

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LA
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL ÁREA SHUSHUFINDI**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERÍA EN
PETRÓLEOS**

JANINA ELIZABETH PEÑAFIEL SÁNCHEZ
janyliz_ps@hotmail.com

DIRECTOR: ING. ÁNGEL USHIÑA PUMA MSc.
aushina@petroproduccion.com.ec

Quito, abril 2008

DECLARACIÓN

Yo, Janina Elizabeth Peñafiel Sánchez, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Janina Elizabeth Peñafiel Sánchez

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por la Srta. Elizabeth Peñafiel Sánchez, bajo mi supervisión.

Ing. Ángel Ushiña Puma MSc.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A la Facultad de Ingeniería en Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional, por su gran aporte a la Educación Superior, aportando profesionales calificados para el desarrollo de nuestro país.

Al Señor Ingeniero Ángel Ushiña por haber dirigido acertadamente el presente proyecto de titulación y a quien lo considero como un verdadero maestro y amigo. De igual manera a todos y cada uno de los Ingenieros del Departamento de Petróleos por compartir e impartir sus valiosos conocimientos. Especialmente a los Señores Ingenieros Gerardo Barros, Jorge Velásquez, Carlos Román, Carlos Quiroz, Johnny Zambrano, Raúl Valencia, Patricio Jaramillo y Vinicio Melo.

A todo el personal de Petroproducción que conforma el Campo Shushufindi, a los Señores Ingenieros Carlos Castillo, Víctor Endo, Einstein Andrade, Walter Paredes, Julio Mosquera, y a los Señores Galo Naranjo y Víctor Valdez, por permitir que el presente trabajo se lleve a cabo, así como por toda la colaboración, facilidades y amistad brindada.

A mis compañeros, que compartieron muchas alegrías y tristezas a mi lado.

Por último quiero agradecer al personal de Baker Hughes Centrilift, al Ingeniero Rodrigo Plazarte, por su colaboración desinteresada. Y al personal de Reda, a los Ingenieros Francisco Vásquez y Franklin Chiluiza.

DEDICATORIA

A Jehová Dios, por darme la vida, protección, cuidado, amor y por permitirme alcanzar mis metas, hoy al culminar una etapa más de mi vida.

A mis padres, Alberto y Otilia, por el amor, afecto y amistad que me han brindado desde que nací, por sus sabios consejos y apoyo incondicional en cada paso de mi vivir.

A mis segundos padres, Ruth, Luis y Germania, por su amor, comprensión, confianza, consejos y calor de hogar en estos años.

A mis abuelitos, Mamita Consuelo y Papá Segundo por su inmenso amor.

A mis hermanos, Luis, Ruth, Lenin, Gustavo, Sergio y Jhonny, por su invaluable ayuda y apoyo en esos momentos difíciles.

A toda mi familia; tíos, primos, sobrinos, quienes estuvieron pendientes de mi persona en todo momento y a quienes agradezco infinitamente.

A mis amigos, Elvia, Jorge, Mayra, Ángel, Mónica, Xavier, Santiago, Marco y Anabela.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
CONTENIDO DE TABLAS.....	XIV
CONTENIDO DE FIGURAS.....	XVII
CONTENIDO DE GRÁFICOS.....	XIX
RESUMEN.....	XX
PRESENTACIÓN.....	XXII
CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DEL ÁREA SHUSHUFINDI Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA TECNOLOGÍA DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	1
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL ÁREA SHUSHUFINDI...1	
1.1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	2
1.1.3 ESTRUCTURA.....	4
1.1.4 ESTRATIGRAFÍA.....	4
1.1.5 FORMACIONES PRODUCTORAS.....	6
1.1.6 DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDO DEL ÁREA SHUSHUFINDI.....	6
1.1.6.1 Características y Propiedades de las Rocas Productoras.....	6
1.1.6.2 Características y Propiedades de los Fluidos.....	7
1.1.7 RESERVAS.....	7
1.1.7.1 Petróleo Original En Sitio (POES).....	8
1.1.7.2 Petróleo en Sitio Probado.....	8
1.1.7.3 Reservas Probadas.....	8
1.1.7.4 Reservas Probables.....	9
1.1.7.5 Reservas Actuales del Área Shushufindi.....	9

