1.81	-	1.81	118
10	65.21	1.12	-	1.12	73
11	65.21	0.55	-	0.55	36
12	65.21	0.96	-	0.96	62

Fuente: SCHLUMBERGER – ALIANZA CASABE. Remote Operation Centre.

Tabla 25. Producción diferida Pozo E con monitoreo.

Periodo (Mes)	Pozo E				
	Precio Venta (USD)	Producción diferida por detención de equipos (Bls)	Producción diferida por workover (Bls)	Total producción diferida (Bls)	USD
1	65.21	210.89	-	210.89	13,752
2	65.21	148.59	-	148.59	9,690
3	65.21	129.98	-	129.98	8,476
4	65.21	86.79	-	86.79	5,660
5	65.21	124.30	-	124.30	8,106
6	65.21	75.20	-	75.20	4,904
7	65.21	37.80	-	37.80	2,465
8	65.21	83.57	-	83.57	5,450
9	65.21	67.34	-	67.34	4,391
10	65.21	45.53	-	45.53	2,969
11	65.21	42.88	603.91	646.79	42,177
12	65.21	210.89	-	210.89	13,752

Fuente: SCHLUMBERGER – ALIANZA CASABE. Remote Operation Centre.

Tabla 26. Costos de Operación para los cinco pozos por periodo con monitoreo.

Periodo (Mes)	Energía	Servicio monitoreo	Pozo A		Pozo B		Pozo C		Pozo D		Pozo E		USD
			Producción diferida (USD)	Workover + Bomba (USD)	Producción diferida (USD)	Workover + Bomba (USD)	Producción diferida (USD)	Workover + Bomba (USD)	Producción diferida (USD)	Workover + Bomba (USD)	Producción diferida (USD)	Workover + Bomba (USD)	
1	23,500	2,500	405	-	1,876	-	65	-	102	-	13,752	-	42,200
2	23,500	2,500	589	-	2,570	-	48	-	94	-	9,690	-	38,991
3	23,500	2,500	484	-	2,259	-	67	-	101	-	8,476	-	37,387
4	23,500	2,500	471	-	2,489	-	66	-	102	-	5,660	-	34,788
5	23,500	2,500	442	-	2,662	-	59	-	74	-	8,106	-	37,343
6	23,500	2,500	346	-	2,543	-	64	-	85	-	4,904	-	33,941
7	23,500	2,500	462	-	1,875	-	52	-	81	-	2,465	-	30,934
8	23,500	2,500	412	-	1,576	-	55	-	107	-	5,450	-	33,599
9	23,500	2,500	416	-	1,035	-	27	-	118	-	4,391	-	31,987
10	23,500	2,500	478	-	2,398	-	23	-	73	-	2,969	-	31,940
11	23,500	2,500	345	-	2,891	-	8	-	36	-	42,177	282,000	353,457
12	23,500	2,500	74,609	282,000	353,258	282,000	34	-	62	-	13,752	-	1,031,716

Fuente: SCHLUMBERGER – ALIANZA CASABE. Remote Operation Centre.

6.2 ANÁLISIS FINANCIERO

Esta sección tiene como propósito establecer la viabilidad financiera del proyecto utilizando la metodología del Valor Presente Neto (VPN).

6.2.1 Valor Presente Neto (VPN). El Valor Presente Neto (VPN) es un indicador financiero que permite poner a dólares de hoy, tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, permitiendo así determinar la viabilidad financiera de un proyecto⁸⁴. La **Ecuación 2** representa la forma de hacer el cálculo del VPN.

Ecuación 2. Cálculo del VPN.

$$\text{VPN}(i) = \sum F_n (1+i)^{-n} = F_0 + F_1 (1+i)^{-1} + F_2 (1+i)^{-2} + \dots + F_n (1+i)^{-n}$$

Donde:

F_n = Flujo neto de caja

F_0 = Inversión Inicial

i = Tasa de interés de oportunidad

n = Número de periodos

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería Financiera. Octava Edición.

Teniendo en cuenta que se utiliza la metodología del Valor Presente Neto (VPN), la interpretación de su resultado indica, a dólares de hoy, cuánto vale el proyecto.

6.2.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). La TIO es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto⁸⁵. Para este proyecto, la tasa empleada es del 20% efectivo anual brindada por Ecopetrol Casabe. Sin embargo, al ser mensuales los periodos de evaluación, dicha tasa debe ser recalculada para poder usarla mensualmente. Este proceso se encuentra en el **Cálculo 1**.

⁸⁴ BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 1989. p. 197.

⁸⁵ Ibid., p. 197.

Cálculo 1. Tasa de interés anual a mensual.

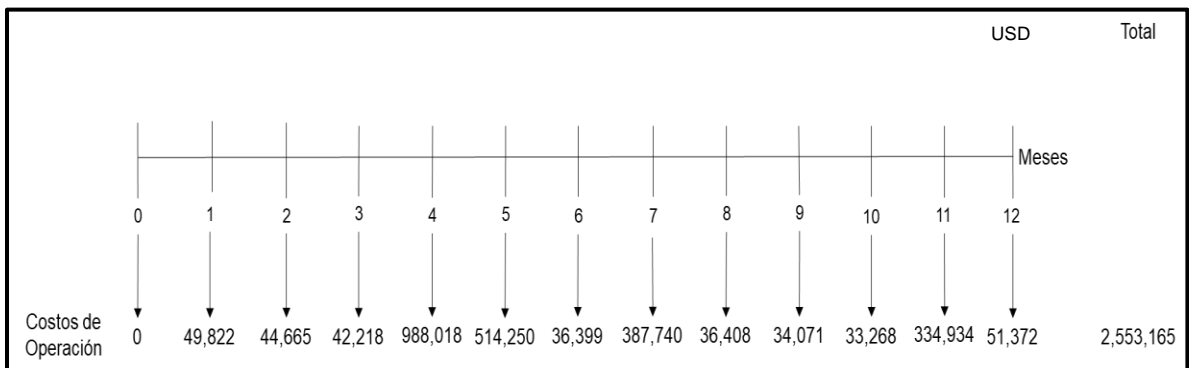
$$\begin{aligned} (1+i)^n &= (1+i)^n \\ (1+0,20)^1 &= (1+i)^{12} \\ (1+0,20)^{1/12} &= (1+i)^{12/12} \\ i &= 0,0153 \\ \text{TIO}_{\text{MENSUAL}} &= 1,53\% \end{aligned}$$

6.2.3 Flujo de Caja. Los flujos de caja son la representación gráfica de los flujos del efectivo de un proyecto, mostrando los momentos en los cuales se generan ingresos y/o destinación de recursos.

A continuación, se presentan los flujos de caja para los dos escenarios propuestos.

6.2.3.1 Escenario 1 (Sin monitoreo). En la **Figura 66** se presenta el flujo de caja para el escenario sin monitoreo.

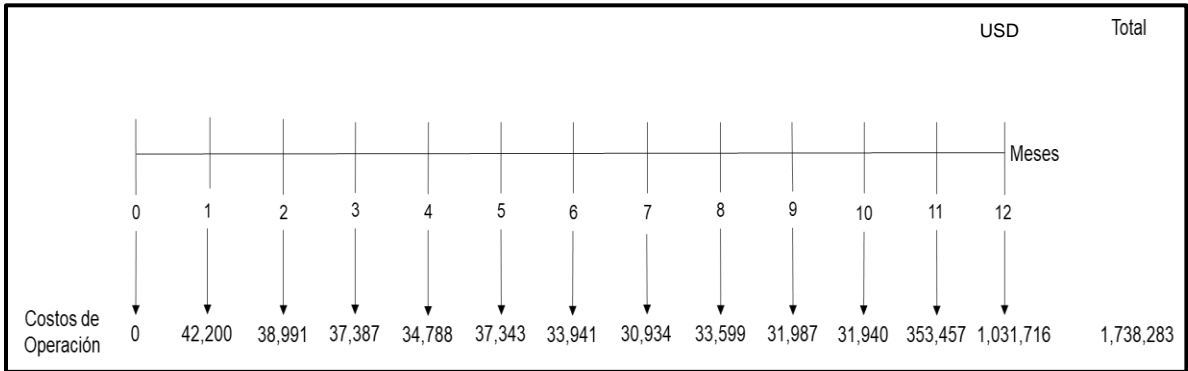
Figura 66. Flujo de caja escenario sin monitoreo.



$$\begin{aligned} \text{VPN}(0,0153) &= 0 - 49,822(1+0,0153)^{-1} - 44,665(1+0,0153)^{-2} - \\ & 42,218(1+0,0153)^{-3} - 988,018(1+0,0153)^{-4} - \\ & 514,250(1+0,0153)^{-5} - 36,399(1+0,0153)^{-6} - \\ & 387,740(1+0,0153)^{-7} - 36,408(1+0,0153)^{-8} - \\ & 34,071(1+0,0153)^{-9} - 33,268(1+0,0153)^{-10} - \\ & 334,934(1+0,0153)^{-11} - 51,372(1+0,0153)^{-12} \\ & = \text{USD } -2,337,831 \end{aligned}$$

6.2.3.2 Escenario 2 (Con monitoreo). La **Figura 67** presenta el flujo de caja para el escenario con monitoreo.

Figura 67. Flujo de caja escenario con monitoreo.



$$\begin{aligned}
 \text{VPN (0,0153)} &= 0 - 42,200(1+0,0153)^{-1} - 38,991(1+0,0153)^{-2} - \\
 & 37,387(1+0,0153)^{-3} - 34,788(1+0,0153)^{-4} - \\
 & 37,343(1+0,0153)^{-5} - 33,941(1+0,0153)^{-6} - \\
 & 30,934(1+0,0153)^{-7} - 33,599(1+0,0153)^{-8} - \\
 & 31,987(1+0,0153)^{-9} - 31,940(1+0,0153)^{-10} - \\
 & 353,457(1+0,0153)^{-11} - 1,031,716(1+0,0153)^{-12} \\
 & = \text{USD } -1,485,307
 \end{aligned}$$

Tabla 27. Resumen VPN por escenarios.

ESCENARIO	USD
Sin monitoreo	- 2,337,831
Con monitoreo	- 1,485,307

6.3 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la compañía es utilizar el monitoreo Real Time en los cinco pozos seleccionados (A, B, C, D, E) porque le representa un ahorro en costos, a dólares de hoy, del 36.46% aprox. (USD 852,524) frente al proceso sin monitoreo, originado en la reducción de intervenciones a los pozos y en la producción diferida.

7. CONCLUSIONES

- Se puede observar una mejora en la operación de las bombas electrosumergibles gracias al servicio de monitoreo Real Time. Los equipos lograron trabajar en promedio aproximadamente 46% más tiempo (run life) gracias a las soluciones que se implementaron en los eventos identificados. Este porcentaje se incrementa para aquellos equipos que aún no han tenido falla, llegando a ser 55% aproximadamente.
- De acuerdo con el análisis económico realizado, permite identificar que el servicio de monitoreo Real Time reduce, para los cinco pozos analizados, reducir los costos de operación en aproximadamente 34.46% en comparación con el no uso del mismo.
- Se identificó una reducción en los tiempos de detención de las bombas con el servicio de monitoreo; aquellos arranques que se realizaron de manera manual promediaron, aproximadamente, 157.45 minutos detenidos, mientras que aquellos arranques realizados desde remoto promediaron aproximadamente 64.78 minutos, una reducción del 58.8% aproximadamente.
- Durante la operación de los equipos en estudio, se logró reducir la intervención de estos pozos en un 40%, representando tan solo tres intervenciones al año de las cinco esperadas, tendencia que se espera tendrán los equipos para el próximo año.
- La producción diferida de los pozos durante las detenciones muestra que los arranques remotos la redujeron en aproximadamente 38%, es decir, 229 barriles de crudo.
- El 50% de los eventos que se presentaron en los pozos fueron debido a bloqueos por gas. Las acciones tomadas en estos eventos permitieron que el equipo fuera desbloqueado y se evitara que tuviera problemas por aumentos de temperatura de motor, trabajar en baja carga y desgaste de las etapas de la bomba como lo permitieron observar los softwares DesignPro y LiftIQ.

8. RECOMENDACIONES

- Evaluar el impacto de las alertas enviadas y que no fueron acatadas para el Campo Casabe de sus equipos ESP y que representaban un potencial alto de falla.
- Revisar el impacto del monitoreo en los otros 10 pozos que cuentan con él en el Campo, con el fin de implementar el servicio en más pozos.
- Evaluar técnica y financieramente la implementación del servicio en otros sistemas de levantamiento diferentes a las bombas ESP y PCP para poder diversificar de mejor manera el monitoreo.

BIBLIOGRAFÍA

AMAYA, Mauricio, *et al.* Casabe: Revitalización de un campo maduro. En: Oilfield Review. Primavera, 2010. vol. 22, no. 1, p. 4-17.

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. 8 ed. Bogotá D.C.: Fondo Educativo Panamericano, 1989. 398 p.

BANAGA, Mohamed. Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Manual no público. Schlumberger, 2009. 113 p.

BARRERO, Darío, *et al.* Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, New Proposal. ANH and B&M Exploration Ltda., 2007. ISBN 978-958-98237-0-5

BELTRÁN, Eliana. Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones Mugrosa y Colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la formación Colorado en el Campo Casabe en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Trabajo de grado Geólogo. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2012. 161 p.

DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico Internacional. En: América Latina. vol 5. Fascículo 4b. París: Unión Internacional de Ciencias Geológicas, 1974. 621 p.

EL TIEMPO. Casabe o la odisea petrolera [online]. Mayo, 1991. Disponible en internet: < <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-81704>>

FILIZZOLA, Rosa. Análisis probabilístico de los tiempos de operación de los equipos de workover y varilleo del Campo Casabe para optimizar el factor de servicio utilizando la herramienta OpenWells. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2013. 127 p.

GUALTEROS, Milton y ARIZA, Oscar. Implementación de una metodología para el análisis sistemático de fallas en las válvulas reguladoras de flujo utilizadas en el sistema de inyección de agua con sarta selectiva en Campo Casabe. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 124.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Norma Técnica Colombiana NTC 1486. En: Trabajos Escritos: presentación y referencias bibliográficas. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008. 36 p.

_____. Norma Técnica Colombiana NTC 5613. En: Trabajos Escritos: presentación y referencias bibliográficas. Bogotá: ICONTEC, 1998. 33 p.

_____. Norma Técnica Colombiana NTC 4490. En: Trabajos Escritos: presentación y referencias bibliográficas. Bogotá: ICONTEC, 2008. 23 p.

JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico Internacional. En: América Latina. vol 5. Fascículo 4a. París: Unión Internacional de Ciencias Geológicas, 1968. 572 p.

JULIVERT, M. Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significación. En: BOLETÍN DE GEOLOGÍA. no. 6 JULIVERT. M. Las estructuras del Valle Medio del Magdalena y su significación. Boletín de Geología Número 6: Universidad Industrial de Santander, 1961. p. 33-52.

KOBYLINSKI, Lee., *et al.* Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Manual no publicado. Schlumberger, 2008.

LYONS, William; PLISGA, Gary y LORENZ, Michael. Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering [Online]. Estados Unidos: Elsevier, 2016. Disponible en: https://app.knovel.com/web/toc.v/cid:kpSHPNGE09/viewerType:toc/root_slug:standard-handbook-petroleum/url_slug:kt010UZIM3?q=electrical%20submersible%20pump&b-group-by=true&b-search-type=tech-reference&b-sort-on=default.

ROSSO, Carmen. Análisis De Las Operaciones Que Se Ejecutan Durante El Proceso De Estimulación Química En Los Pozos Del Campo Casabe. Universidad Industrial de Santander, 2014. ROSSO, Carmen. Análisis de las operaciones que se ejecutan durante el proceso de estimulación química en los pozos del Campo Casabe. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2014. 169 p.

SARMIENTO, Luis Fernando. Petroleum geology of Colombia: Middle Magdalena Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Colombia, 2011. 191 p.

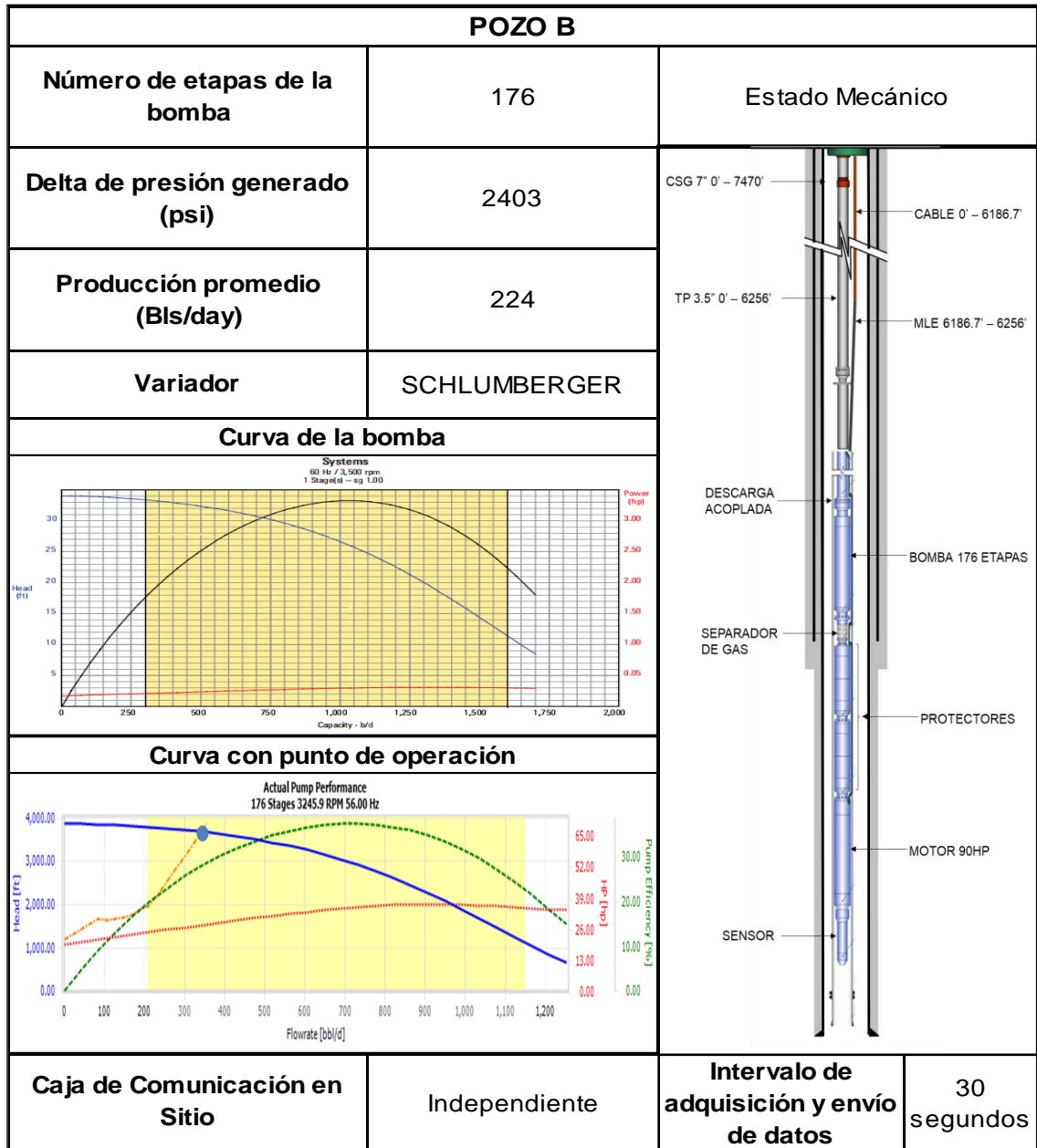
SCHLUMBERGER. Liftwatcher Field Training. 2010.

TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual – Design, Operations, and Maintenance [Online]. Elsevier, 2009. Available from Internet: https://app.knovel.com.ez.uamerica.edu.co/web/toc.v/cid:kpESPMDOM1/viewerType:toc/root_slug:electrical-submersible/url_slug:kt006QNSS9?q=electrical%20submersible%20pump&b-group-by=true&b-search-type=tech-reference&b-sort-on=default. 440 p.

ANEXOS

ANEXO A. ESTADOS MECÁNICOS, CURVAS DE LAS BOMBAS E INFORMACIÓN DE LOS 15 POZOS EN CASABE QUE CUENTAN CON EL SERVICIO DE MONITOREO REAL TIME.

Información del Pozo B en Campo Casabe.



Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

Información del Pozo C en Campo Casabe.

POZO C			
Número de etapas de la bomba	194	Estado Mecánico	
Delta de presión generado (psi)	1779.5		
Producción promedio (Bls/day)	1225		
Variador	SCHLUMBERGER		
Curva de la bomba			
Caja de Comunicación en Sitio	Independiente	Intervalo de adquisición y envío de datos	30 segundos

Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

Información del Pozo D en Campo Casabe.

POZO D			
Número de etapas de la bomba	244	Estado Mecánico	
Delta de presión generado (psi)	2300		
Producción promedio (Bls/day)	309		
Variador	SCHLUMBERGER		
Curva de la bomba			
Curva con punto de operación			
Caja de Comunicación en Sitio	Independiente	Intervalo de adquisición y envío de datos	30 segundos

Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

Información del Pozo E en Campo Casabe.