1.1.8 PRESIONES DE LOS YACIMIENTOS.....	10
1.1.9 TIPOS DE EMPUJE EN EL CAMPO SHUSHUFINDI.....	10
1.2 RECOLECCIÓN DE DATOS.....	11
1.2.1 CONSIDERACIONES TEÓRICAS.....	11
1.2.1.1 Bombeo Neumático (Gas Lift).....	11
1.2.1.2 Bombeo Hidráulico.....	11
1.2.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ESTACIONES Y LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA SHUSHUFINDI - AGUARICO.....	12
1.2.2.1 Estado Actual de la Producción por Estaciones y Métodos.....	12
1.2.2.2 Estado y Distribución de los Pozos de Acuerdo al Sistema de Producción.....	14
1.2.3 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN.....	17
1.2.3.1 Sistema de Reinyección de Agua del Área.....	19
1.2.3.2 Sistema de Generación Eléctrica del Área Shushufindi – Aguarico.....	20
1.2.4 TRATAMIENTO QUÍMICO PARA LA REINYECCIÓN DE AGUA EN EL ÁREA SHUSHUFINDI - AGUARICO.....	21
1.2.5 RECUPERACIÓN MEJORADA.....	21
1.3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA TECNOLOGÍA DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES).....	22
1.3.1 INTRODUCCIÓN.....	22
1.3.2 COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUPERFICIE.....	24
1.3.2.1 Cabezal de Pozo.....	24
1.3.2.2 Caja de Conexiones (Venteo).....	25
1.3.2.3 Controladores del Motor.....	25
1.3.2.3.1 <i>Panel de Control de Velocidad Fija (Switchboard)</i>	26
1.3.2.3.2 <i>Controlador de Velocidad Variable (VSC)</i>	27
1.3.2.3.3 <i>Arrancador Suave</i>	28
1.3.2.4 Transformadores.....	28
1.3.2.4.1 <i>Transformador Primario</i>	29
1.3.2.4.2 <i>Transformador Secundario</i>	30
1.3.3 COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUBSUELO.....	31
1.3.3.1 Motor Electrosumergible.....	31

1.3.3.1.1 Serie del Motor.....	33
1.3.3.1.2 Tipo de Motor.....	34
1.3.3.1.3 Configuración del Motor, Voltaje, Amperaje.....	35
1.3.3.1.4 La Potencia de la Placa del Motor.....	35
1.3.3.1.5 El Voltaje de Placa del Motor.....	35
1.3.3.1.6 La Corriente de Placa.....	35
1.3.3.1.7 La Eficiencia del Motor.....	35
1.3.3.2 Protector o Sección Sellante (Sello).....	36
1.3.3.3 Bomba Electrosumergible.....	38
1.3.3.3.1 Análisis de las Curvas de las Bombas.....	39
1.3.3.4 Cable de Extensión (Motor Lead Extension – MLE).....	42
1.3.3.5 Cable de Potencia (Power Cable).....	43
1.3.3.6 Separador de Gas.....	44
1.3.4 EQUIPOS ADICIONALES.....	46
1.3.4.1 Sensor de Fondo.....	46
1.3.4.2 Centralizador.....	47
1.3.4.3 Succión o Intake.....	47
1.3.4.4 Descarga.....	48
1.3.4.5 Válvula de retención (Check valve).....	48
1.3.4.6 Válvula de Drenado o Purga (Drain Valve).....	49
1.3.4.7 Y - Tool o BYPASS.....	49
1.3.4.8 Fleje.....	50
1.3.4.9 Protectores Para Cable.....	50
1.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	51
1.4.1 VENTAJAS.....	51
1.4.2 DESVENTAJAS.....	51

**CAPÍTULO 2: ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS DE
LOS DIFERENTES SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA
SHUSHUFINDI.....53**