POZO E			
Número de etapas de la bomba	264	Estado Mecánico	
Delta de presión generado (psi)	2200		
Producción promedio (Bls/day)	580		
Variador	SLACOL		
Curva de la bomba			
Curva con punto de operación			
Caja de Comunicación en Sitio	Independiente	Intervalo de adquisición y envío de datos	30 segundos

Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

Información del Pozo F en Campo Casabe.

POZO F (V-PUMP)			
Número de etapas de la bomba	40	Estado Mecánico	
Delta de presión generado (psi)	1100		
Producción promedio (Bls/day)	800		
Variador	SCHLUMBERGER		
Curva de operación de la bomba			
Caja de Comunicación en Sitio	Independiente	Intervalo de adquisición y envío de datos	45 segundos

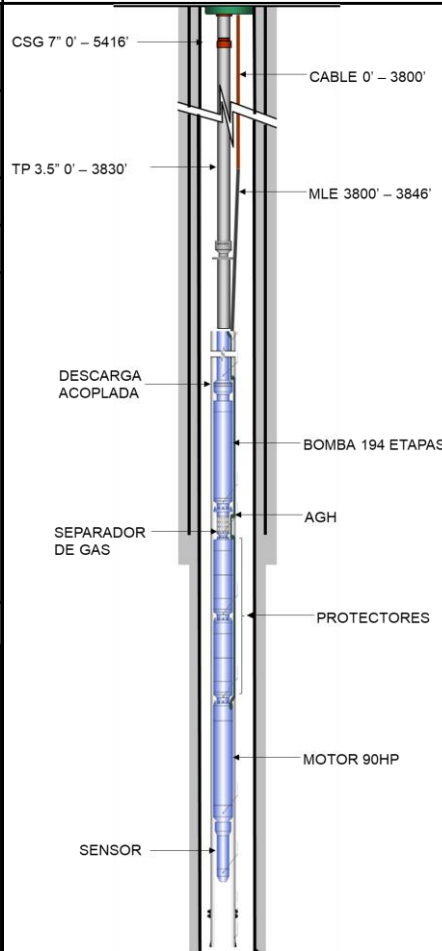
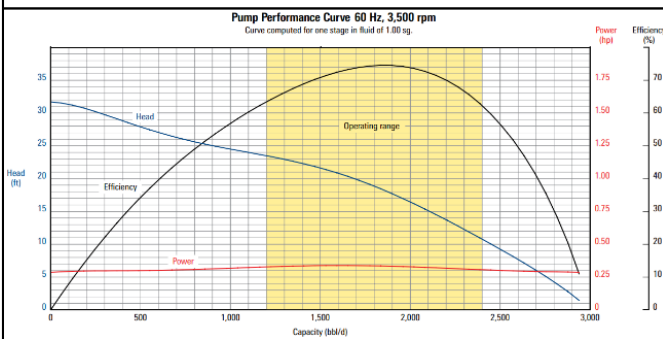
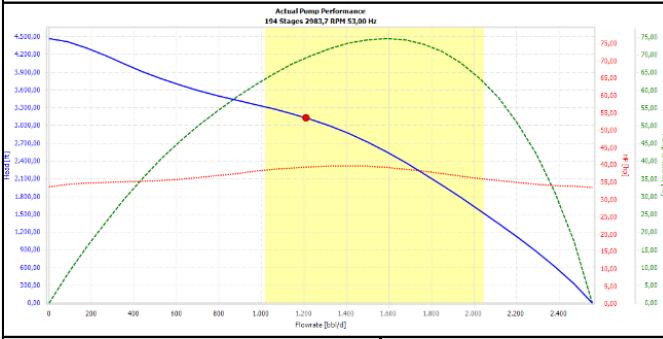
Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

Información del Pozo G en Campo Casabe.

POZO G			
Número de etapas de la bomba	180	Estado Mecánico	
Delta de presión generado (psi)	1200		
Producción promedio (Bls/day)	1300		
Variador	SCHLUMBERGER		
Curva de la bomba			
Curva con punto de operación			
Caja de Comunicación en Sitio	Independiente	Intervalo de adquisición y envío de datos	30 segundos

Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

Información del Pozo H en Campo Casabe.

POZO H			
Número de etapas de la bomba	194	Estado Mecánico 	
Delta de presión generado (psi)	1300		
Producción promedio (Bls/day)	1000		
Variador	SCHLUMBERGER		
Curva de la bomba			
			
Curva con punto de operación			
			
Caja de Comunicación en Sitio	Independiente	Intervalo de adquisición y envío de datos	30 segundos

Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

Información Pozo I en Campo Casabe.

POZO I (V-PUMP)			
Número de etapas de la bomba	40	Estado Mecánico	
Delta de presión generado (psi)	1000		
Producción promedio (Bls/day)	700		
Variador	SCHLUMBERGER		
Curva de operación de la bomba			
Caja de Comunicación en Sitio	Independiente	Intervalo de adquisición y envío de datos	60 segundos

Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

Información del Pozo J en Campo Casabe.

POZO J (V-PUMP)			
Número de etapas de la bomba	40	Estado Mecánico	
Delta de presión generado (psi)	1000		
Producción promedio (Bls/day)	600		
Variador	SCHLUMBERGER		
Curva de operación de la bomba			
Caja de Comunicación en Sitio	Independiente	Intervalo de adquisición y envío de datos	45 segundos

Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

Información del Pozo K en Campo Casabe.

POZO K			
Número de etapas de la bomba	213	Estado Mecánico	
Delta de presión generado (psi)	1600		
Producción promedio (Bls/day)	1000		
Variador	SCHLUMBERGER		
Curva de la bomba			
Curva con punto de operación			
Caja de Comunicación en Sitio	Independiente	Intervalo de adquisición y envío de datos	45 segundos

Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

Información Pozo L en Campo Casabe.

POZO L (ES-PCP)			
Número de etapas de la bomba	Bomba PCP	Estado Mecánico	
Delta de presión generado (psi)	Sensor GE. No se puede saber		
Producción promedio (Bls/day)	580		
Variador	Baker Hughes (GE)		
Curva de la bomba			
No disponible ya que es bomba PCP de Baker			
Caja de Comunicación en Sitio	Independiente	Intervalo de adquisición y envío de datos	45 segundos

Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

Información Pozo M Campo Casabe.

POZO M (V-PUMP)			
Número de etapas de la bomba	40	Estado Mecánico	
Delta de presión generado (psi)	1000		
Producción promedio (Bls/day)	900		
Variador	SLACOL		
Curva de la bomba			
Caja de Comunicación en Sitio	Independiente	Intervalo de adquisición y envío de datos	60 segundos

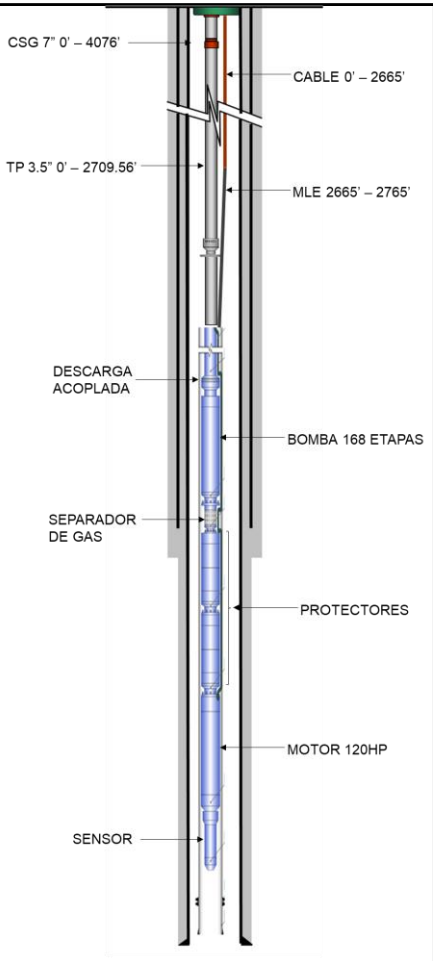
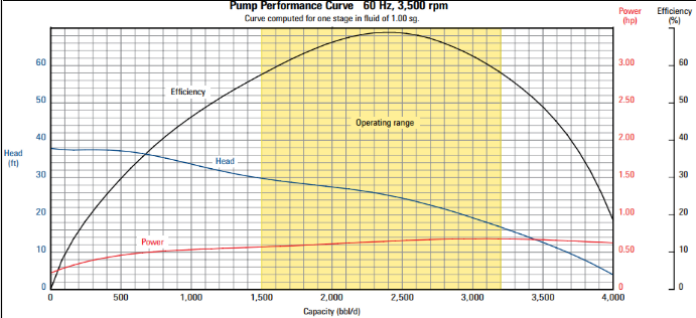
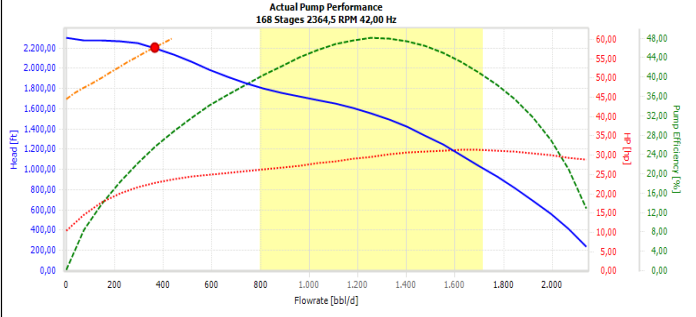
Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

Información Pozo N en Campo Casabe.

POZO N (V-PUMP)			
Número de etapas de la bomba	32	Estado Mecánico	
Delta de presión generado (psi)	1000		
Producción promedio (Bls/day)	560		
Variador	SCHLUMBERGER		
Curva de la bomba			
NO DISPONIBLES			
Caja de Comunicación en Sitio	Independiente	Intervalo de adquisición y envío de datos	60 segundos

Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

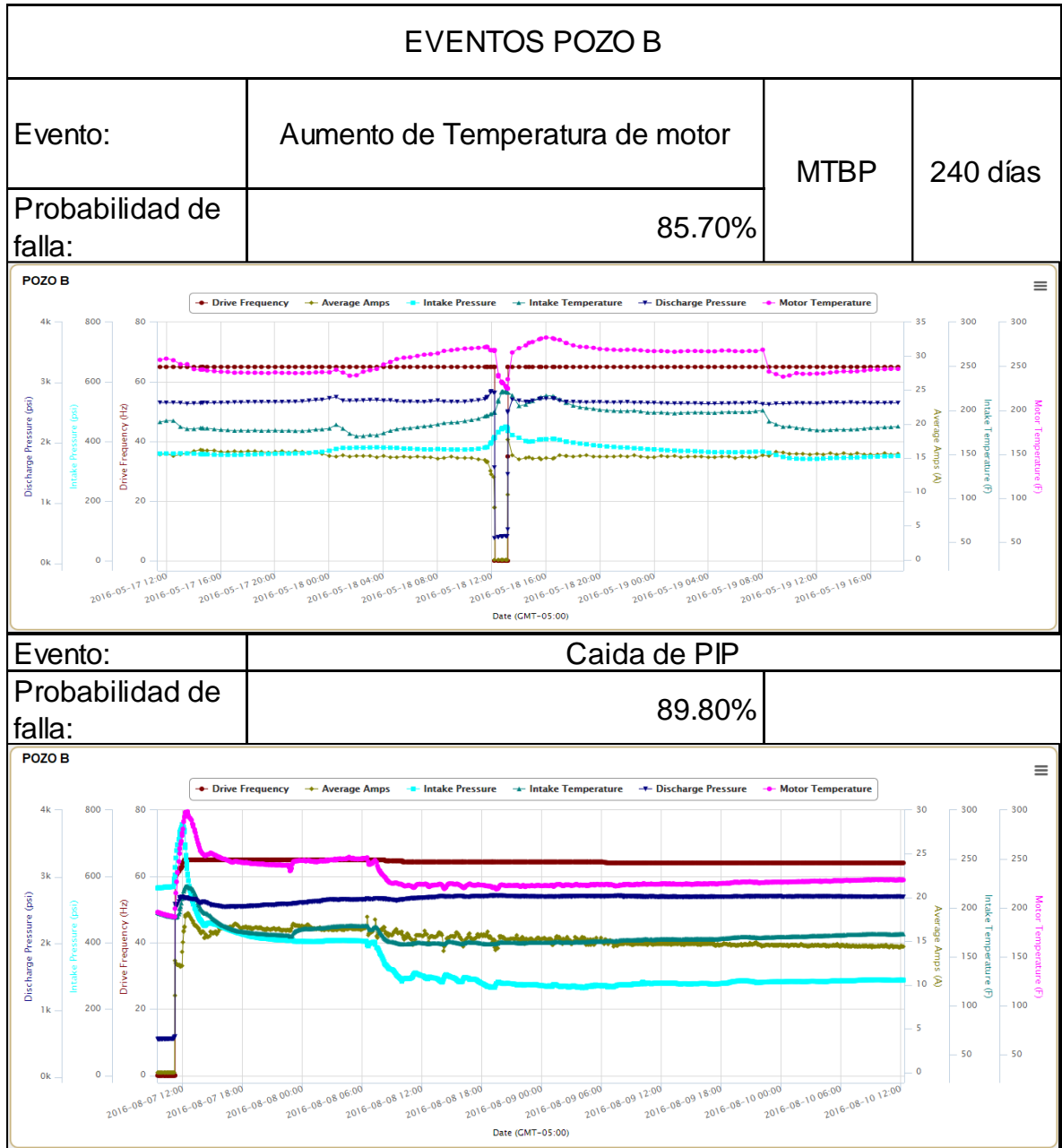
Información Pozo O en Campo Casabe.

POZO O			
Número de etapas de la bomba	168	Estado Mecánico 	
Delta de presión generado (psi)	1000		
Producción promedio (Bls/day)	360		
Variador	SCHLUMBERGER		
Curva de la bomba			
			
Curva con punto de operación			
			
Caja de Comunicación en Sitio	Independiente	Intervalo de adquisición y envío de datos	60 segundos

Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

ANEXO B. EVENTOS PRESENTADOS EN LOS POZO A, B, C, D, E.

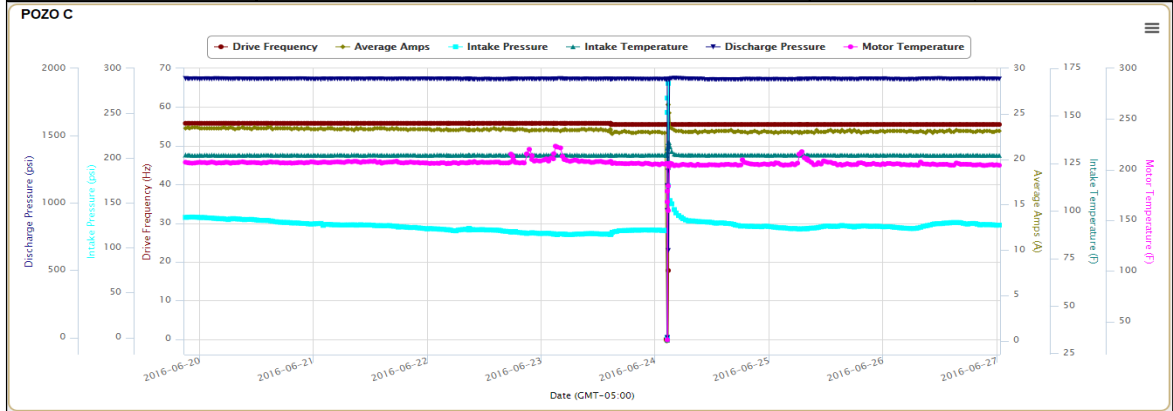
Eventos Pozo B.



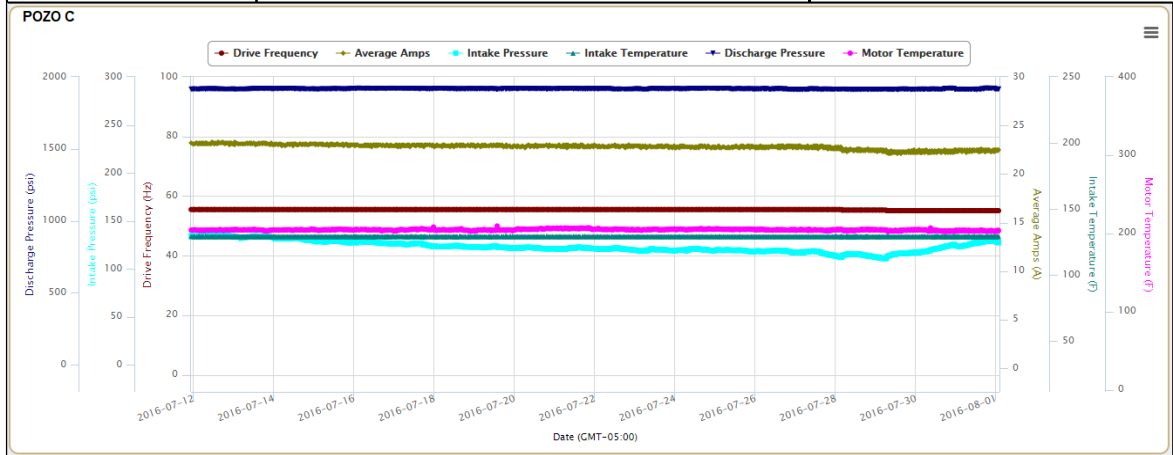
Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

Eventos Pozo C.

EVENTOS POZO C			
Evento:	Caida de PIP	MTBP	407.42 días
Probabilidad de falla:	52.50%		

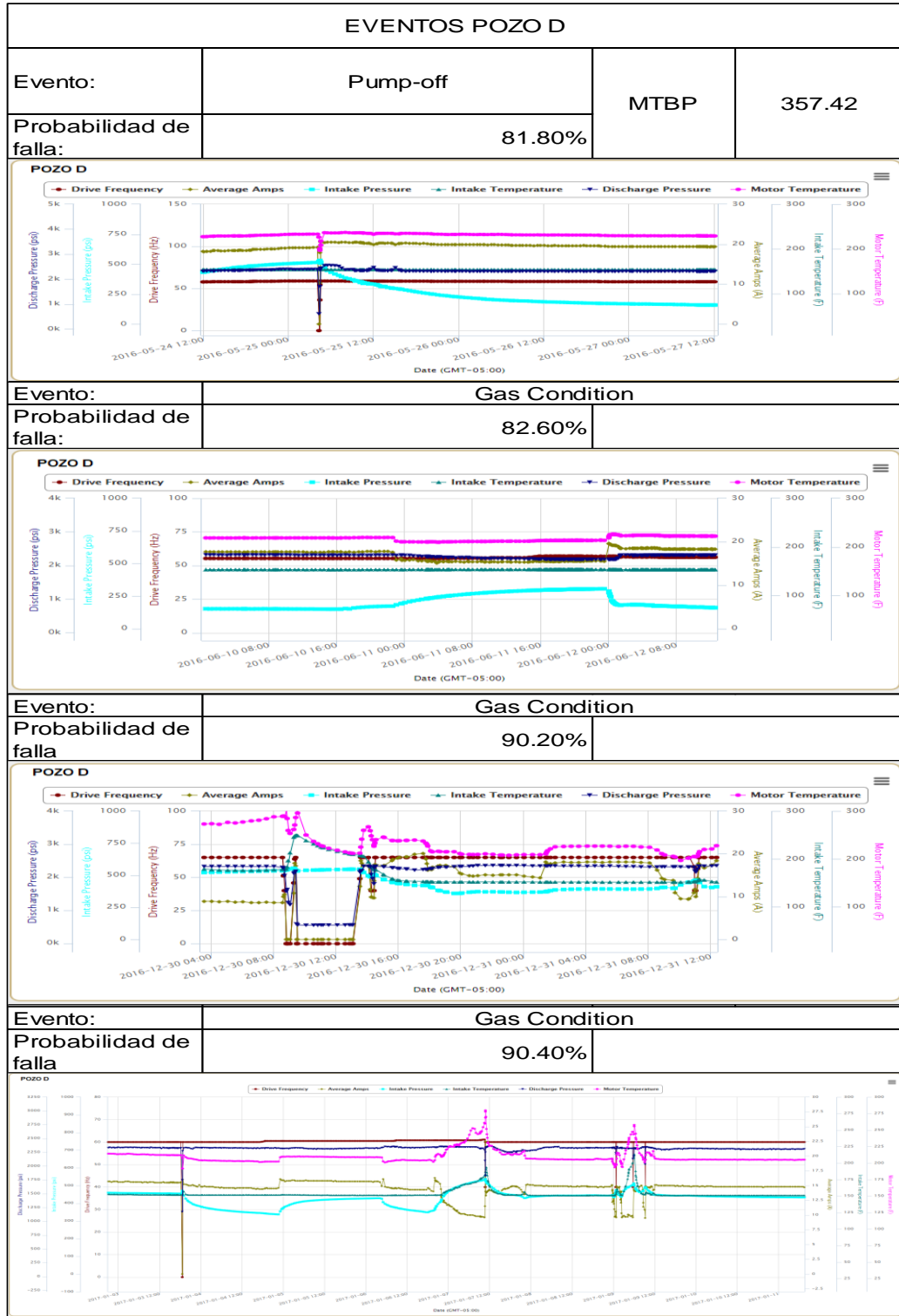


Evento:	Caida de PIP		
Probabilidad de falla:	56.10%		



Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

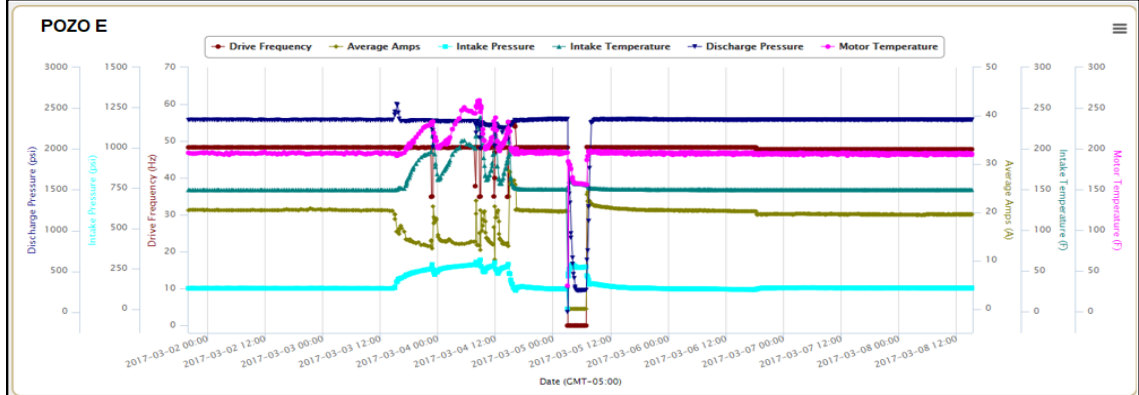
Eventos Pozo D.



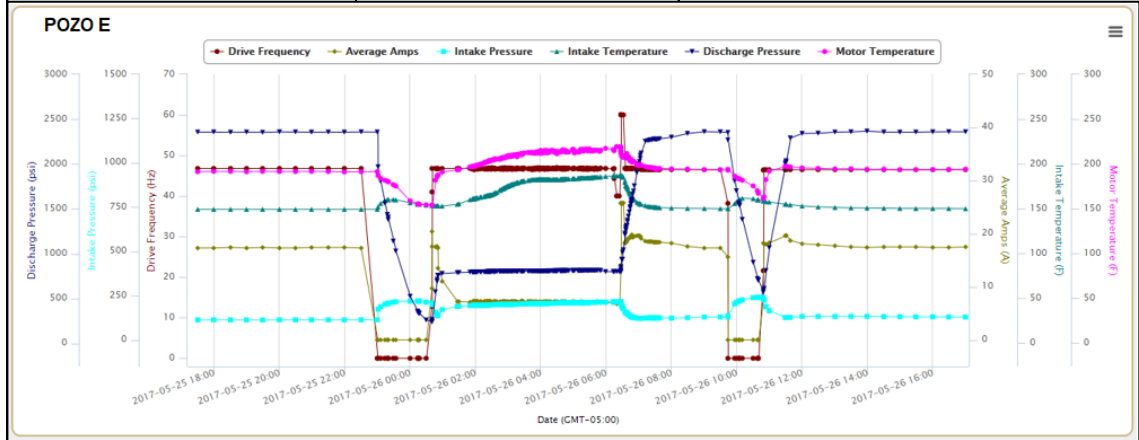
Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

Eventos Pozo E.

EVENTOS POZO E			
Evento:	Gas Condition	MTBP	357.42
Probabilidad de falla:	23.10%		



Evento:	Giro Inverso		
Probabilidad de falla:	39.10%		



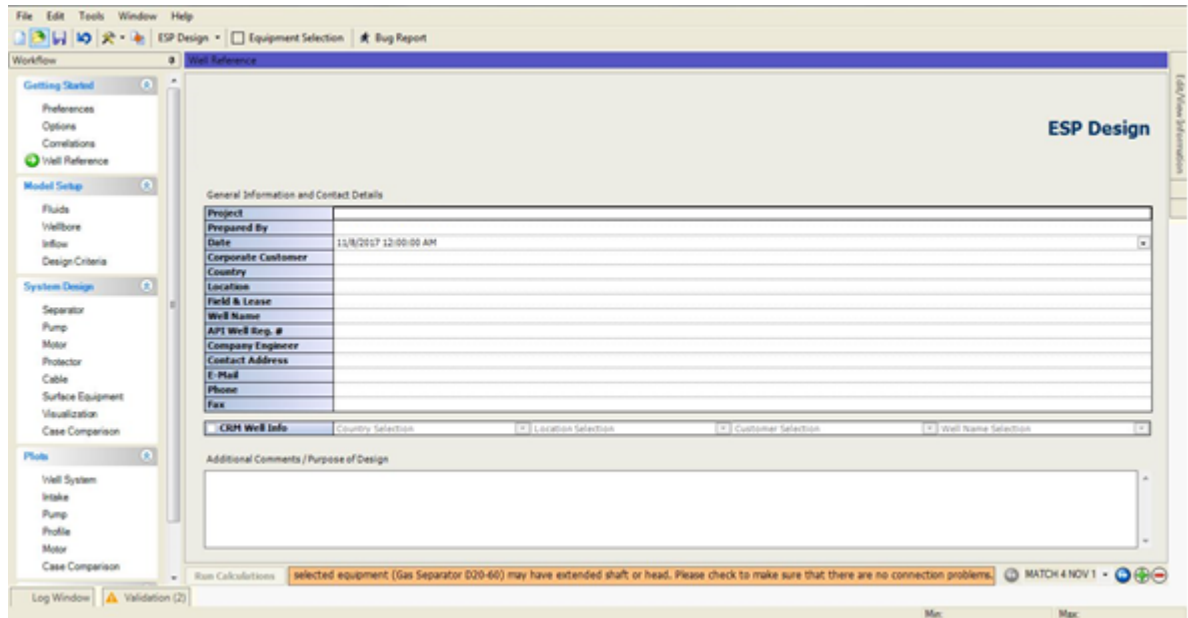
Fuente: SCHLUMBERGER. Alianza Casabe

ANEXO C. SIMULACIONES DE LOS POZOS A, B, C, D, E.

Simulaciones en DesignPro de los pozos A, B, C, D y E con los componentes seleccionados para cada equipo ESP instalado y la información del match de la prueba de producción. Se anexa, además, las ventanas de los eventos simulados. Todos cuentan con el mismo sensor así que la selección de este se muestra en el Pozo A y no en los demás.

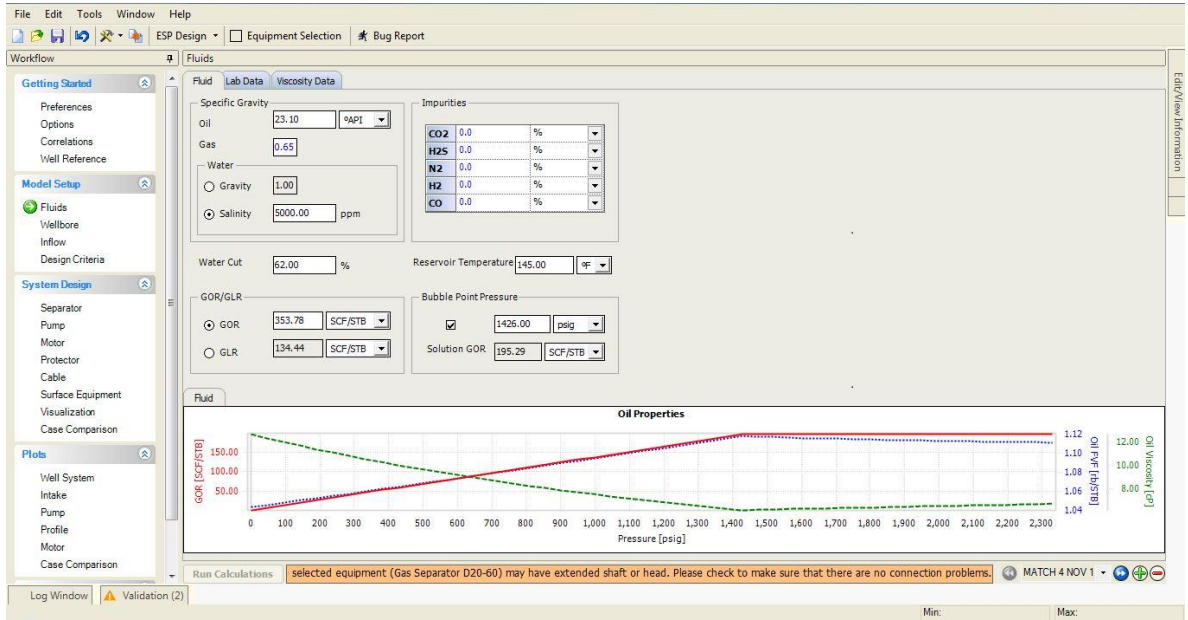
Simulación Pozo A.

Ventana Principal DesignPro.



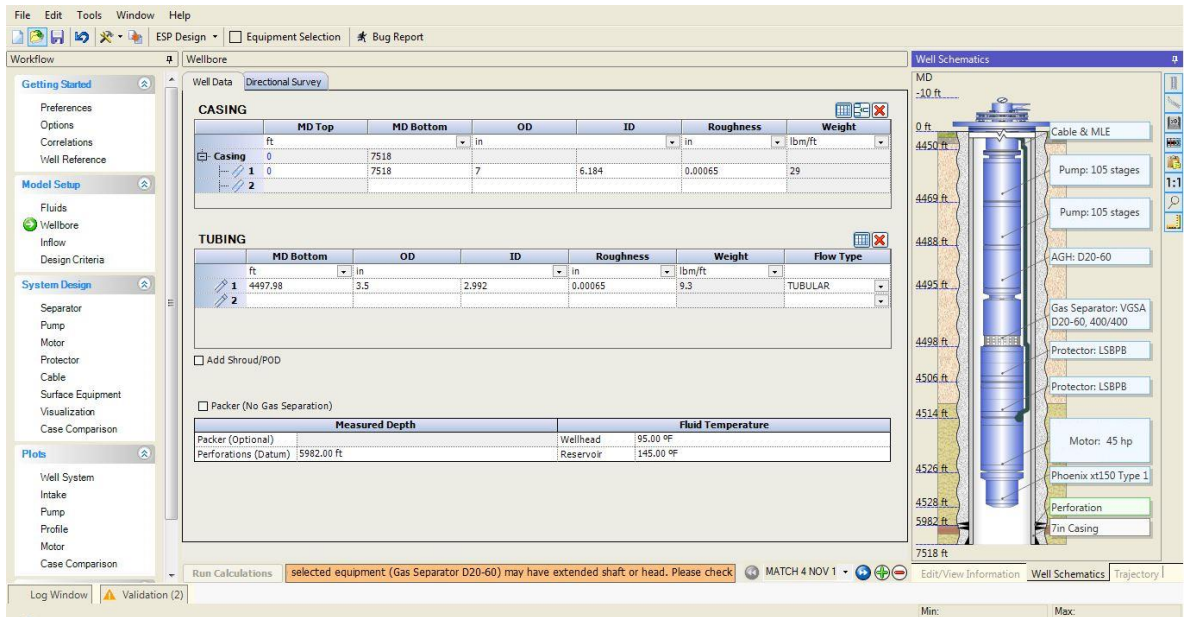
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Datos del Fluido en el Pozo A

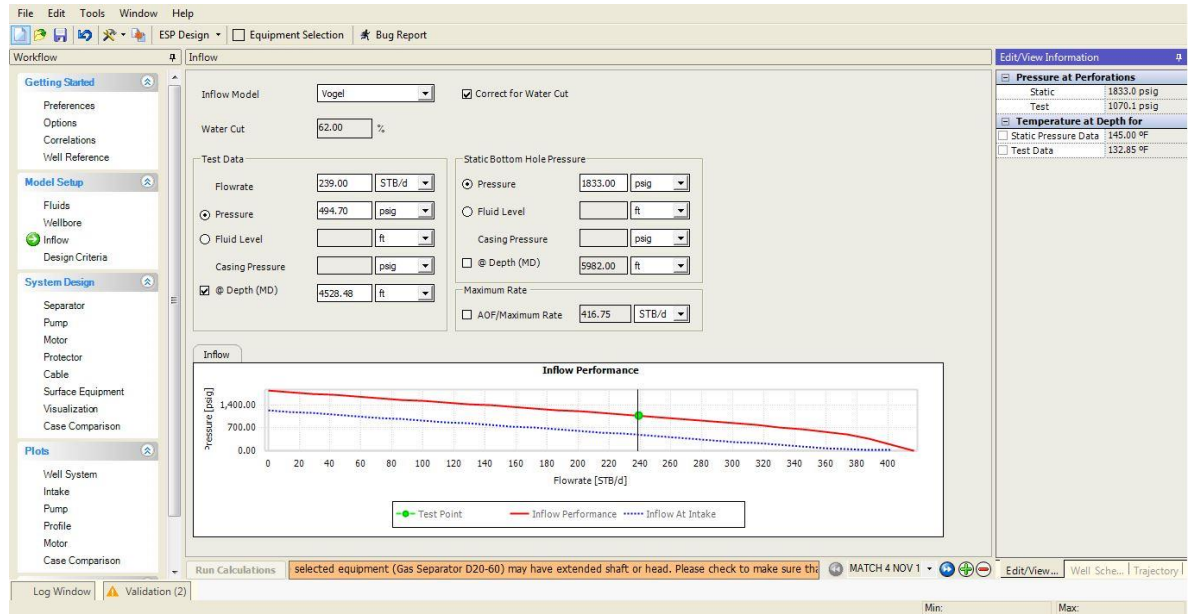


Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Información del estado mecánico del Pozo A.

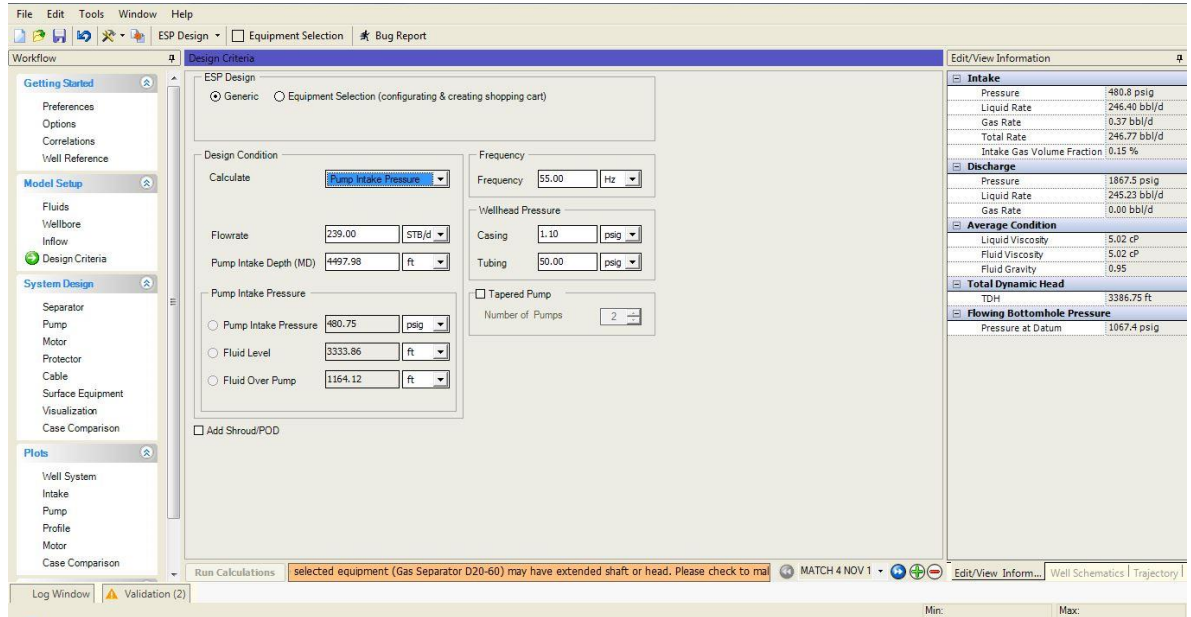


Modelo de Inflow del Pozo A



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Criterio de Diseño del Pozo A



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección separador Pozo A

The screenshot shows the 'Separator' configuration window in DesignPro. The main area displays a table of separator options:

ID	Type	Pump Flange	Protector Flange
1	338/375	338	375
2	400/375 RF.875 SHAFT	400	375
3	400/400 DRS-ES	400	400
4	VGSA D20-60, 400/400	400	400
5	400 DRS HS .875 5FT	400	400
6	TANDEM: 400 DRS .875 SFT	400	400
7	VGSA S20-90, 538/540	538	540
8	VGSA S70-150, 538/540	538	540
9	RF 540/540	540	540
10	GRS-ES, 540/540	540	540
11	VGSA S20-90 540/540 SLIM	540	540
12	VGSA S70-150 540/540 SLIM	540	540
13	VGSA D20-60, 387/387	387	387

The right sidebar shows design conditions:

- Design Condition:** Design Rate: 239.0 STB/d, Intake Pressure: 480.8 psig
- No Separation (@ Intake):** Liquid Rate: 246.40 bb/d, Gas Rate: 147.72 bb/d, Total Rate: 394.12 bb/d, Intake Gas Volume Fraction: 37.48%
- Natural Separation:** Liquid Rate: 246.40 bb/d, Gas Rate: 109.55 bb/d, Total Rate: 355.95 bb/d, Intake Gas Volume Fraction: 30.78%
- Gas Separator (after separation):** Liquid Rate: 246.40 bb/d, Gas Rate: 0.37 bb/d, Total Rate: 246.77 bb/d, Discharge Gas Volume Fraction: 0.15%, Separation Efficiency: 99.66%
- Total Separation:** Separation Efficiency: 99.75%

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección de la bomba Pozo A

The screenshot shows the 'Pump' configuration window in DesignPro. The main area displays a table of pump options:

ID	Manufacturer	Series	Model/Type	Min. Rate (bb/d)	B.E.P. Rate (bb/d)	Max. Rate (bb/d)	Stage Geometry
27	REDA	387		324	553	730	
28	REDA	387		324	585	730	
29	REDA	387		648	972	1,108	
30	REDA	387		702	1,106	1,405	
31	REDA	387		1,135	1,487	1,999	
32	REDA	387		1,135	1,664	2,107	
33	REDA	400		162	558	892	
34	REDA	400		216	593	892	
35	REDA	400		486	721	1,000	
36	REDA	400		486	730	1,000	
37	REDA	400		519	741	919	

Below the table is a 'Catalog Pump Performance' graph for REDA 400 D1050N, 1 Stage, 3,500 RPM, 60 Hz. The graph plots Head (ft) and Pump Efficiency (%) against Flowrate (bb/d). The head curve (solid blue) starts at approximately 30 ft at 100 bb/d and decreases to about 10 ft at 1,800 bb/d. The efficiency curve (dashed green) starts at about 0.20 at 100 bb/d and peaks at approximately 0.50 (50%) around 700-800 bb/d before declining.

The right sidebar shows design conditions:

- Design:** Design Rate: 239.0 STB/d, Frequency: 55.00 Hz, Separation Efficiency: 99.75%
- Inlet:** Pressure: 576.7 psig, Liquid Rate: 246.02 bb/d, Gas Rate: 0.00 mscf/d, Gas Volume Fraction: 0.00%, Fluid Over Pump: 1166.13 ft, Fluid Level: 3331.85 ft, TDH: 3143.21 ft
- Discharge:** Pressure: 1867.3 psig
- Pump:** Operation Rate: 238.8 STB/d, Required Power: 26.7 hp, Efficiency: 20.17%, Speed: 3188.0 RPM

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del manejador de gas del Pozo A

The screenshot shows the 'Pump Selection' tab in the DesignPro software. The main window displays a table of gas handler options with the following columns: Series Name, Description, Min. Recommended Rate (bbl/d), and Max. Recommended Rate (bbl/d). The selected pump is REDA 400 D1050N. The interface also shows various configuration options and a status bar at the bottom.

Series Name	Description	Min. Recommended Rate (bbl/d)	Max. Recommended Rate (bbl/d)
1	400/400 AGH: D5-21	500.00	2,100.00
2	538/540 S70-100 Maximus	7,000.00	10,000.00
3	400/400 AGH: D20-60	2,000.00	6,000.00
4	538/540 AGH: S70-100	7,000.00	10,000.00
5	540/540 AGH: G20-40	2,000.00	4,000.00
6	540/540 AGH: G40-80	4,000.00	6,000.00
7	562/540 AGH: H100-250	10,000.00	25,000.00
8	675/562 AGH: H100-250	10,000.00	25,000.00
9	725/562 AGH: H100-250	10,000.00	25,000.00
10	862/562 AGH: H100-250	10,000.00	25,000.00
11	538/540 MGH: S50-90	5,000.00	9,000.00
12	540/540 MGH: S50-90	5,000.00	9,000.00
13	400/400 MGH: D8-42	800.00	4,200.00

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Ajuste de los valores de redereto de la bomba y el power del motor del Pozo A

The screenshot shows the 'Advanced/Options' tab in the DesignPro software. The interface displays various configuration options for the pump, including Variable Speed Drive settings, Pump Selection with Fit in Casing, Minimum Condition, Gas Treatment, and Fluid Heat Rise. The status bar at the bottom shows a validation message.