2.1 CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS.....	53
---	----

2.1.1 PRODUCCIÓN AL PUNTO DE BURBUJA.....	54
2.1.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	54
2.1.3 RESERVAS REMANENTES.....	54
2.1.4 EFICIENCIA.....	55
2.1.5 RELACIÓN GAS – PETRÓLEO (GOR).....	55
2.1.6 PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN.....	55
2.1.7 MONITOREO.....	55
2.1.8 VARIACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	56
2.1.9 INCREMENTO EN EL CORTE DE AGUA.....	56
2.1.10 CONTROL DE DEPÓSITO DE PARAFINA O ESCALA Y SITUACIÓN DE CORROSIÓN O ABRASIÓN.....	56
2.2 POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE SELECCIONADOS.....	57
2.2.1 DISPONIBILIDAD DE DATOS CONFIABLES.....	57
2.3 POZOS CON OTROS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL SELECCIONADOS.....	57
2.4 HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO Y PRODUCCIÓN.....	58
2.4.1 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	58
2.4.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	67
2.5 ASPECTOS TÉCNICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	71
CAPITULO 3: ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	74
3.1 RECOPIACIÓN DE DATOS.....	74
3.1.1 NOMENCLATURA DE DATOS.....	74
3.2 ANÁLISIS NODAL.....	78
3.2.1 SISTEMAS NODALES.....	78
3.2.2 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL SISTEMA PRODUCTOR TOTAL.....	81
3.2.3 TEORÍA DEL ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE	

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	83
3.2.3.1 Procedimiento Para Realizar Análisis Nodal del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible.....	83
3.2.3.2 Ejemplo de Cálculo de Análisis Nodal Para Bombeo Electrosumergible.....	87
CAPÍTULO 4: IMPLEMENTACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA SHUSHUFINDI	99
4.1 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS CON ALTO POTENCIAL DEL ÁREA SHUSHUFINDI.....	97
4.1.1 FUNDAMENTOS HIDRÁULICO.....	97
4.1.1.1 Densidad (ρ).....	97
4.1.1.2 Gravedad Específica.....	97
4.1.1.3 Gradiente de Presión.....	98
4.1.1.4 Viscosidad.....	98
4.1.1.5 Altura de la Columna de Fluido.....	98
4.2 DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	99
4.2.1 DATOS BÁSICOS.....	99
4.2.2 PASOS PARA EL DISEÑO.....	100
4.2.3 DISEÑO DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE QUE PRODUCEN POR GAS LIFT.....	117
4.2.4 RESULTADOS DEL DISEÑO.....	120
4.3 SISTEMA DE BOMBEO CON VELOCIDAD VARIABLE (VSD).....	120
4.3.1 COMPORTAMIENTO DE LOS PARÁMETROS HIDRÁULICOS EN FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD.....	121
4.4 OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	122
4.4.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	122
4.4.1.1 Shushufindi – 35.....	122
4.4.1.2 Shushufindi – 59.....	124

4.4.1.3 Shushufindi – 79.....	125
4.4.1.4 Shushufindi – 82.....	126
4.4.1.5 Shushufindi – 109D.....	128
4.4.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	129
4.4.3 ANÁLISIS DE LOS POZOS CON BOMBAS FUERA DE RANGO.....	130
4.4.3 REDISEÑO DE EQUIPOS.....	130
4.4.4 RESULTADOS DEL REDISEÑO.....	134
4.5 ESTUDIO DE LOS FACTORES QUE AFECTAN AL FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	134
4.5.1 CONDICIONES DEL POZO.....	135
4.5.1.1 Fluidos Corrosivos.....	135
4.5.1.2 Fluidos Abrasivos.....	135
4.5.1.3 Altos Contenidos de Gas.....	136
4.5.1.4 Fluidos Viscosos.....	136
4.5.1.5 Formación de Escala.....	137
4.5.1.6 Alta Temperatura.....	137
4.5.1.7 Producción del Pozo.....	137
4.5.2 DISEÑO DEL EQUIPO.....	138
4.5.3 CONTROLADORES DEL MOTOR.....	138
4.5.3.1 Armónicos.....	139
4.5.3.2 Humedad.....	139
4.5.3.3 Seguridad.....	139
4.5.3.4 Capacitación Personal.....	140
4.5.4 FALLAS DE INSTALACIÓN.....	140
4.5.5 ENERGÍA ELÉCTRICA.....	140
4.5.6 EQUIPOS.....	140
4.5.6.1 Causas de Fallas en los Equipos.....	141
4.5.6.1.1 <i>Fallas en las bombas.....</i>	141
4.5.6.1.2 <i>Fallas en los motores.....</i>	141
4.5.6.1.3 <i>Fallas en los cables.....</i>	141
4.5.7 CONDICIONES DE OPERACIÓN.....	141