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del motor del Pozo A

Motor Selection: Heat Rise | Sensor/Gauge | Advanced/Options

Motor Information
 Manufacturer: REDA | Type: Variable Rating
 Series: All | Rating Factor: 50 %

Operating Conditions
 Required Power @ 60 Hz Nameplate Frequency: 40.89 hp

Power Controller
 VSD Switchboard

Series	Winding Code	Power @ 60Hz NP Freq. (hp)	Voltage @ 60Hz NP Freq. (Volts)	Current @ 60Hz NP Freq. (Amps)
248		37.5	802.3	29.0
249		37.5	984.4	23.6
250		37.5	1,256.3	18.5
251		37.5	1,529.1	15.2
252		41.2	682.9	37.5
253		41.2	783.4	32.7
254		41.2	1,082.2	23.7
255		41.2	1,632.6	15.2
256		45.0	744.8	37.5
257		45.0	1,289.5	21.6
258		45.0	1,617.1	17.3
259		45.0	1,834.3	15.2
260		48.8	807.6	37.5
261		48.8	1,043.7	29.0
262		48.8	1,516.6	19.9
263		48.8	1,752.6	17.3
264		52.5	868.7	37.4
265		52.5	1,251.0	25.9
266		52.5	1,758.9	18.5
267		52.5	1,886.3	17.2

Run Calculations Error: Motor load factor should be close to 100% for valid motor performance results. MATCH 4 NOV 1

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del sensor del Pozo A

Sensor Selection: Heat Rise | Sensor/Gauge | Advanced/Options

Sensor Information
 Manufacturer: All | Temperature: 140.34
 Pressure: 99.88

Manufacturer	Name	Series	Type	T. Rating (degF)	Press. Rating (psi)
1 SCHLUMBERGER	Endurant	456	Type 0	302	6500
2 SCHLUMBERGER	Endurant	456	Type 1	302	6500
3 SCHLUMBERGER	Phoenix vt150	456	Type 0	302	6500
4 SCHLUMBERGER	Phoenix vt350	456	Type 1	302	6500
5 SCHLUMBERGER	Hotline	456	RTD Only	550	5000
6 SCHLUMBERGER	Hotline	562	RTD Only	550	5000
7 SCHLUMBERGER	Hotline	456	Pt100	482	5000
8 SCHLUMBERGER	Hotline	562	Pt100	482	5000
9 SCHLUMBERGER	Phoenix Select	456	UltraLite	230	5801.5
10 SCHLUMBERGER	Phoenix Select	456	Line	302	5801.5
11 SCHLUMBERGER	Phoenix Select	456	Standard	302	5801.5
12 SCHLUMBERGER	Phoenix Select	456	Advanced	302	5801.5
13 SCHLUMBERGER	Phoenix Select	375	Line Similit	302	5801.5
14 SCHLUMBERGER	Phoenix UltraLite	456	Type 0	212	5000
15 SCHLUMBERGER	Phoenix MultiSensor	456	Type 0	257	5801.5
16 SCHLUMBERGER	Phoenix MultiSensor	456	Type 1	257	5801.5
17 SCHLUMBERGER	Phoenix MultiSensor	456	Type 2	257	5801.5
18 SCHLUMBERGER	Phoenix MultiSensor XT	456	Type 0	257	5801.5
19 SCHLUMBERGER	Phoenix MultiSensor XT	456	Type 1	257	5801.5
20 SCHLUMBERGER	Phoenix MultiSensor XT	375	Type 1 similit	257	5801.5
21 SCHLUMBERGER	Aqua Sensor	456	Type 0	212	4989.3
22 SCHLUMBERGER	Aqua Sensor	456	Type 1	212	4989.3
23 SCHLUMBERGER	Phoenix Select	456	Reservoir	302	5801.5
24 SCHLUMBERGER	SunTron	257		257	4989.3
25 SCHLUMBERGER	Pump/Watcher	400	PW2	102	4989.3
26 SCHLUMBERGER	Pump/Watcher	400	PW3	102	4989.3
27 SCHLUMBERGER	Pump/Watcher	400	PW4	102	4989.3
28 SCHLUMBERGER	Hotline	562	Seppoline	428	5000

Measurements:
 Pump Discharge Pressure
 Annulus Pressure at motor
 Annulus Temperature at motor
 Motor Temperature
 Motor Vibration
 Current leakage

Run Calculations Error: Motor load factor should be close to 100% for valid motor performance results. PZ1-140-027

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del protector del Pozo A

Protector Information

Manufacturer: REDA

Oil Type: REDA OIL #5 Elastomer: Aflas

Total Shut-in Downthrust: 5793.72 lbf

Series	Downthrust Bearing Type	Max. Load (lb)	Max. Temp (°F)
1 400 Maximus	HL	10,248	350

Configuration	No. Chambers	No. Shaft Seals	Components
4 B5B	2	2	SINGLE
5 B5BSL	3	4	SINGLE
6 B5L	2	3	SINGLE
7 LSB	2	2	SINGLE
8 LSBPB	3	2	SINGLE
9 LSBSB	3	3	SINGLE
10 LSL	2	3	SINGLE
11 LSLSB	3	3	SINGLE
12 LSLSL	3	4	SINGLE
13 BPSL BPSL	6	6	TANDEM
14 LSPB BPSL	6	5	TANDEM
15 LSPB LSBPB	6	4	TANDEM
16 LSLSB LSBSB	6	6	TANDEM
17 LLSL BPSL	6	6	TANDEM
18 LLSL LLSL	6	7	TANDEM

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del cable Pozo A

Manufacturer: REDA Cable Segments: One

Total Length: 4597.98 ft

Electric Cost: 0.05 \$/KWhr

Classification	Type	KV	Temperature (°F)	Conductor Size (AWG)	Conductor Type
26 REDALEAD	EHLTB	5	450.0	4	Solid
27 REDALEAD	ELTB	4	400.0	16MM	Solid
28 REDAMAX250	PPEO	5	205.0	2	Solid
29 REDAMAX250	PP	4	250.0	6	Solid
30 REDAMAX250	POTB	4	250.0	6	Solid
31 REDAMAX400	ETBE	5	400.0	4	Solid
32 REDALEAD	ELB	5	450.0	4	Solid
33 REDALEAD	ELB	4	450.0	2	Solid
34 REDALEAD	ELB	4	450.0	4	Solid
35 REDALEAD	ELB	4	450.0	6	Solid
36 REDALEAD	ELB	4	450.0	10mm	Solid
37 REDALEAD	ELB	4	450.0	16MM	Solid
38 REDALEAD	ELB	5	450.0	1	Solid
39 REDALEAD	ELB	5	450.0	2	Solid
40 REDALEAD 300	ELB	5	310.0	4	Solid

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Voltaje en superficie para el Pozo A

The screenshot shows the 'VSD/Transformer' configuration window. The 'Power Controller' is set to 'VSD'. The 'VSD Type' is 'Low', 'Output Wave Form' is 'PWM', 'Load Filter' is 'No', and 'Power System' is 'Stiff'. The 'Wellsite Condition' section includes 'Max Ambient Temperature' and 'Altitude from Sea Level'. 'Power Information' shows 'Carrier Frequency' at 2.2 kHz and 'Electrical Supply Frequency' at 60 Hz. The 'Environment' section has checkboxes for 'Indoor Installation', 'Needs voltage and Back spin protection', 'Explosion Proof Required', 'Corrosion Proof', and 'Onshore'. A status bar at the bottom indicates a warning: 'Warning: MATCH 4 NOV 16: The selected equipment (Gas Separator 020-60) may have extended shaft or head. Please check to make sure that there are no connection problems.'

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

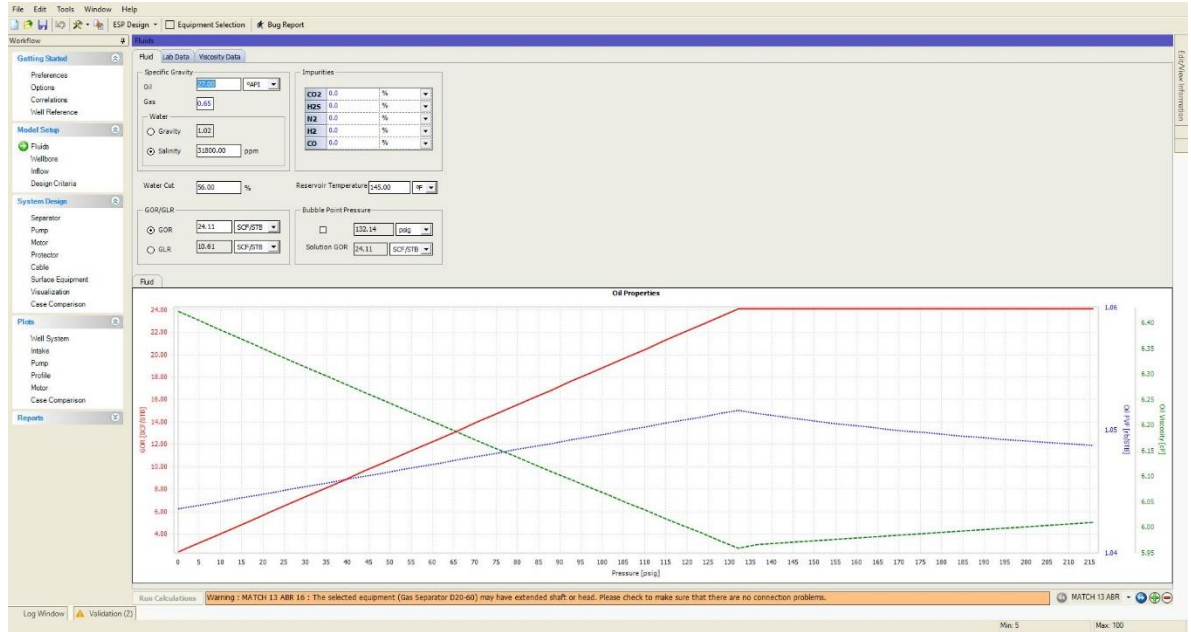
Match de producción Pozo A

The screenshot displays the 'Measurements' window for 'Pozo A'. It includes a table of 'Surface Measurements' (Production Rate: 229.0 STB/D, Operation Frequency: 35.00 Hz), 'Wellbore Measurements' (Wellhead Pressure: 43.0 psig, Wellhead Temperature: 95.00 °F, Casing Pressure: 1.1 psig), and 'Sensor Measurements' (Annulus Pressure at motor: 493.1 psig, Pump Discharge Pressure: 2794.4 psig, Motor Temperature: 216.80 °F). Below the tables are two graphs: 'Pressure Profile' showing pressure vs. depth and 'Flow vs. Head' showing head vs. flow rate. A status bar at the bottom shows a warning: 'Warning: MATCH 4 NOV 16: The selected equipment (Gas Separator 020-60) may have extended shaft or head. Please check to make sure that there are no connection problems.'

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

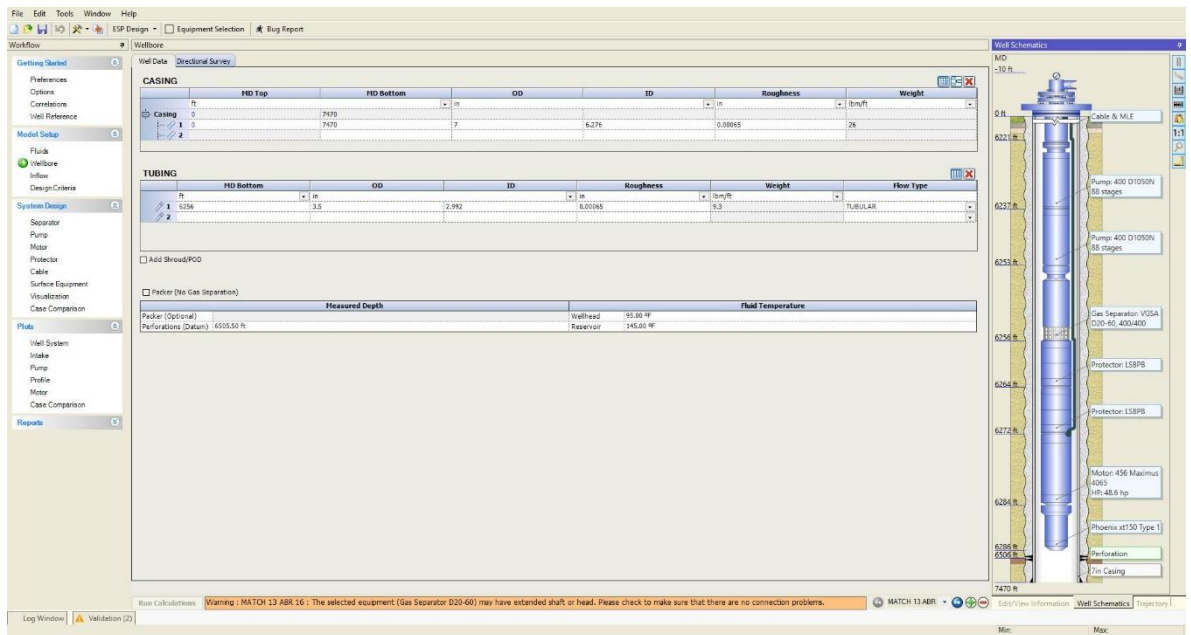
Simulación Pozo B

Información de los fluidos del Pozo B



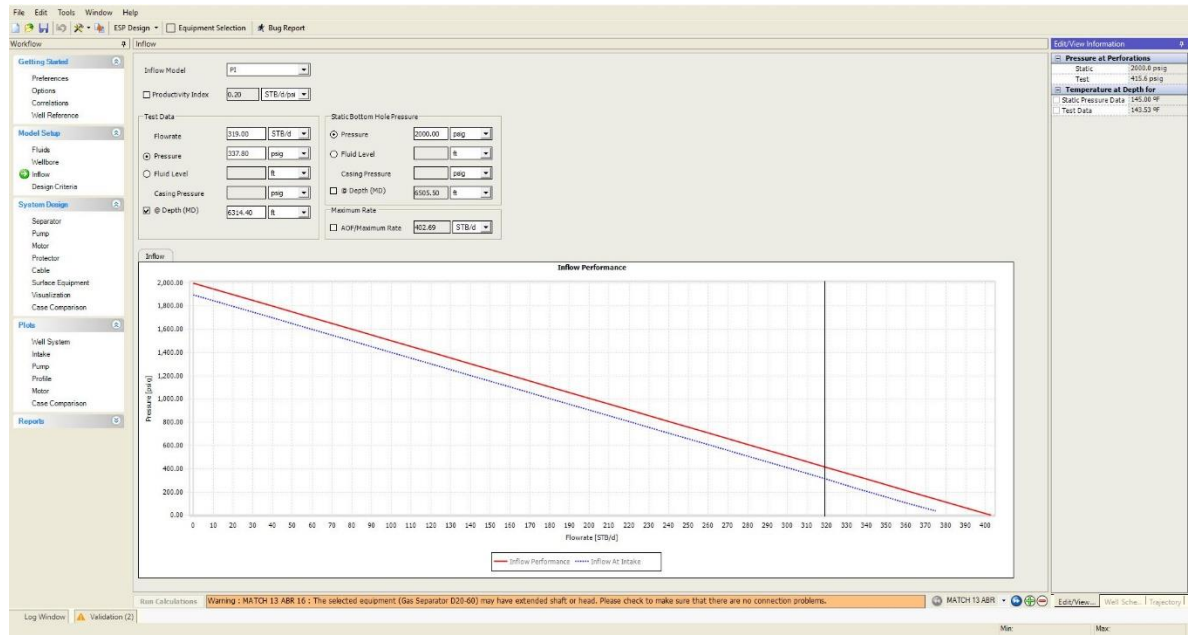
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Información del estado mecánico Pozo B



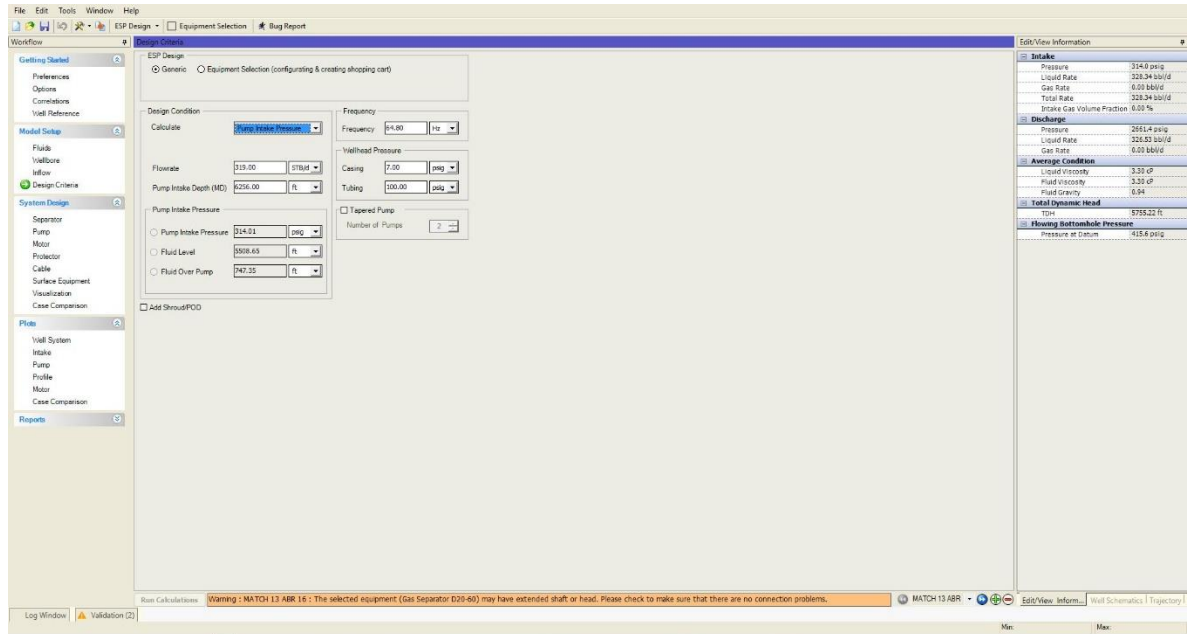
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Modelo de inflow del Pozo B



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Modelo de inflow del Pozo B



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del separador del Pozo B

The screenshot shows the 'Separator' configuration window in DesignPro. The 'Natural Separation' section is selected, showing a table of equipment options:

ID	Type	Pump Flange	Protector Flange
1	318(27)	318	375
2	406(27) RELETS 914FT	406	375
3	406(40) DRS-ES	406	406
4	VGSA D29-66, 402/406	406	406
5	406 DRS-HS, 475 SPT	406	406
6	TANDEM: 406 DRS, 475 SPT	406	406
7	VGSA D29-46, 538/540	538	540
8	VGSA D29-46, 538/540	538	540
9	SP 540/540	540	540
10	GGES 540/540	540	540
11	VGSA D29-46 540/540 SL2M	540	540
12	VGSA D29-153 540/540 SL2M	540	540
13	VGSA D29-46, 387/387	387	387
14	DR75P DRS-ES	387	387
15	387 DRS-HS, 475 SPT	387	387
16	VGSA D29-450, Maxima	538	540
17	CDRT 54	405	405

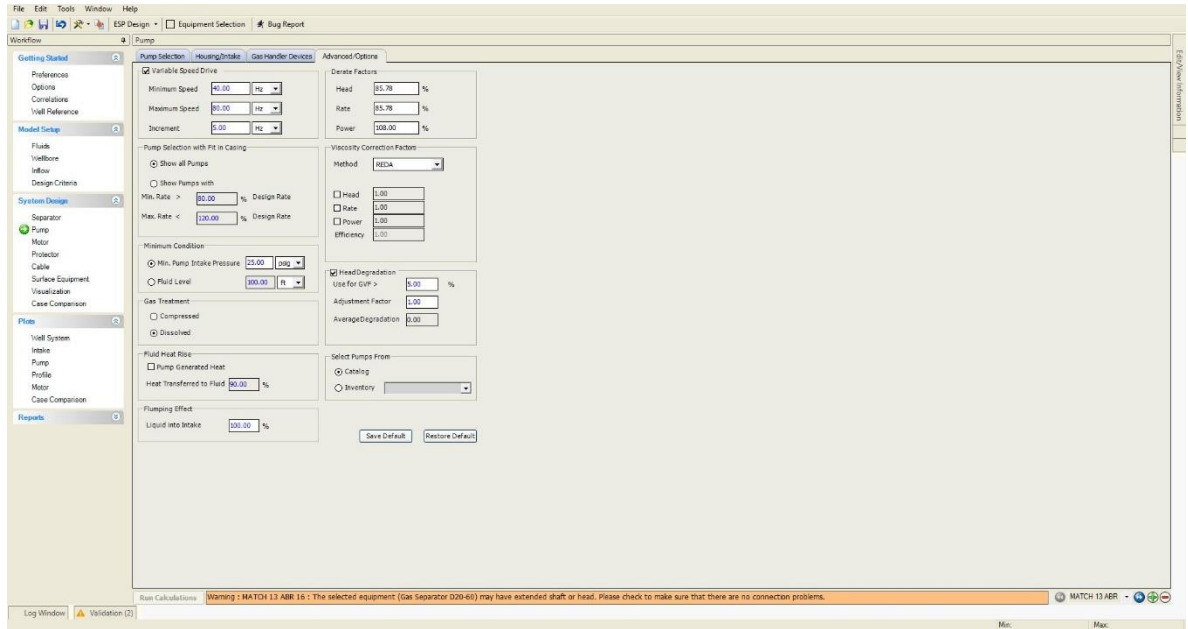
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección de la bomba del Pozo B

The screenshot shows the 'Pump' configuration window in DesignPro. The 'Catalog Pump Performance' graph is displayed, showing Head (ft) and Efficiency (%) versus Flowrate (bbl/d) for a REDA 400 D180N pump. The graph shows a peak efficiency of approximately 0.55 at a flowrate of about 1000 bbl/d.