4.5.7.1 Sobrecarga.....	141
4.5.7.1.1 Atascamiento de la bomba.....	142
4.5.7.1.2 Atascamiento del motor.....	142
4.5.7.1.3 Voltaje de alimentación.....	142
4.5.7.2 Baja Carga.....	143
4.5.7.2.1 Nivel de producción.....	143
4.5.7.2.2 Rotura de eje.....	143
4.5.7.3 Presión.....	144
4.5.7.4 Problemas con la Tubería.....	144
4.5.8 LECTURAS ELÉCTRICAS.....	145
4.5.8.1 Desbalance entre Fases.....	146
4.5.8.2 Bajo Aislamiento	146
4.5.8.3 Fase a Tierra.....	146
4.5.8.4 Cartas Amperimétricas.....	146
CAPÍTULO 5: ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO	147
5.1 ANÁLISIS TÉCNICO.....	147
5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	148
5.2.1 CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	149
5.2.1.1 Valor Actual Neto (VAN).....	149
5.2.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	149
5.2.1.3 Relación Beneficio – Costo (B/C).....	150
5.2.2 COSTOS DE PREPRODUCCIÓN.....	151
5.2.3 INGRESOS.....	153
5.2.4 EGRESOS.....	153
5.2.5 HIPÓTESIS BAJO LA CUAL SE REALIZA EL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	153
5.2.6 CRONOGRAMA DE RECONDICIONAMIENTOS.....	155
5.2.7 DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN, VALOR ACTUAL NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO.....	164
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	165

6.1 CONCLUSIONES.....	165
6.2 RECOMENDACIONES.....	168
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	170
ABREVIATURAS.....	172
ANEXOS.....	177

CONTENIDO DE TABLAS

Tabla 1.1: Características de las Rocas.....	6
Tabla 1.2: Características de los Fluidos.....	7
Tabla 1.3: Reservas Iniciales, Producción Acumulada y Reservas Remanentes por Yacimiento al 31 de octubre del 2007.....	9
Tabla 1.4: Producción de Crudo por Estaciones del Área.....	12
Tabla 1.5: Producción por Métodos de Levantamiento del Área.....	13
Tabla 1.6: Estado Actual de los Pozos del Área Shushufindi – Aguarico al 31 de Octubre del 2007.....	14
Tabla 1.7: Facilidades de Producción del Área Shushufindi – Aguarico.....	17
Tabla 1.8: Capacidad de Separadores del Área Shushufindi – Aguarico.....	18
Tabla 1.9: Tanques de Almacenamiento del Área Shushufindi – Aguarico.....	18
Tabla 1.10: Reinyección de Agua de Formación.....	19
Tabla 1.11: Estaciones de Reinyección de Agua.....	20
Tabla 1.12: Disponibilidad Energética en el Área Shushufindi – Aguarico.....	20
Tabla 1.13: Tratamiento Químico para la Reinyección de Agua.....	21
Tabla 1.14: Series y Rangos de Motores.....	34
Tabla 1.15: Tipo de Motores Eléctricos para BES.....	34
Tabla 1.16: Voltaje Diferente para una misma Potencia de un Motor.....	35
Tabla 1.17: Eficiencias de Separadores de Gas.....	45
Tabla 2.1: Pozos Seleccionados.....	57
Tabla 2.2: Pozos Seleccionados.....	57
Tabla 2.3: Historiales de Reacondicionamiento de los Pozos Seleccionados.....	58
Tabla 2.4: Historiales de Producción de los Pozos Seleccionados.....	68
Tabla 2.5: Aspectos Técnicos de los Pozos Seleccionados.....	71
Tabla 2.6: Pozos Seleccionados Para Realizar el Estudio.....	73
Tabla 3.1: Resultados de Build Up (B'UP).....	75
Tabla 3.2: Datos Generales de los Pozos con BES.....	76
Tabla 3.3: Reporte Semanal de Bombas Eléctricas.....	77
Tabla 3.4: Datos y Cálculos Para Análisis Nodal de BES.....	90
Tabla 3.5: Resultados de los Puntos de Operación Actuales y Óptimos de	

las BES.....	96
Tabla 4.1: Coeficientes de Fricción.....	108
Tabla 4.2: Datos para Diseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible Para los Pozos Seleccionados del Área Shushufindi.....	118
Tabla 4.3: Resumen del Diseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible Para los Pozos Seleccionados del Área Shushufindi.....	119
Tabla 4.4: Resumen del Diseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible Para los Pozos Seleccionados del Área Shushufindi.....	119
Tabla 4.5: Resultado del Diseño.....	120
Tabla 4.6: Incremento de Producción.....	129
Tabla 4.7: Datos Para el Rediseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible Para los Pozos Seleccionados del Área Shushufindi.....	131
Tabla 4.8: Resumen del Rediseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible Para los Pozos Seleccionados del Área Shushufindi.....	133
Tabla 4.9: Resumen del Rediseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible Para los Pozos Seleccionados del Área Shushufindi.....	133
Tabla 4.10: Resultados del Rediseño.....	134
Tabla 5.1: Proyección Propuesta.....	147
Tabla 5.2: Costos Estimados de Reacondicionamiento Para Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial a Bombeo Electrosumergible de los Pozos Seleccionados en el Área Shushufindi.....	151
Tabla 5.3: Costos Estimados de Reacondicionamiento Para Cambio de Bombas Electrosumergibles de los Pozos Seleccionados en el Área Shushufindi.....	151
Tabla 5.4: Costos de Preproducción de los pozos seleccionados.....	152
Tabla 5.5: Costos de Preproducción de los Pozos Productores.....	152
Tabla 5.6: Análisis Económico del Proyecto.....	155
Tabla 5.7: Cronograma de Trabajos Propuestos.....	155
Tabla 5.8: Estimación de Futuros Reacondicionamientos.....	156
Tabla 5.9: Cálculo de la Producción mensual (incluye declinación del 0,583% mensual.....	157
Tabla 5.10: Cálculo del VAN y TIR para 35 USD/BBL.....	158
Tabla 5.11: Cálculo del VAN y TIR para 45 USD/BBL.....	160

Tabla 5.12: Cálculo del VAN y TIR para 50 USD/BBL.....	162
Tabla 5.13: Parámetros del Análisis Económico.....	164

CONTENIDO DE FIGURAS

Figura 1.1: UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	3
Figura 1.2: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	5
Figura 1.3: COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	23
Figura 1.4: CABEZAL DEL POZO.....	24
Figura 1.5: CAJA DE CONEXIONES.....	25
Figura 1.6: PANEL DE CONTROL (SWITCHBOARD).....	26
Figura 1.7: VARIADOR DE FRECUENCIA (VSC).....	27
Figura 1.8: TAPS DEL PANEL DEL TRANSFORMADOR.....	29
Figura 1.9: TRANSFORMADOR PRIMARIO.....	30
Figura 1.10: TRANSFORMADOR SECUNDARIO.....	30
Figura 1.11: MOTOR.....	32
Figura 1.12: COMPONENTES BÁSICOS DEL MOTOR.....	33
Figura 1.13: SECCIÓN SELLANTE.....	37
Figura 1.14: BOMBA CENTRÍFUGA MULTIETAPA.....	38
Figura 1.15: ETAPA DE UNA BOMBA.....	39
Figura 1.16: CURVA CARACTERÍSTICA PARA UNA ETAPA A 60 Hz.....	40
Figura 1.17: CURVA DE LA BOMBA PARA FRECUENCIA VARIABLE.....	42
Figura 1.18: TIPOS DE CABLES Y ESTRUCTURAS.....	43
Figura 1.19: ELEMENTOS DEL CABLE.....	44
Figura 1.20: SEPARADOR DE GAS.....	45
Figura 1.21: SENSOR DE FONDO.....	46
Figura 1.22: INTAKE O SEPARADOR.....	47
Figura 1.23: BES CON HERRAMIENTA BY-PASS (Y-TOOL).....	49
Figura 3.1: TIPOS DE FLUJO EN UN SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN.....	78
Figura 3.2: POSIBLES PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA COMPLETO.....	79
Figura 3.3: LOCALIZACIÓN DE NODOS EN EL SISTEMA.....	80
Figura 3.4: REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL SISTEMA PRODUCTOR TOTAL.....	82