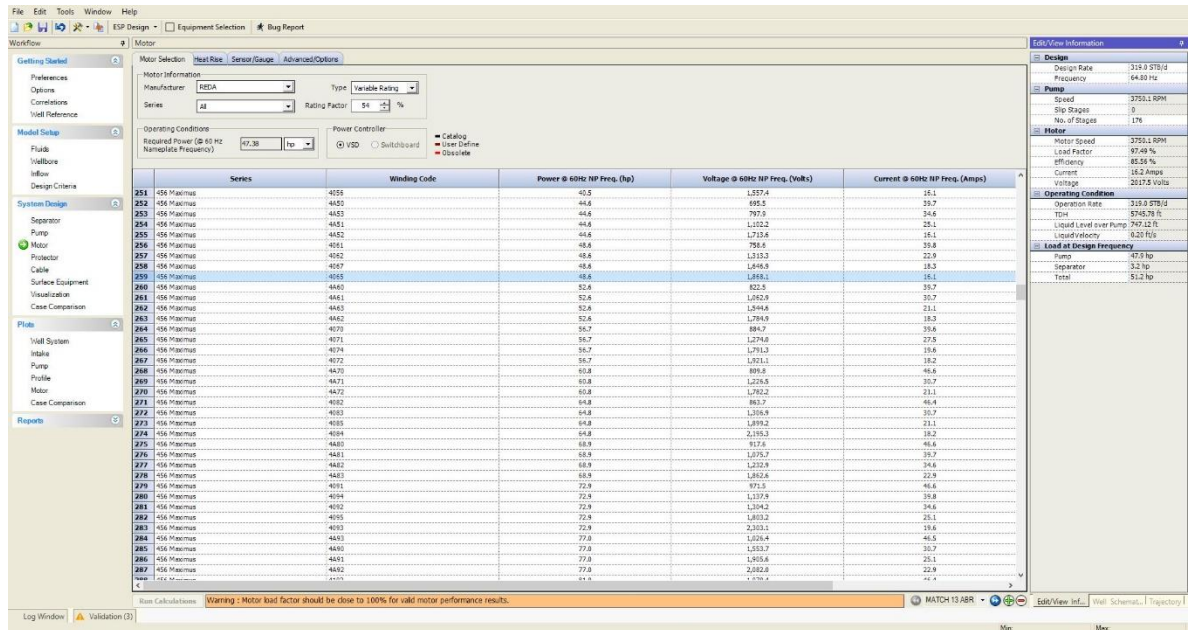
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Ajuste de los valores de dereteo de la bomba y el power del motor del Pozo B



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del motor del Pozo B



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del protector del Pozo B

Protector Information:
 Manufacturer: REDA
 Oil Type: REDA OIL #5
 Elastomer: Aflas

Downthrust Bearing: Total Shut-in Downthrust: 7185.02 lbf

Series	Downthrust Bearing Type	Max. Load (lbf)	Max. Temp (°F)
1	403 Medium	11,180	350

Configuration	No. Chambers	No. Shaft Seals	Components
1	ISL-ProMotor	2	3
2	EPISL-ProMotor	3	3
3	EPISL	3	3
4	ISL	2	2
5	BSISL	3	4
6	ISL	2	3
7	LSB	2	2
8	LSBPB	3	2
9	LSBPB	3	3
10	LSL	2	3
11	LSL	3	3
12	LSL	3	4
13	BPISL BPISL	6	6
14	LSBPB LSBPB	6	4
15	LSBPB LSBPB	6	6
16	LSL LSB	6	6
17	LSL BPISL	6	6
18	LSL LSLS	6	7
19	LSBPB-ProMotor	3	2
20	LS BPISL	5	6

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del cable del Pozo B

Manufacturer: REDA
 Cable Segments: One
 Total Length: 6396.00 ft
 Temperature: 143.39 °F
 Electric Cost: 0.05 \$/kWh
 Period: Monthly

Classification	Type	RV	Temperature (°F)	Conductor Size (AWG)	Conductor Type	
11	REDALEAD	EHL	4	450.0	4	Solid
12	REDALEAD	EHL	4	450.0	6	Solid
13	REDALEAD	EL	5	450.0	1	Solid
14	REDALEAD	EL	5	450.0	2	Solid
15	REDALEAD	EL	4	450.0	2	Solid
16	REDALEAD	EL	4	450.0	4	Solid
17	REDALEAD	EL	5	450.0	4	Solid
18	REDALEAD	EL	4	450.0	4	Solid
19	REDALEAD	EL	4	450.0	4	Solid
20	REDALEAD	EL	4	450.0	6	Solid
21	REDALEAD	EHL	5	450.0	4	Solid
22	REDALEAD	EHL	4	450.0	4	Solid
23	REDALEAD	EHL	4	450.0	6	Solid
24	REDALEAD	ELTB	5	450.0	1	Solid
25	REDALEAD	ELTB	4	450.0	4	Solid
26	REDALEAD	ELTB	5	450.0	4	Solid
27	REDALEAD	ELTB	4	450.0	18MM	Solid
28	REDAMAX250	PPB	5	250.0	2	Solid
29	REDAMAX250	PP	4	250.0	2	Solid
30	REDAMAX250	POTB	4	250.0	6	Solid
31	REDAMAX250	CTB	5	450.0	4	Solid
32	REDALEAD	ELB	5	450.0	4	Solid
33	REDALEAD	ELB	4	450.0	2	Solid
34	REDALEAD	ELB	4	450.0	4	Solid
35	REDALEAD	ELB	4	450.0	6	Solid
36	REDALEAD	ELB	4	450.0	10mm	Solid
37	REDALEAD	ELB	4	450.0	18MM	Solid
38	REDALEAD	ELB	5	450.0	1	Solid
39	REDALEAD	ELB	5	450.0	2	Solid
40	REDALEAD 300	ELB	5	300.0	4	Solid
41	REDALEAD	ELC-LPP	5	350.0	4	Solid
42	REDAD300	ETB-300	4	300.0	10mm	Solid
43	REDAD300	ETB-300	4	300.0	10mm	Solid
44	REDAD300	EHL	5	450.0	4	Solid

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Voltaje en superficie del Pozo B

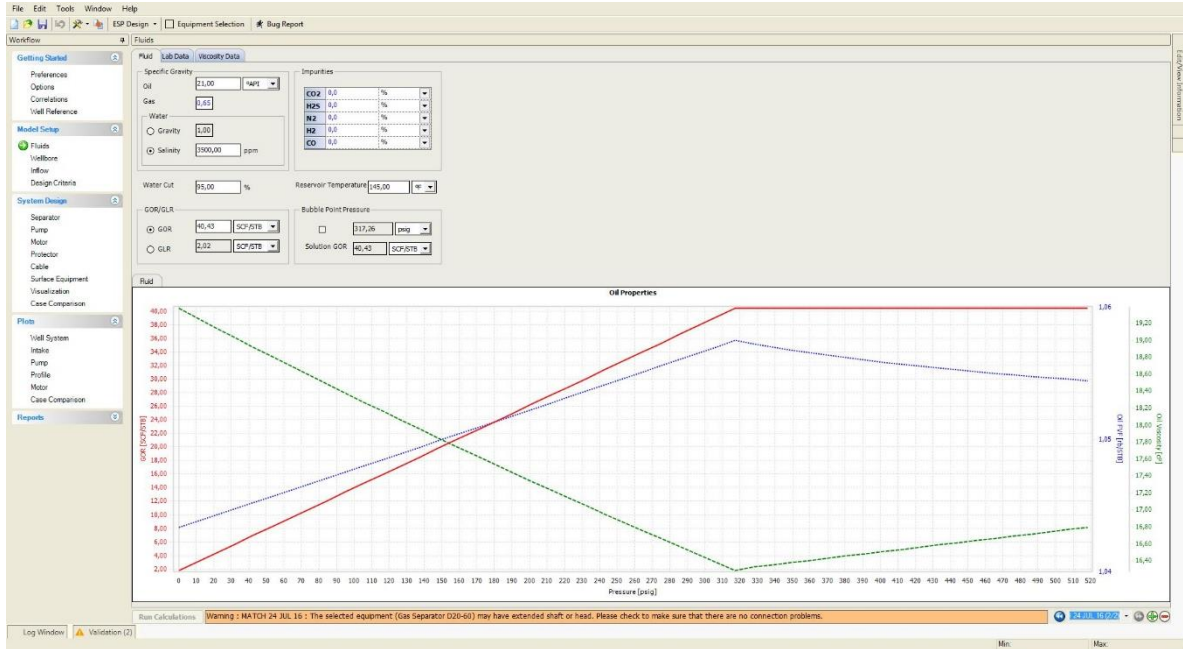
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Match de producción del Pozo B

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

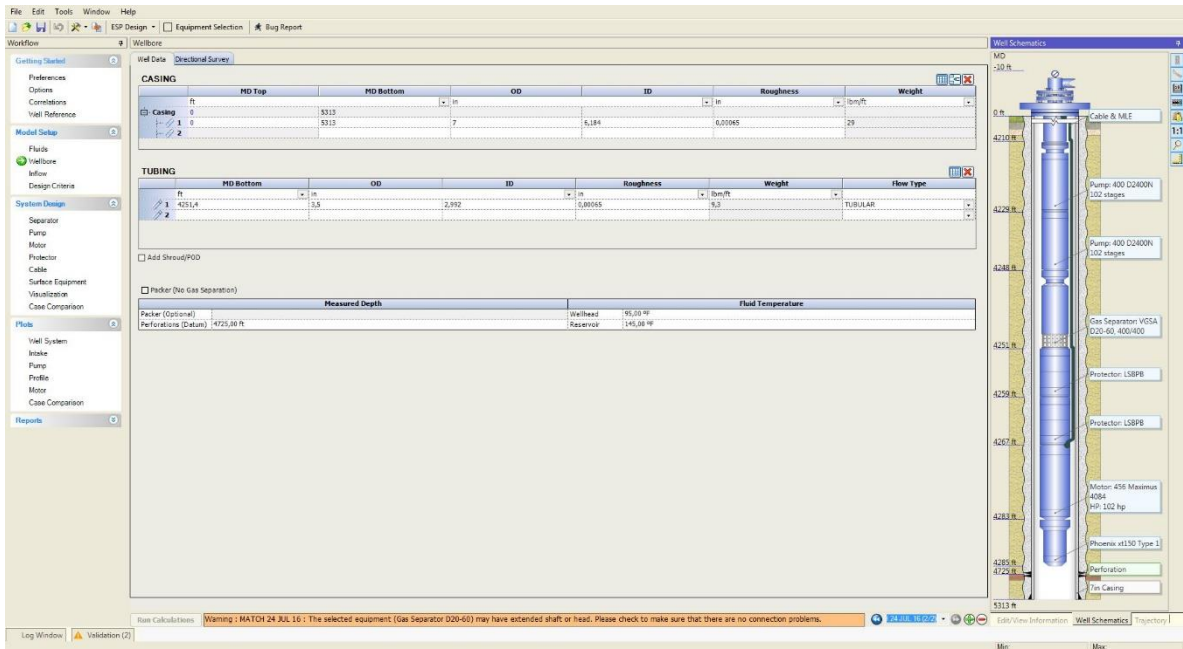
Simulación Pozo C

Información de los fluidos del Pozo C.



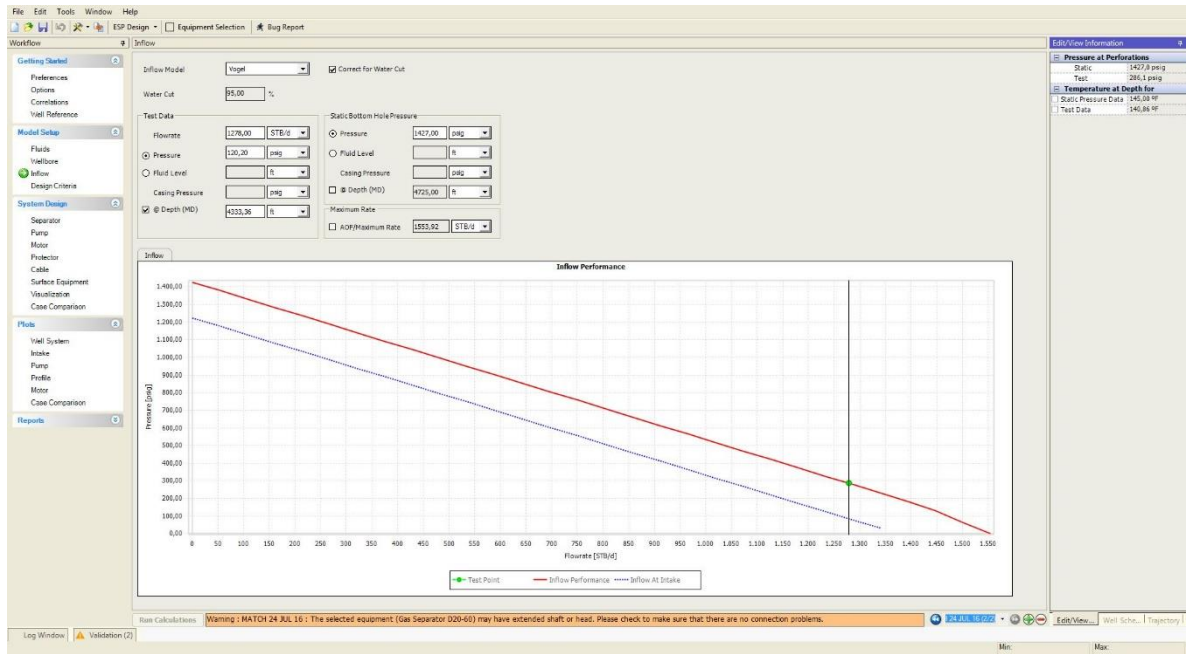
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Información del estado mecánico del Pozo C.



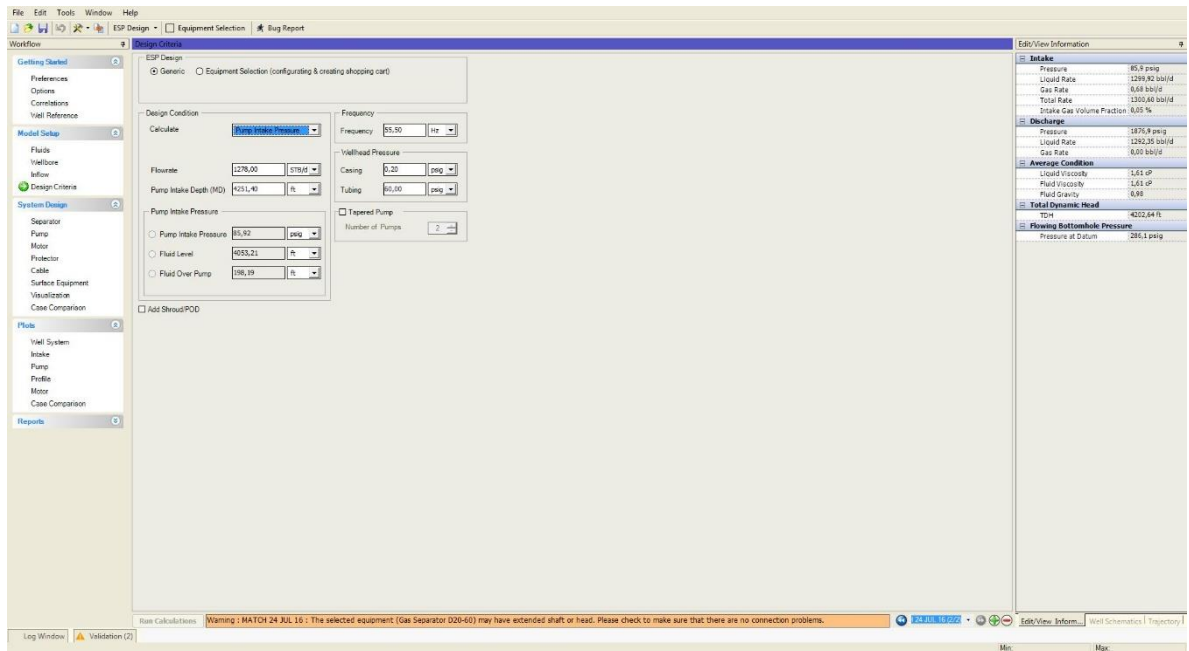
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Modelo de inflow del Pozo C.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Modelo de inflow del Pozo C.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del separador del Pozo C.

The screenshot shows the 'Equipment Selection' window in DesignPro. The 'Natural Separation' section is active, showing a list of equipment with columns for 'Type', 'Pump Flange', and 'Protector Flange'. The selected equipment is 'VQSA 020-60'. A warning message at the bottom of the window reads: 'Warning : MATCH 24 JUL 16 : The selected equipment (Gas Separator 020-60) may have extended shaft or head. Please check to make sure that there are no connection problems.'

ID	Type	Pump Flange	Protector Flange
1	1218/275	375	375
2	400/375 2F 875 SHFT	400	375
3	400/400 DRS-ES	400	400
4	VQSA 020-60	400	400
5	400 DRS HI 875 SFT	400	400
6	TANDEM: 400 DRS 875 SFT	400	400
7	VQSA 020-60 528/940	528	540
8	VQSA 020-60 528/940	528	540
9	RP 548/940	540	540
10	QPS 65 548/540	540	540
11	VQSA 020-60 540/940 SL3M	540	540
12	VQSA 020-60 540/940 SL3M	540	540
13	VQSA 020-60 540/940	540	540
14	387/387 DRS-ES	387	387
15	387 DRS HI 875 SFT	387	387
16	VQSA 020-60 387/387	387	387
17	05911 SA	405	405

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

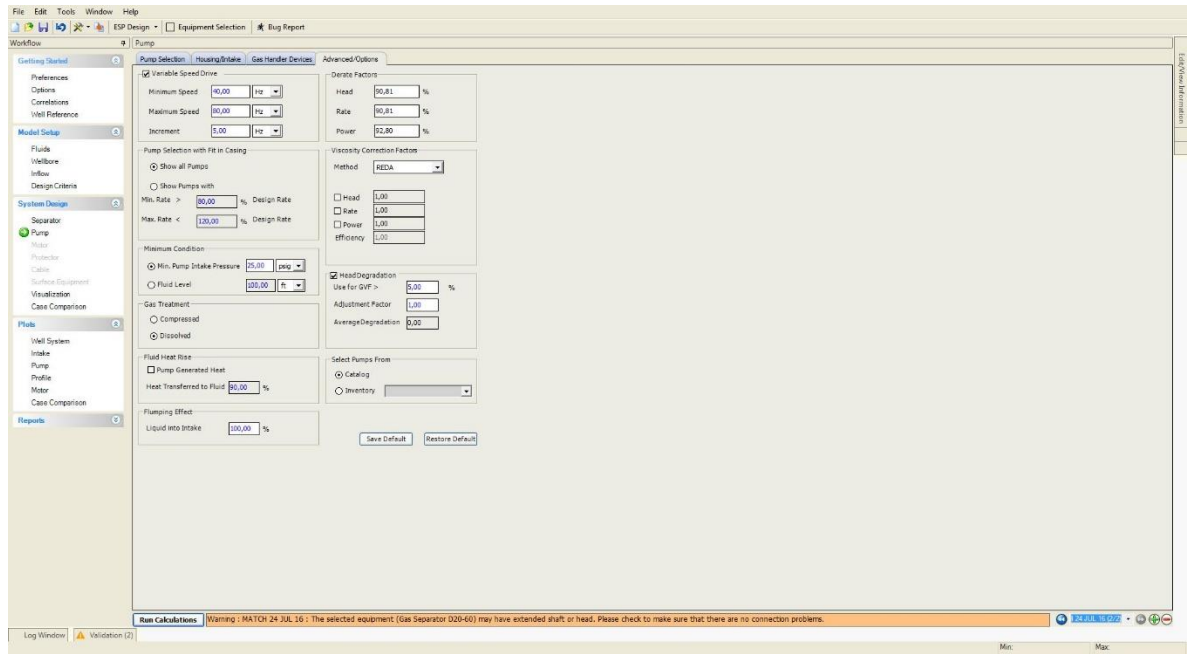
Selección de la bomba del Pozo C.