Figura 3.5: NODOS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BES.....	83
Figura 4.1: ALTURA DINÁMICA TOTAL (TDH).....	107
Figura 4.2: GRÁFICA DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN.....	109
Figura 4.3: CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA SELECCIONADA.....	110
Figura 4.4: CAÍDA DE VOLTAJE EN EL CABLE.....	114
Figura 4.5: CARTA AMPERIMÉTRICA (POZO SSF – 35).....	123
Figura 4.6: CARTA AMPERIMÉTRICA (POZO SSF – 59).....	124
Figura 4.7: CARTA AMPERIMÉTRICA (POZO SSF – 79).....	125
Figura 4.8: CARTA AMPERIMÉTRICA (POZO SSF – 82).....	127
Figura 4.9: CARTA AMPERIMÉTRICA (POZO SSF – 109D).....	128
Figura 4.10: HUECO EN TUBERÍA.....	144
Figura 4.11: PROBLEMAS CON LA TUBERÍA.....	145

CONTENIDO DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR MÉTODO EN EL ÁREA SHUSHUFINDI – AGUARICO.....	13
Gráfico 5.1: ANÁLISIS ECONÓMICO – 35 USD/BBL.....	159
Gráfico 5.2: ANÁLISIS ECONÓMICO – 45 USD/BBL.....	161
Gráfico 5.3: ANÁLISIS ECONÓMICO – 50 USD/BBL.....	163

RESUMEN

El presente proyecto es un estudio de la situación actual de los pozos que producen por diferentes sistemas de levantamiento artificial, pero cuyo potencial de producción es alto y puede ser aprovechado implementando el sistema de bombeo electrosumergible, para lo cual se diseñará un equipo electrosumergible. Este estudio, se hace para aprovechar el alto potencial de los pozos que actualmente producen con bombas electrosumergible de bajo rango de producción, instaladas en pozos que tienen un alto potencial de producción, para ello se rediseña un equipo electrosumergible que incrementa la producción en el Área Shushufindi operada por Petroproducción con la información técnica disponible hasta Octubre de 2007.

El Área Shushufindi, se encuentra ubicada en las provincias de Orellana y Sucumbíos al Nororiente de la Región Amazónica. Está conformada por las estaciones de producción: Estación Central, Estación Norte, Estación Aguarico, Estación Sur y Estación Suroeste; se han perforado 134 pozos de los cuales 73 pozos están fluyendo por diferentes métodos de levantamiento artificial, 27 pozos cerrados por diferentes causas, 12 abandonados, 8 inyectores y 14 reinyectores de agua de formación.

El sistema de bombeo electrosumergible en la actualidad, es el sistema de extracción de petróleo más usado en el Ecuador por las empresas operadoras de campos petrolíferos, debiéndose a su efectividad y a la capacidad de recuperar grandes volúmenes de fluido. El Área Shushufindi no es la excepción, pues este sistema de levantamiento predomina con 62 pozos, mientras que existen 6 pozos con Gas Lift y 5 pozos con Bombeo Hidráulico.