The screenshot shows the 'Pump Selection' window in DesignPro. The 'Advanced Options' tab is active, displaying a table of pump models. The selected pump is 'REDA 100 D2400N'. Below the table is a 'Catalog Pump Performance' graph showing Head (ft) vs. Flowrate (bb/d) for the selected pump model, REDA 100 D2400N. The graph shows a peak performance at approximately 2,400 bb/d flowrate and 24.00 ft head.

Manufacturer	Series	Model/Type	Min. Rate (bb/d)	B.E.P. Rate (bb/d)	Max. Rate (bb/d)	Stage Geometry
REDA	387	D2100(387)	504	860	1,234	Radial
REDA	387	D2100(387)	504	999	1,234	Radial
REDA	387	D1475(387)	1,408	1,511	1,722	Mixed
REDA	387	D1475(387)	1,492	1,719	2,034	Radial
REDA	387	D1900(387)	1,764	2,311	3,108	Mixed
REDA	387	D1900(387)	1,764	2,587	3,276	Mixed
REDA	400	D1050N	252	887	1,398	Mixed
REDA	400	D1150N	318	922	1,398	Radial
REDA	400	D1150	378	1,121	1,854	Radial
REDA	400	D1400	378	1,186	1,554	Radial
REDA	400	D1400N	609	1,181	1,438	Radial
REDA	400	D2400N	1,480	2,009	2,888	Mixed
REDA	400	D3000N	1,344	2,486	3,790	Mixed
REDA	400	D300	318	390	602	Radial
REDA	400	D4300N	2,840	3,565	4,516	Mixed
REDA	400	D4400N	368	460	546	Radial
REDA	400	D475N	318	390	520	Radial
REDA	400	D5800N	3,680	4,739	5,880	Mixed
REDA	400	D720N	284	680	777	Radial
REDA	400	D800N	210	662	666	Radial
REDA	400	D850	504	760	858	Radial

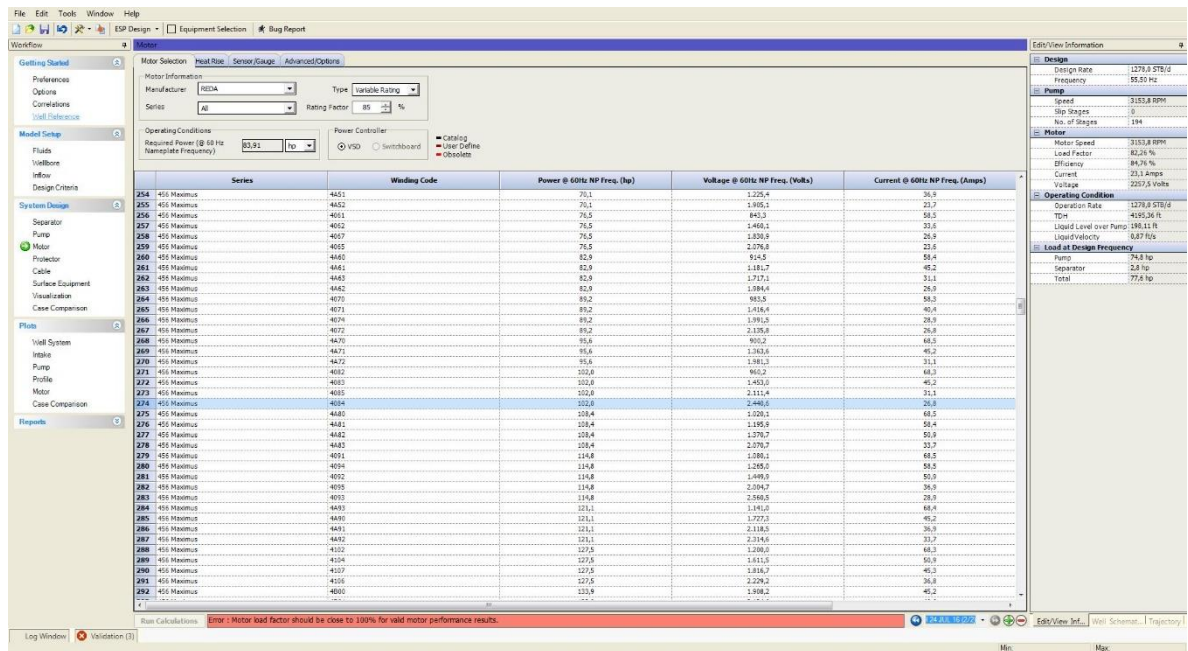
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Ajuste de los valores de dereteo de la bomba y del power del motor del Pozo C.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Ajuste de los valores de dereteo de la bomba y del power del motor del Pozo C.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del protector del Pozo C.

The screenshot shows the 'Protector' configuration screen in DesignPro. Key elements include:

- Protector Information:** Manufacturer: REDA, Oil Type: REDA OIL #5, Elastomer: Atlas.
- Downthrust Bearing:** A table with columns for Series, Downthrust Bearing Type, Max. Load (lb), and Max. Temp (°F).
- Configuration:** A detailed table listing 20 components with their configurations, chamber counts, shaft seals, and components.
- Properties Panel (Right):** Lists various parameters such as Motor Type, Deviation, Shut-in Downthrust, Fluid Properties, Temperature, and Oil Discharge.
- Status Bar:** Displays a warning: "Warning: MATCH 24 JUL 16: The selected equipment (Gas Separator D20-60) may have extended shaft or head. Please check to make sure that there are no connection problems."

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

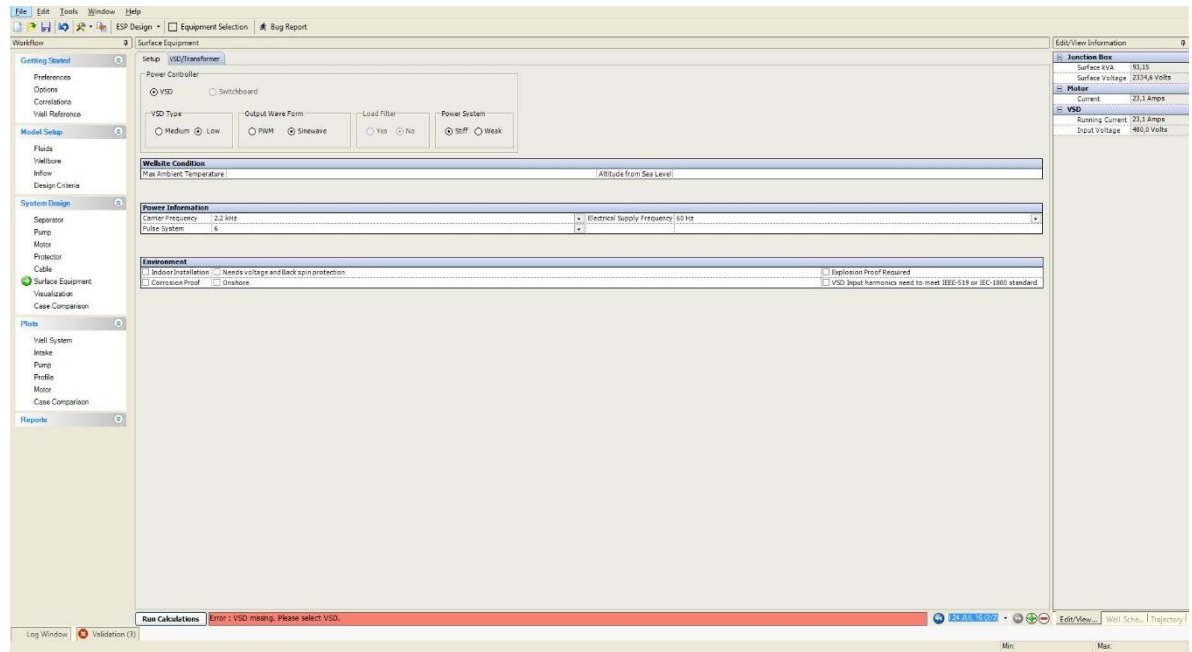
Selección del protector del Pozo C.

The screenshot shows the 'Cable' configuration screen in DesignPro. Key elements include:

- Cable Information:** Manufacturer: REDA, Cable Segments: One, Total Length: 4331.90 ft, Temperature: 461.26 °F.
- Cable Specifications:** A table with columns for Classification, Type, KV, Temperature (°F), Conductor Size (AWG), and Conductor Type.
- Properties Panel (Right):** Lists parameters such as Operating Condition, Surface Voltage, Calculated kVA, Bottom-hole Temperature, Conductor Temp, Motor Voltage, Current, and Electric Cost.
- Status Bar:** Displays a warning: "Warning: MATCH 24 JUL 16: The selected equipment (Gas Separator D20-60) may have extended shaft or head. Please check to make sure that there are no connection problems."

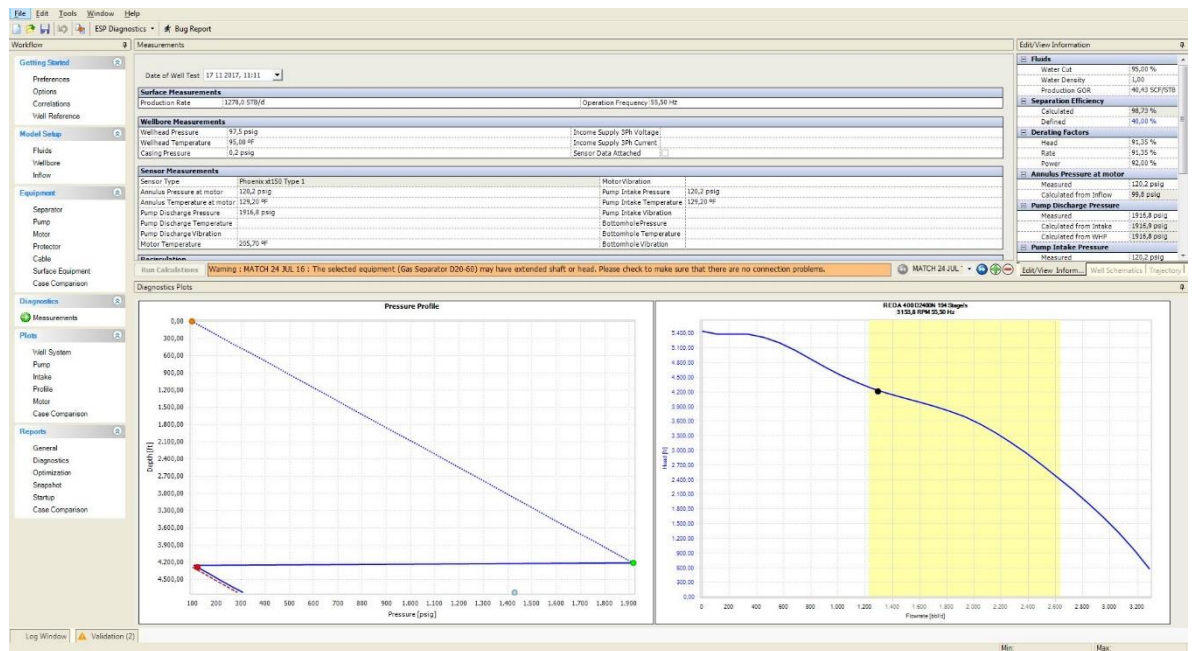
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Voltaje en superficie para el Pozo C.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

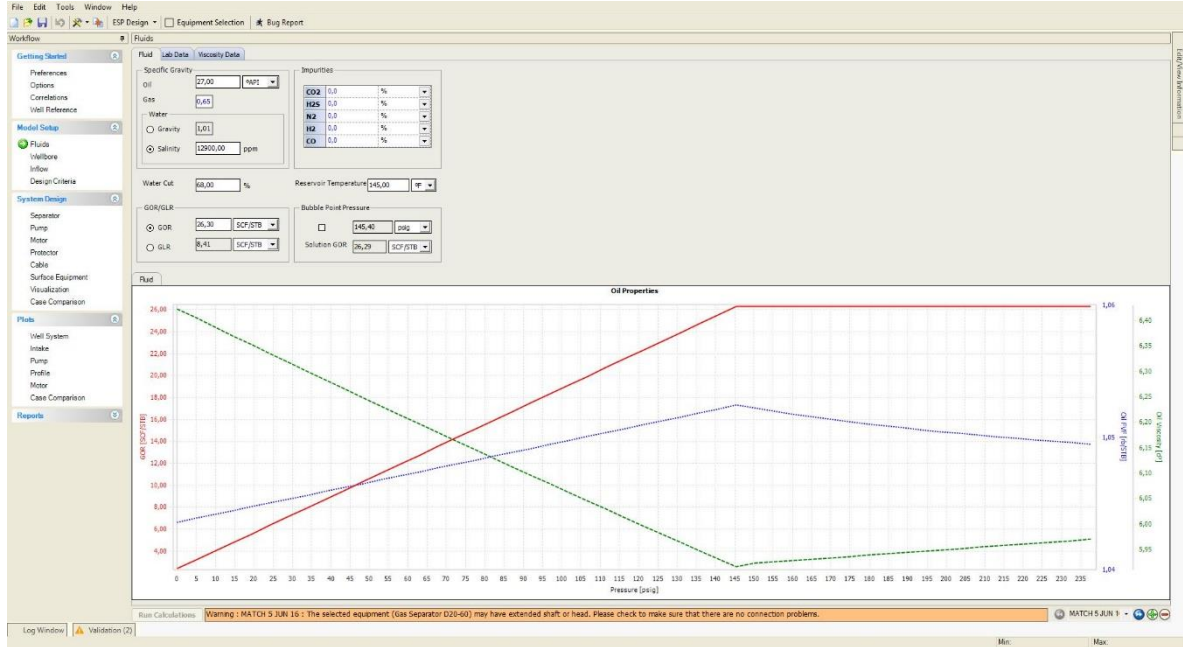
Match de producción del Pozo C.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

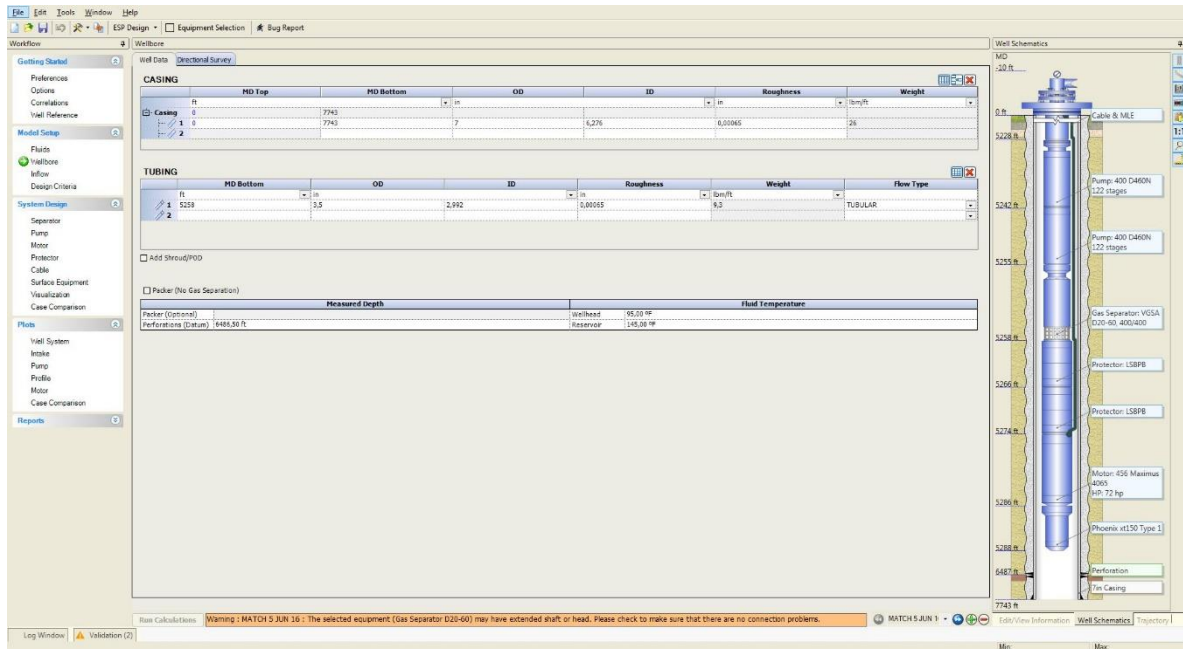
Simulación Pozo D

Información de los fluidos del Pozo D.



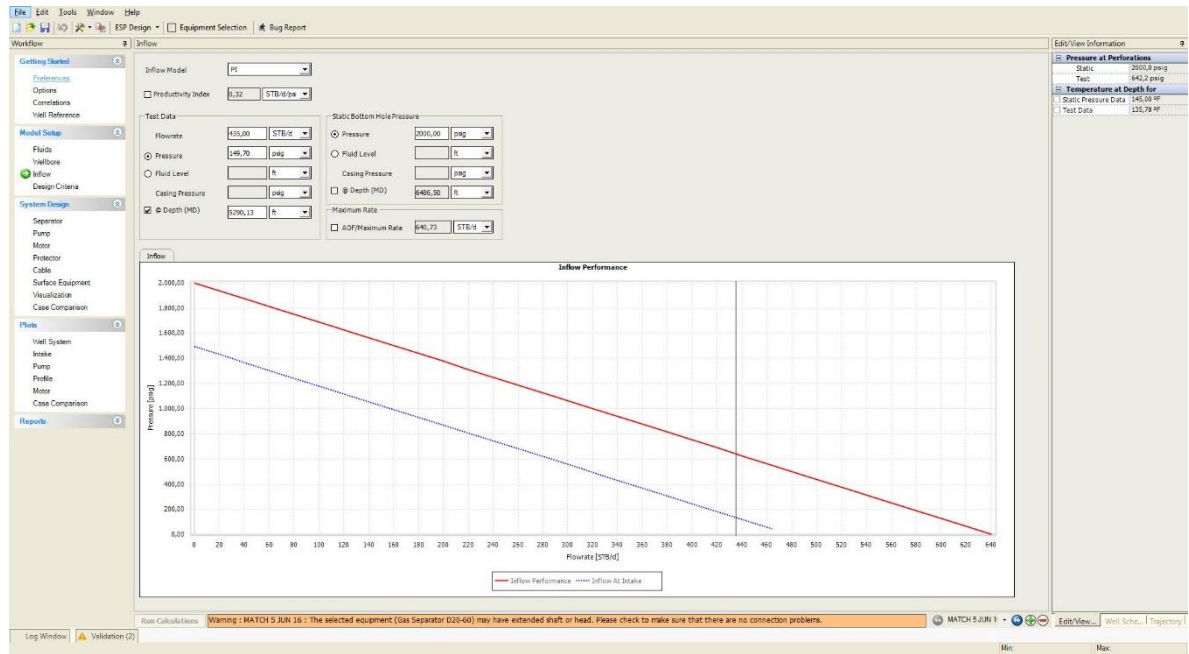
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Información de los fluidos del Pozo D.



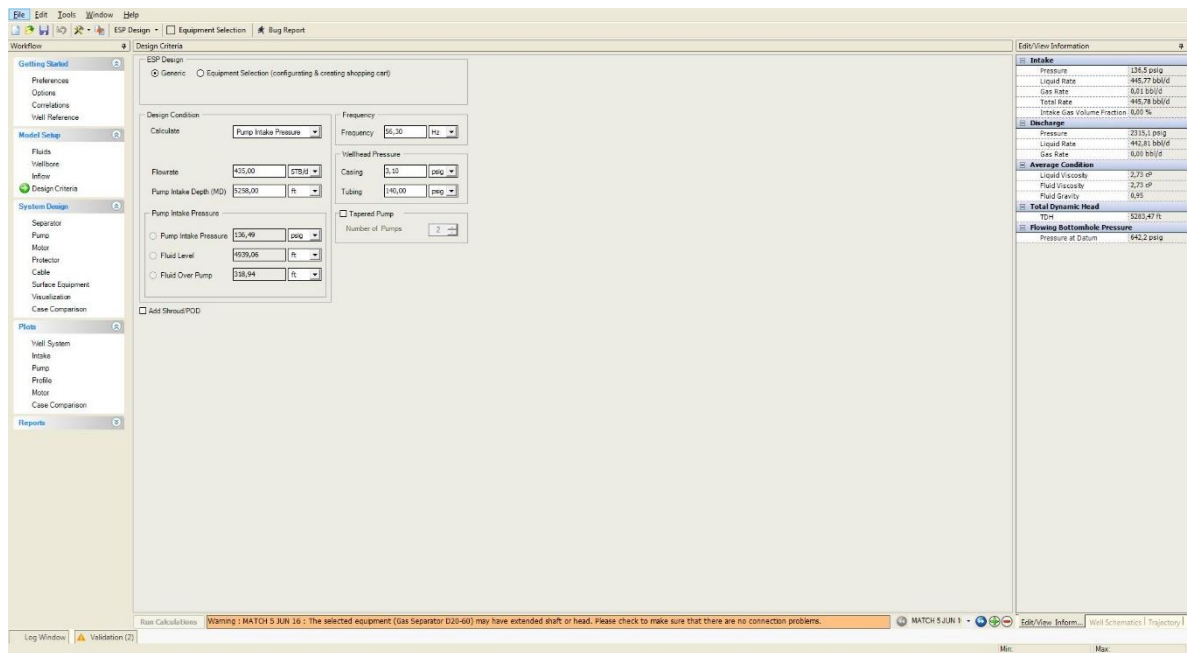
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Modelo de inflow del Pozo D.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Criterios de diseño del Pozo D.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del separador del Pozo D.

The screenshot shows the 'Separator' selection screen in DesignPro. The main table lists various separator models with their specifications:

ID	Type	Pump Flange	Protector Flange
1	328D775	228	275
2	400D775 DR-875 SH-SFT	400	375
3	400D450 DR5-85	400	400
4	VQSA D20-60, 400/400	400	400
5	400 DR5-HS-875 SFT	400	400
6	TANDEM: 400 DR5-875 SFT	400	400
7	VQSA D20-96, 328/342	328	342
8	VQSA D70-150, 528/540	528	540
9	SP 540/540	540	540
10	CRS-ES, 540/540	540	540
11	VQSA D70-96, 540/540 SLBM	540	540
12	VQSA D70-150, 540/540 SLBM	540	540
13	VQSA D20-60, 387/387	387	387
14	387D70P D20-60	387	387
15	387 DR5-HS-875 SFT	387	387
16	VQSA D70-150, Maximum	528	540
17	COPTIMA	900	900

The right sidebar shows design conditions for the selected separator:

- Design Condition:** Design Rate: 435.0 STB/D, Intake Pressure: 126.5 PSIG
- No Separation (at Intake):** Liquid Rate: 415.77 bbl/d, Gas Rate: 2.55 bbl/d, Total Rate: 418.32 bbl/d, Intake Gas Volume Fraction: 0.61 %
- Natural Separation:** Liquid Rate: 415.77 bbl/d, Gas Rate: 1.03 bbl/d, Total Rate: 416.79 bbl/d, Intake Gas Volume Fraction: 0.43 %
- Gas Separator (after separation):** Liquid Rate: 415.77 bbl/d, Gas Rate: 0.01 bbl/d, Total Rate: 415.78 bbl/d, Discharge Gas Volume Fraction: 0.00 %
- Total Separation:** Separation Efficiency: 99.50 %

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección de la bomba del Pozo D.

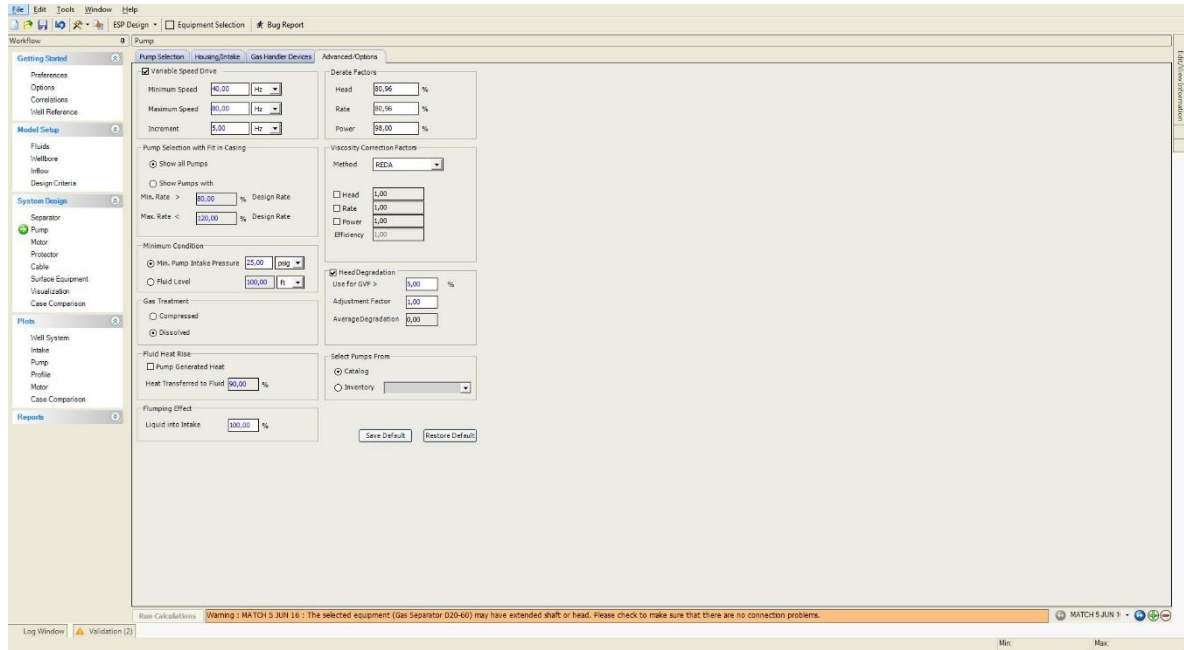
The screenshot shows the 'Pump Selection' screen in DesignPro. The main table lists various pump models with their specifications:

ID	Manufacturer	Series	Model/Type	Min. Rate (bbl/d)	B.E.P. Rate (bbl/d)	Max. Rate (bbl/d)	Stage Geometry
38	REDA	400	D440N	1,140	2,837	4,424	Mixed
39	REDA	400	D500N	1,215	2,628	4,149	Mixed
40	REDA	400	D-400	152	312	418	Radial
41	REDA	400	D-1000N	2,559	3,224	4,102	Mixed
42	REDA	400	D460N	152	360	464	Radial
43	REDA	400	D470N	152	359	475	Radial
44	REDA	400	D3000N	3,342	4,288	5,318	Mixed
45	REDA	400	D720N	266	546	703	Radial
46	REDA	400	D810N	190	599	874	Radial
47	REDA	400	D850	456	687	874	Radial
48	REDA	400	D810N	456	778	1,028	Radial
49	REDA	400	DF1100	456	822	1,028	Radial
50	REDA	400	D9120N	456	720	900	Radial
51	REDA	400	D9120N	729	974	1,246	Radial
52	REDA	400	D9175N	912	1,586	1,557	Mixed
53	REDA	400	D9185N	912	1,451	1,828	Mixed
54	REDA	400	D92150	988	1,555	1,875	Radial
55	REDA	400	D9200N	1,039	2,090	2,811	Mixed
56	REDA	400	D92100	1,039	2,039	2,763	Mixed
57	REDA	400	D94500	2,583	3,321	3,568	Mixed
58	REDA	400	D9500	76	318	418	Radial

The graph below the table shows 'Catalog Pump Performance' for the selected model, REDA 400 D460N, 1 Stage, 1,500 RPM, 60 Hz. The x-axis is Flowrate (bbl/d) from 0 to 800, and the y-axis is Head (ft) from 0.00 to 44.00. The graph shows a curve for head vs. flowrate, with a peak at approximately 350 bbl/d and 38 ft head.

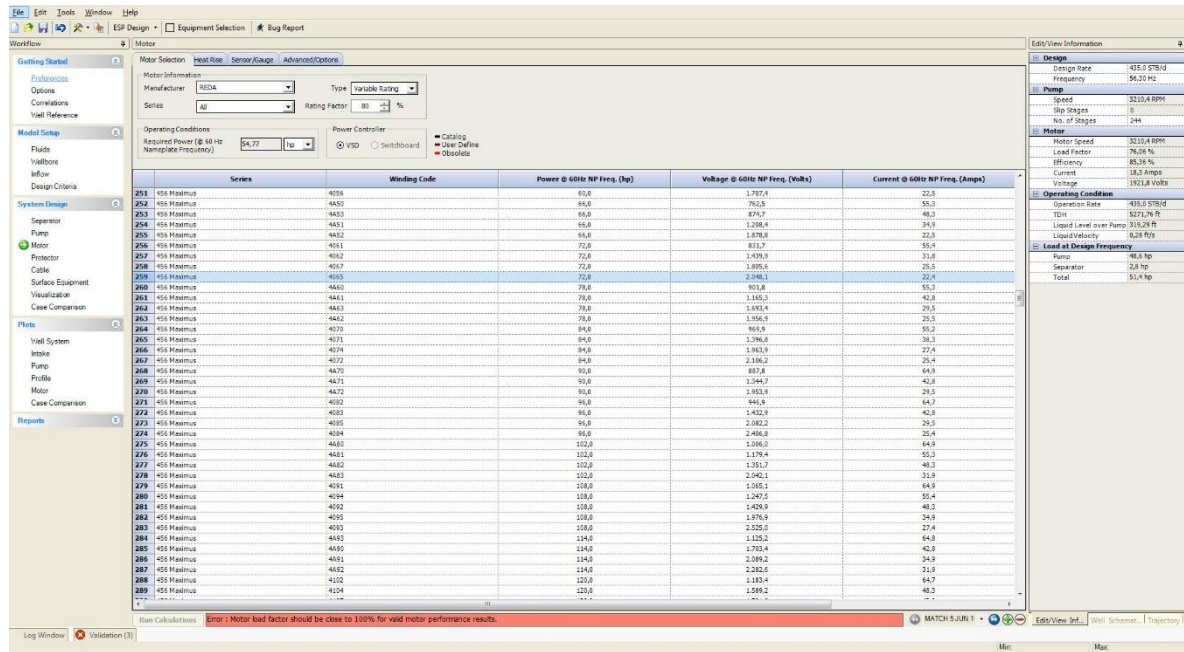
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Ajuste de los valores de dereteo de la bomba y el power del motor del Pozo D.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del motor del Pozo D.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del protector del Pozo D.

The screenshot shows the 'Protector' selection interface in DesignPro. The main table lists configurations for different protector types. The right-hand pane provides detailed specifications for the selected motor, including torque, shut-in downthrust, fluid properties, and oil discharge volumes.

Series	Downthrust Bearing Type	Max. Load (kN)	Max. Temp (°F)
1 400 Maximum	HL	10,491	350
2 400 Maximum	KTB	4,717	350

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

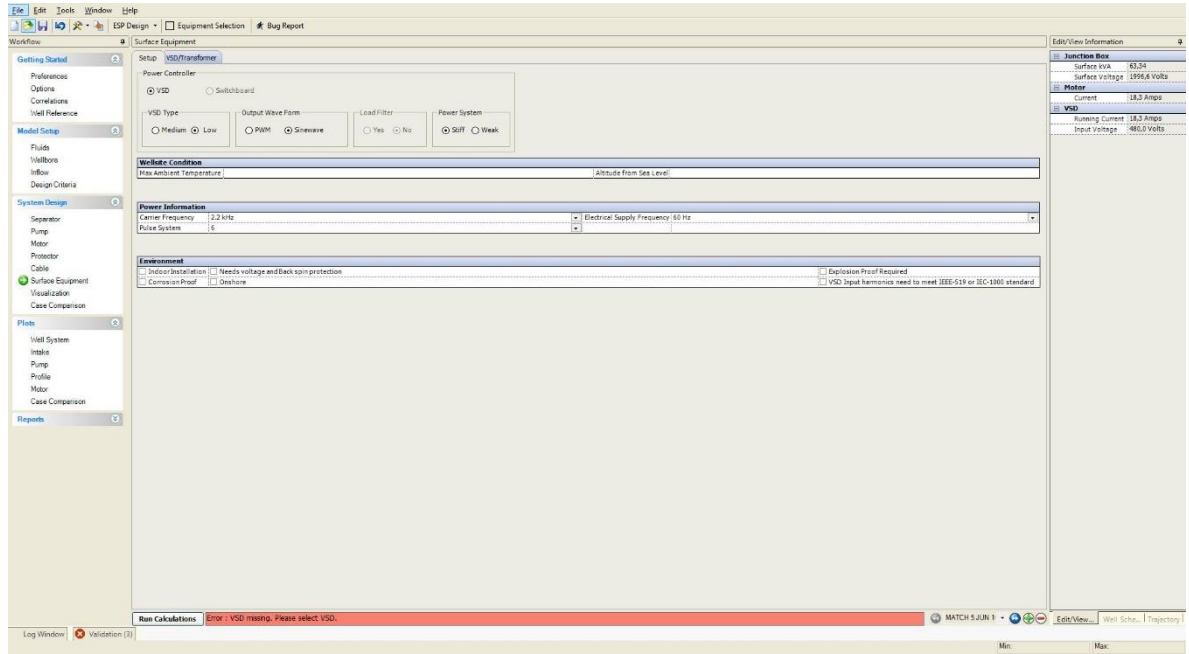
Selección del cable del Pozo D.

The screenshot shows the 'Cable' selection interface in DesignPro. The main table lists cable specifications for various components. The right-hand pane provides detailed specifications for the selected motor, including surface voltage, calculated IVA, dielectric temperature, conductor temperature, and electric cost.

Classification	Type	KV	Temperature (°F)	Conductor Size (AWG)	Conductor Type
14 REDALEAD	EL	5	450.0	2	Solid
15 REDALEAD	EL	4	450.0	2	Solid
16 REDALEAD	EL	4	450.0	4	Solid
17 REDALEAD	EL	5	450.0	4	Solid
18 REDALEAD	EL	4	450.0	4	Solid
19 REDALEAD	EL	4	450.0	4	Solid
20 REDALEAD	EL	4	450.0	6	Solid
21 REDALEAD	EHL	5	450.0	4	Solid
22 REDALEAD	EHLB	4	450.0	4	Solid
23 REDALEAD	EHLB	4	450.0	6	Solid
24 REDALEAD	ELTB	5	450.0	1	Solid
25 REDALEAD	ELTB	4	450.0	4	Solid
26 REDALEAD	EHLTB	5	450.0	4	Solid
27 REDALEAD	ELTB	6	450.0	2	Solid
28 REDALMAX250	PPFD	5	250.0	18MM	Solid
29 REDALMAX250	PP	4	250.0	6	Solid
30 REDALMAX250	POTB	4	250.0	6	Solid
31 REDALMAX400	ETBE	5	400.0	4	Solid
32 REDALEAD	ELB	5	450.0	4	Solid
33 REDALEAD	ELB	6	450.0	2	Solid
34 REDALEAD	ELB	4	450.0	4	Solid
35 REDALEAD	ELB	4	450.0	6	Solid
36 REDALEAD	ELB	4	450.0	18mm	Solid
37 REDALEAD	ELB	4	450.0	18MM	Solid
38 REDALEAD	ELB	5	450.0	1	Solid
39 REDALEAD	ELB	5	450.0	2	Solid
40 REDALEAD 200	ELC	5	310.0	4	Solid
41 REDALEAD	ELC-LPF	5	350.0	4	Solid
42 RedAblead	ETBE-300	4	300.0	18mm	Solid
43 RedAblead	ETBE-300	4	300.0	18mm	Solid
44 RedAblead	ETBE	5	450.0	4	Solid
45 RedAblead	ELB	5	450.0	1	Solid
46 RedAblead	ELB	4	450.0	2	Solid
47 RedAblead	ELB	4	450.0	4	Solid
48 RedAblead	ELB	4	450.0	4	Solid
49 RedAblead	ELB	4	450.0	6	Solid

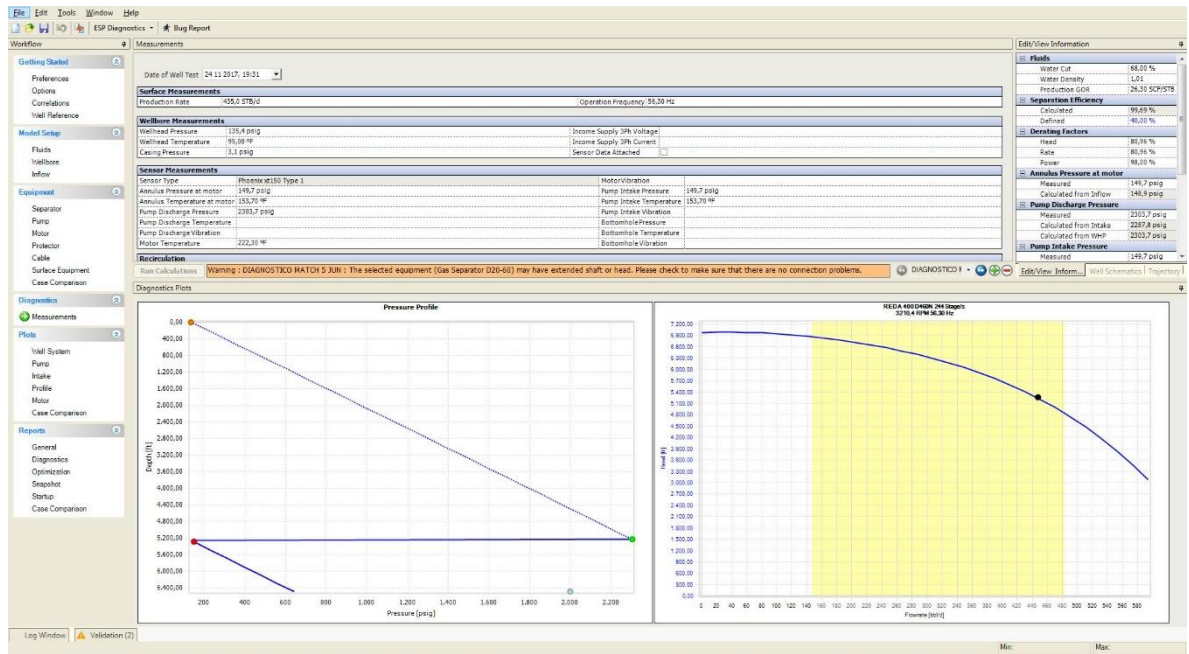
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Voltaje en superficie del Pozo D.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

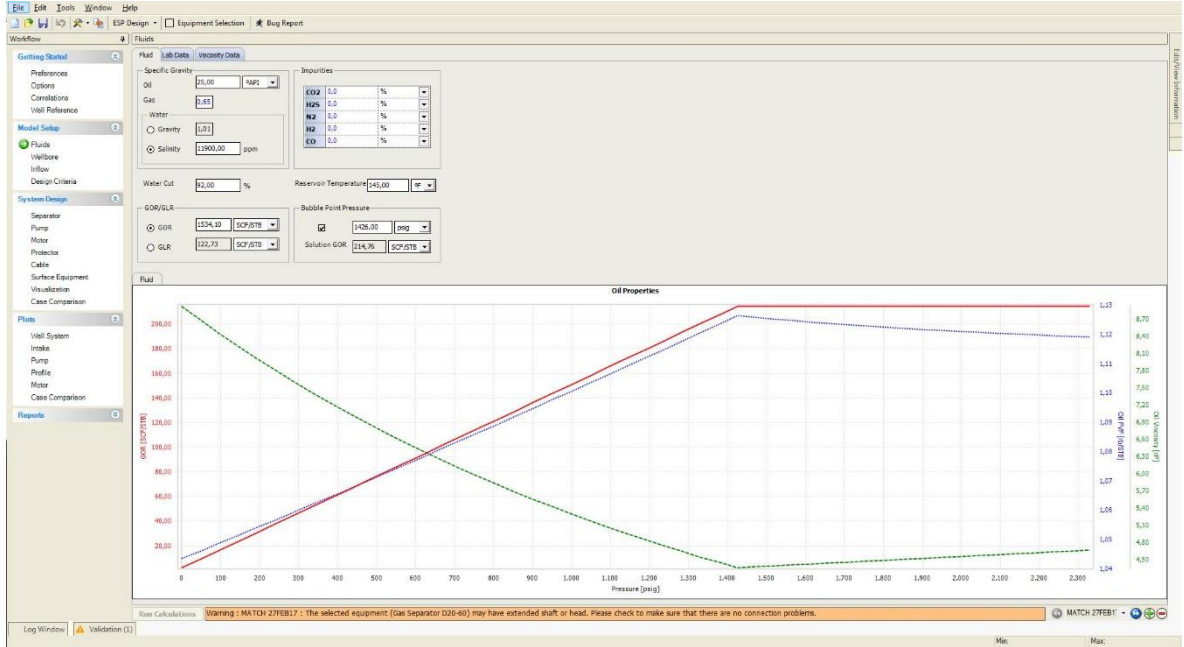
Match de producción del Pozo D.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

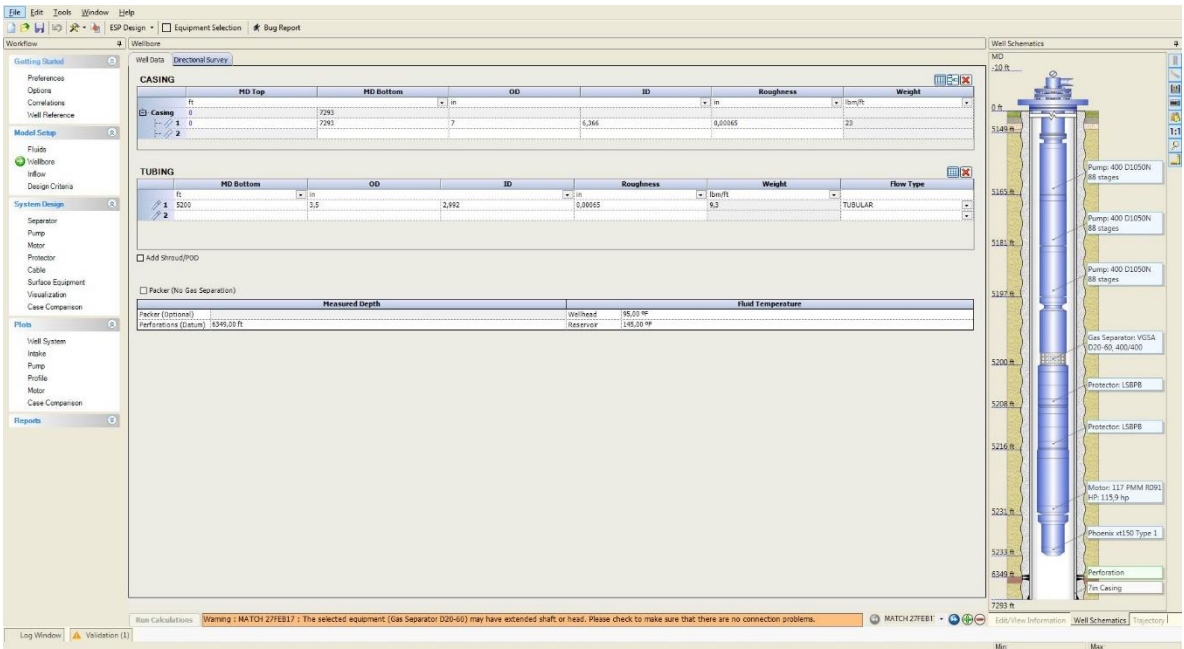
Simulación Pozo E

Información de los fluidos del Pozo E.