Este proyecto, se realiza con el propósito de incrementar la producción de los pozos con alto potencial de producción que actualmente se encuentran produciendo con diferentes tipos de levantamiento artificial y los pozos que producen con bombas de baja capacidad, instaladas en los pozos que tienen un alto potencial de producción; se realiza un estudio detallado de los historiales de

producción y reacondicionamiento, cálculo de reservas remanentes, disponibilidad de equipos de superficie, comportamiento del yacimiento, se diseñan y rediseñan bombas electrosumergibles para obtener un incremento en la producción, para lo cual se utiliza varias fuentes de consulta, manuales y programas facilitados por las compañías Baker Hughes Centrilift y Schlumberger, empresas que actualmente prestan sus servicios a Petroproducción.

Los pozos seleccionados son: Shushufindi – 35, Shushufindi – 59, Shushufindi – 77, Shushufindi – 79, Shushufindi – 82, Shushufindi – 87 y Shushufindi – 109D.

Las condiciones ambientales que demandan el incremento de agua de formación por la ejecución del proyecto no se ven afectadas. Las instalaciones actuales existentes en el Área Shushufindi son suficientes para la reinyección del agua de formación.

Para finalizar, se realiza la evaluación económica que permitirá justificar la viabilidad del proyecto. Se realiza para diferentes precios del barril de petróleo de 35, 45 y 50 USD/BBL, se utilizan los valores de 35 y 45 USD/BBL, debido a que estos valores son los precios del barril de petróleo que se consideró en el presupuesto general del Estado para los años 2007 y 2008, respectivamente. El valor de 50 USD/BBL es considerado debido a las condiciones del mercado.

Además se establecen las conclusiones y recomendaciones a ser consideradas para su mejor ejecución.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto tiene como objetivo aprovechar el alto potencial de los pozos del Área Shushufindi para incrementar la producción; implementando el sistema de bombeo electrosumergible a pozos con otros sistemas de levantamiento y optimizando el sistema de bombeo electrosumergible en pozos que ya cuentan con este sistema, mediante análisis nodal, el cual permitirá conocer la situación actual del yacimiento y de los equipos. Se recomiendan las operaciones de reacondicionamiento de pozos y optimización de los sistemas de producción del área en estudio; sin dejar de lado las consideraciones ambientales, criterios técnicos y económicos que garanticen una óptima y rentable producción. El proyecto consta de 6 capítulos.

El primer capítulo, comprende de una descripción de la situación actual del Área Shushufindi – Aguarico, así como también de la ubicación, geología, geofísica, características del yacimiento, propiedades de la roca y fluido, reservas, pozos productores, situación actual de las estaciones y sistemas, y una breve descripción de las facilidades de producción de las estaciones que operan en el Área, generación eléctrica y tratamiento químico. Las condiciones ambientales que demandan el incremento del agua de formación de 1245 BAPD por la ejecución del proyecto, no representan ningún problema para las instalaciones superficiales actuales del Área, finalmente se proporcionan los conceptos fundamentales del bombeo electrosumergible, describiendo todas las partes del sistema, tanto del equipo de fondo como del equipo de superficie.

En el segundo capítulo, se realiza un análisis técnico para la selección de pozos, el cual incluye consideraciones técnicas, disponibilidad de equipos, historiales de reacondicionamiento y producción. Evaluación que permitió seleccionar los pozos con alto potencial para el cambio del tipo de levantamiento artificial a bombeo electrosumergible y para el análisis nodal de pozos con bombeo electrosumergible e incrementar su producción. Los pozos seleccionados para el cambio de sistema de levantamiento artificial a bombeo electrosumergible son los que ahora operan por gas lift, los mismos que cumplen con las consideraciones

técnicas del estudio, mientras que los pozos con bombeo hidráulico no cumplen con dichas consideraciones, motivo por el cual no se los toma en cuenta.

El tercer capítulo, contiene la teoría y el procedimiento para realizar el análisis nodal de pozos que producen con bombeo electrosumergible. Además las gráficas de análisis nodal y del punto óptimo de operación de la bomba electrosumergible que son utilizados para la ejecución del proyecto.