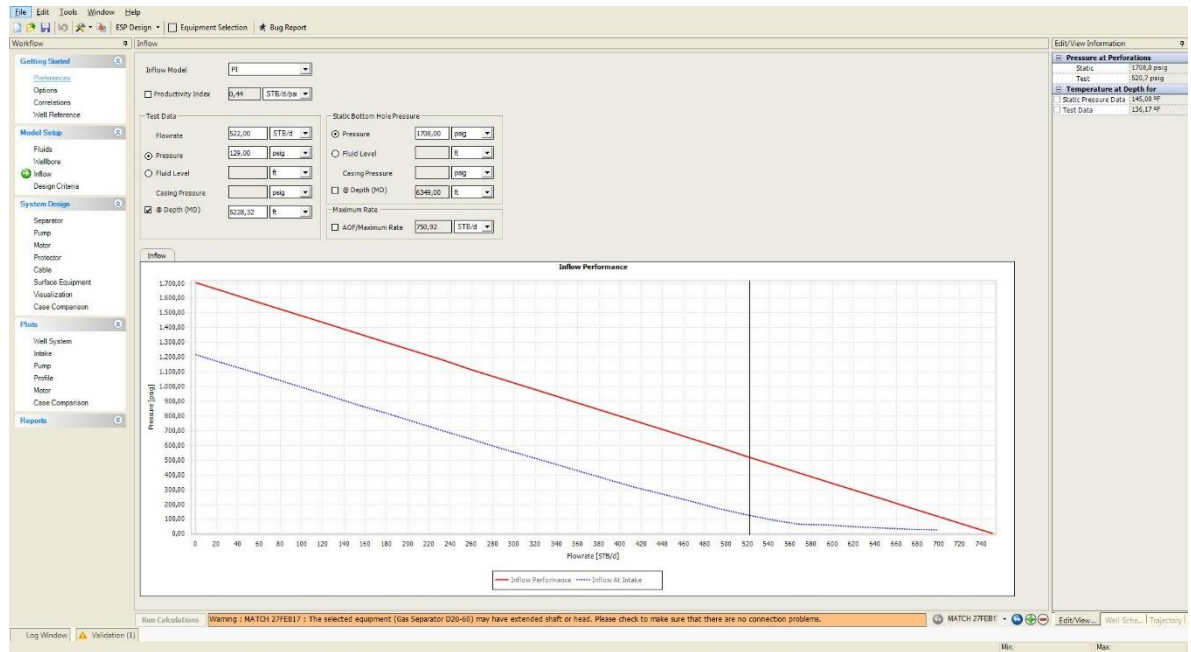
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Información del estado mecánico del Pozo E.



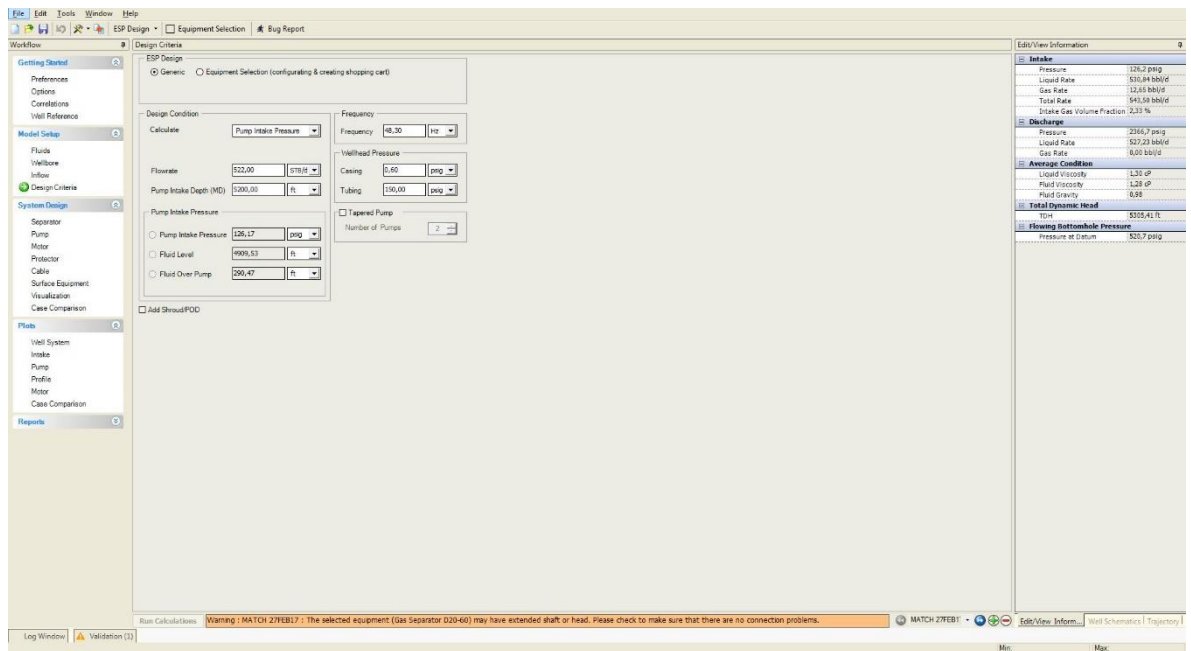
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Modelo de inflow del Pozo E.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Criterio de diseño del Pozo E.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del separador del Pozo E.

The screenshot shows the 'Separator' selection screen in DesignPro. The main table lists various separator models with their respective flange sizes. The selected model is 'VGS4 D20-60, 480040'. The right sidebar shows design information for the selected separator, including design conditions like pressure and flow rates.

ID	Type	Pump Flange	Protector Flange
1	110/275	338	375
2	160/275 8P, 875 SHAFF	400	375
3	400/480 DRS-45	400	400
4	VGS4 D20-60, 480040	400	400
5	400 DRS-H, 875 SPT	400	400
6	TANDEM: 400 DRS, 875 SPT	400	400
7	VGS4 D20-60, 538540	538	540
8	VGS4 D70-150, 538540	538	540
9	RF 540,540	540	540
10	GRACIA 540,540	540	540
11	VGS4 D20-60 540,540 SL3H	540	540
12	VGS4 D70-150 540,540 SL3H	540	540
13	VGS4 D20-60, 3870287	387	387
14	3870287 DRS-45	387	387
15	387 DRS-H, 875 SPT	387	387
16	VGS4 D70-150, 3870287	387	387
17	COHT SA	405	405

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

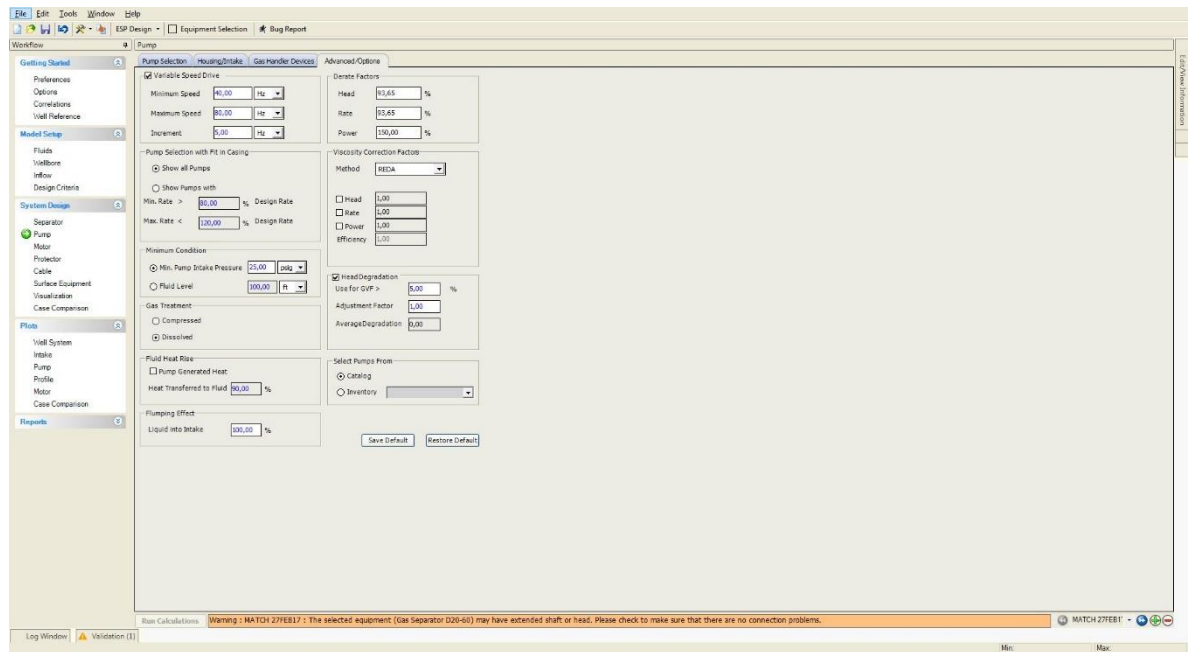
Selección de la bomba del Pozo E.

The screenshot shows the 'Pump' selection screen in DesignPro. The main table lists various pump models with their performance characteristics. The selected model is 'RED4 400 D1150N'. The right sidebar shows design information for the selected pump, including design conditions like pressure and flow rates.

ID	Manufacturer	Series	Model/Type	Min. Rate (bbl/d)	I.E.P. Rate (bbl/d)	Max. Rate (bbl/d)	Stage Geometry
29	RED4	387	DN1250C287	415	1,356	1,546	Mixed
30	RED4	387	DN1340C287	480	1,543	1,769	Radial
31	RED4	387	DN1500C287	1,583	2,074	2,789	Mixed
32	RED4	387	DN1700C287	2,583	3,323	3,940	Mixed
33	RED4	400	D1150N	276	775	1,244	Mixed
34	RED4	400	D1150N	302	828	1,244	Radial
35	RED4	400	D1350	370	1,067	1,395	Radial
36	RED4	400	D1460	378	1,046	1,355	Radial
37	RED4	400	D1460N	724	1,033	1,392	Radial
38	RED4	400	D2460N	6,111	1,863	2,432	Mixed
39	RED4	400	D3560N	1,205	2,468	3,392	Mixed
40	RED4	400	D400	131	330	452	Radial
41	RED4	400	D400N	2,639	3,200	4,071	Mixed
42	RED4	400	D460N	151	345	496	Radial
43	RED4	400	D475N	151	357	471	Radial
44	RED4	400	D590N	3,117	4,254	5,277	Mixed
45	RED4	400	D725N	244	542	897	Radial
46	RED4	400	D800N	188	554	887	Radial
47	RED4	400	D765	452	682	887	Radial
48	RED4	400	D1180	452	772	1,018	Radial
49	RED4	400	D1180	452	816	1,018	Radial

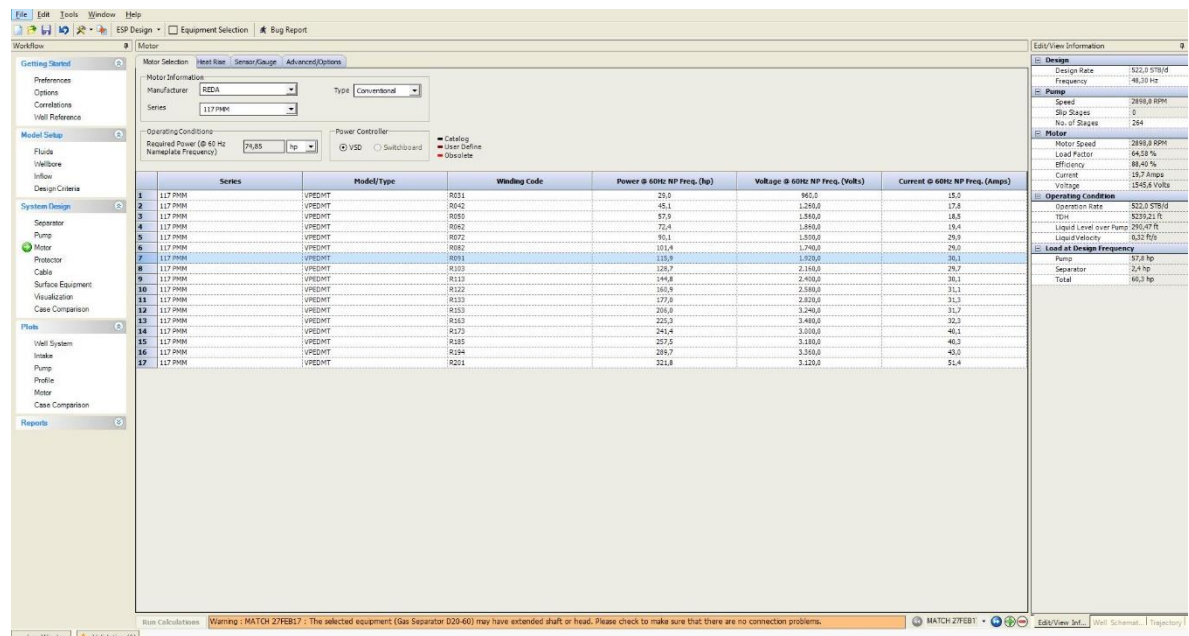
Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Ajuste de los factores de deretede la bomba y el power del motor del Pozo E.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del motor del Pozo E.



Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del protector del Pozo E.

The screenshot shows the 'Protector' configuration window in DesignPro. The 'Protector' tab is selected, and the 'Configuration' table is visible. The table lists various configurations with their respective properties.

Series	Configuration	No. Chambers	No. Shaft Seals	Components
1	BPB5L	3	3	SINGLE
2	BPB5L-custom	4	3	SINGLE
3	BPB	2	2	SINGLE
4	BPB5P	3	2	SINGLE
5	BPB5L	3	2	SINGLE
6	BPB	2	2	SINGLE
7	BPB5L-custom	4	3	SINGLE
8	BPB	2	2	SINGLE
9	BPB5L	3	2	SINGLE
10	BPB5L-custom	4	4	SINGLE
11	BPB5L	3	3	SINGLE
12	BPB5L	3	3	SINGLE
13	BPB5L	3	3	SINGLE
14	BPB5L	3	3	SINGLE
15	BPB5L	3	3	SINGLE
16	BPB5L	3	3	SINGLE
17	BPB5L	3	3	SINGLE
18	BPB5L	3	3	SINGLE
19	BPB5L	3	3	SINGLE
20	BPB5L	3	3	SINGLE
21	BPB5L	3	3	SINGLE
22	BPB5L	3	3	SINGLE

The right-hand pane shows 'Edit/View Information' for the selected configuration, including details for Motor, Shut-in Downburst, Fluid Properties, Temperature, and Surface Oil Volume.

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Selección del cable del Pozo E.

The screenshot shows the 'Cable' configuration window in DesignPro. The 'Cable' tab is selected, and the 'Cable Specifications' table is visible. The table lists various cable configurations with their respective properties.

Classification	Type	KV	Temperature (°F)	Conductor Size (AWG)	Conductor Type	
11	RED-AL-LEAD	EPH	4	450.0	4	Solid
12	RED-AL-LEAD	EPH	4	450.0	6	Solid
13	RED-AL-LEAD	EL	5	450.0	1	Solid
14	RED-AL-LEAD	EL	5	450.0	2	Solid
15	RED-AL-LEAD	EL	4	450.0	2	Solid
16	RED-AL-LEAD	EL	4	450.0	4	Solid
17	RED-AL-LEAD	EL	5	450.0	4	Solid
18	RED-AL-LEAD	EL	4	450.0	4	Solid
19	RED-AL-LEAD	EL	4	450.0	4	Solid
20	RED-AL-LEAD	EL	4	450.0	6	Solid
21	RED-AL-LEAD	EPH	5	450.0	4	Solid
22	RED-AL-LEAD	EPH/B	4	450.0	4	Solid
23	RED-AL-LEAD	EPH/B	4	450.0	6	Solid
24	RED-AL-LEAD	ELTB	5	450.0	1	Solid
25	RED-AL-LEAD	ELTB	4	450.0	4	Solid
26	RED-AL-LEAD	ELTB	4	450.0	4	Solid
27	RED-AL-LEAD	EPH/TB	5	450.0	4	Solid
28	RED-AL-LEAD	ELTB	4	450.0	18mm	Solid
29	RED-AL-LEAD	PP	4	250.0	6	Solid
30	RED-AL-LEAD	POTB	4	250.0	6	Solid
31	RED-AL-LEAD	ETBE	5	450.0	4	Solid
32	RED-AL-LEAD	ELB	5	450.0	4	Solid
33	RED-AL-LEAD	ELB	4	450.0	2	Solid
34	RED-AL-LEAD	ELB	4	450.0	4	Solid
35	RED-AL-LEAD	ELB	4	450.0	6	Solid
36	RED-AL-LEAD	ELB	4	450.0	18mm	Solid
37	RED-AL-LEAD	ELB	4	450.0	18mm	Solid
38	RED-AL-LEAD	ELB	5	450.0	1	Solid
39	RED-AL-LEAD	ELB	5	450.0	2	Solid
40	RED-AL-LEAD 300	ELB	5	310.0	4	Solid
41	RED-AL-LEAD	ELC-LPP	5	250.0	4	Solid
42	RedLead	ETBE-350	4	350.0	18mm	Solid
43	RedLead	ETBE-350	4	300.0	18mm	Solid
44	RedLead	EPH/B	5	450.0	4	Solid
45	RedLead	ELB	5	450.0	1	Solid
46	RedLead	ELB	4	450.0	2	Solid

The right-hand pane shows 'Edit/View Information' for the selected configuration, including details for Operating Conditions and Electric Cost.

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Voltaje en superficie del Pozo E.

The screenshot shows the 'Surface Equipment' configuration window in DesignPro. Key parameters include:

- Power Controller:** VSD (selected), Switchboard (unselected)
- VSD Type:** Medium (selected), Low (unselected)
- Wellbore Conditions:** Max Ambient Temperature, Altitude from Sea Level
- Power Information:** Center Frequency: 22 kHz, Electrical Supply Frequency: 60 Hz
- Environmental:** Explosion Proof Required (checkbox), VSD Input harmonics need to meet IEEE-519 or IEC-1000 standard (checkbox)

Status bar: Run Calculations. Error: VSD missing. Please select VSD.

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

Voltaje en superficie del Pozo E.

The screenshot shows the 'Measurements' window in DesignPro. Key data points include:


- Surface Measurements:** Production Rate: 822.8 STB/d, Operation Frequency: 48.53 Hz
- Wellbore Measurements:** Wellhead Pressure: 137.8 psig, Wellhead Temperature: 96.00 °F, Casing Pressure: 6.8 psig
- Motor Measurements:** Motor Temperature: 194.96 °F
- Separator Measurements:** Separator Pressure: 2349.8 psig, Separator Temperature: 149.79 °F

Diagnostics Plots:

- Pressure Profile:** Depth [ft] vs Pressure [psig]. Shows a linear relationship between depth and pressure.
- Pump Discharge Pressure:** Depth [ft] vs Flowrate [bbl/d]. Shows a curve representing the pump's performance.

Status bar: Warning: MATCH 27FEB17: The selected equipment (Gas Separator D20-60) may have extended shaft or head. Please check to make sure that there are no connection problems.

Fuente: SCHLUMBERGER. DesignPro. Version 10.0. Año 2017.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Yo **JUAN DAVID MORA CÁRDENAS** en calidad de titular de la obra **EVALUACIÓN TECNICO FINANCIERA DEL SERVICIO DE MONITOREO REAL TIME PARA BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES (ESP) EN CINCO POZOS DEL CAMPO CASABE**, elaborada en el año 2017, autorizo al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que me corresponde y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autor manifiesto conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autor establezco las siguientes condiciones de uso de mi obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a su autor.

De igual forma como autor autorizo la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZO	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C., a los dos (2) días del mes de febrero del año 2018.

EL AUTOR:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Juan David	Mora Cárdenas
Documento de identificación No	Firma
C.C. 1.031.150.619	