En el cuarto capítulo, se detalla la forma en que se debe realizar el diseño del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible y se determinan los pozos a ser diseñados con este sistema. También se procede a realizar el análisis técnico de los resultados del análisis nodal para poder optimizar la producción de los pozos con BES y se determinan los pozos candidatos a ser rediseñados con bombas de mayor potencial en pozos que poseen bombas con bajo potencial. Además se detallan los factores que afectan al funcionamiento de los sistemas de bombeo electrosumergible. se realiza un estudio de los múltiples problemas que puede presentar el equipo electrosumergible, así como sus posibles causas y su interpretación para lograr dar soluciones con el objetivo de preservar la vida útil del equipo.

En el quinto capítulo, se realiza el estudio técnico - económico del proyecto, basado en pozos seleccionados para realizar el diseño y rediseño del equipo electrosumergible, los pozos son: Shushufindi – 77, Shushufindi – 79, Shushufindi – 82, Shushufindi – 87 y Shushufindi – 109D; con los cuales se logrará un incremento de 2490 BPPD que se incorpora a la producción total de Petroproducción. La evaluación económica se realiza con los costos estimados de reacondicionamiento de cada pozo analizado, aclarando que se consideraron las condiciones más bajas para disminuir el riesgo de rentabilidad del proyecto.

Por último, en el sexto capítulo, se menciona un conjunto de conclusiones y recomendaciones a ser consideradas.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA SHUSHUFINDI Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA TECNOLOGÍA DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL ÁREA SHUSHUFINDI

1.1.1 INTRODUCCIÓN

El área Shushufindi – Aguarico fue descubierta por el Consorcio Texaco – Gulf en 1968 con la perforación del pozo Shushufindi – 01, el cual llegó a una profundidad de 9772 pies. Este pozo fue completado oficialmente en enero de 1969; en las pruebas de producción se obtuvo 2496 BPPD con una gravedad de 26,6 °API para el yacimiento “U” y 2621 BPPD con una gravedad de 32,5 °API para el yacimiento “T”.

En abril de 1969 se completó el pozo exploratorio AGU-1, al norte en la arenisca “U” produciendo 528 BPPD con una gravedad de 25,3 °API.

El desarrollo del campo inicia en febrero de 1972 mediante la perforación de pozos espaciados con un área de drenaje de 500 acres, iniciándose la producción en agosto del mismo año.

El campo está constituido por tres yacimientos productores que son: "G2", "U" y "T", pertenecientes a la Formación Napo, siendo los de mayor importancia por sus reservas y producción los yacimientos “U” y “T”. El yacimiento Basal Tena de la formación Tena, se presenta en forma lenticular en determinadas áreas del campo, siendo productor en menor escala que en los otros yacimientos.

La producción promedio diaria es de 1142 BPPD para la estación Aguarico y 43846 BPPD para el campo Shushufindi, dando un total de 44988 BPPD, declina a razón del 7% anual y la producción representa el 26% de la producción total de Petroproducción.

En 35 años de actividad se han extraído reservas de petróleo de 1094'568.543 barriles (31 de Octubre – 2007).

En el área Shushufindi – Aguarico se han perforado 134 pozos de los cuales 73 pozos están fluyendo por diferentes métodos de levantamiento artificial, 27 pozos cerrados, 12 abandonados, 8 inyectores y 14 reinyectores.

El Área Shushufindi – Aguarico se encuentra actualmente operada por las siguientes estaciones de producción: Estación Central, Estación Norte, Estación Aguarico, Estación Sur y Estación Suroeste, la cual capta la producción de la Estación Limoncocha que proviene del Bloque 15 también operado por Petroproducción.

1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El área Shushufindi, se encuentra ubicada en las provincias de Orellana y Sucumbíos al Nororiente de la Región Amazónica, entre los meridianos 76 y 77 y entre la línea equinoccial y el paralelo sur 1; aproximadamente a 250 Km en dirección sureste de la ciudad de Quito; al sur del Campo Atacapi, suroeste del Campo Libertador y al Noreste del Campo Sacha como se ve en la figura 1.1.

Figura 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI



FUENTE: Departamento de Geología; PETROPRODUCCIÓN.

1.1.3 ESTRUCTURA

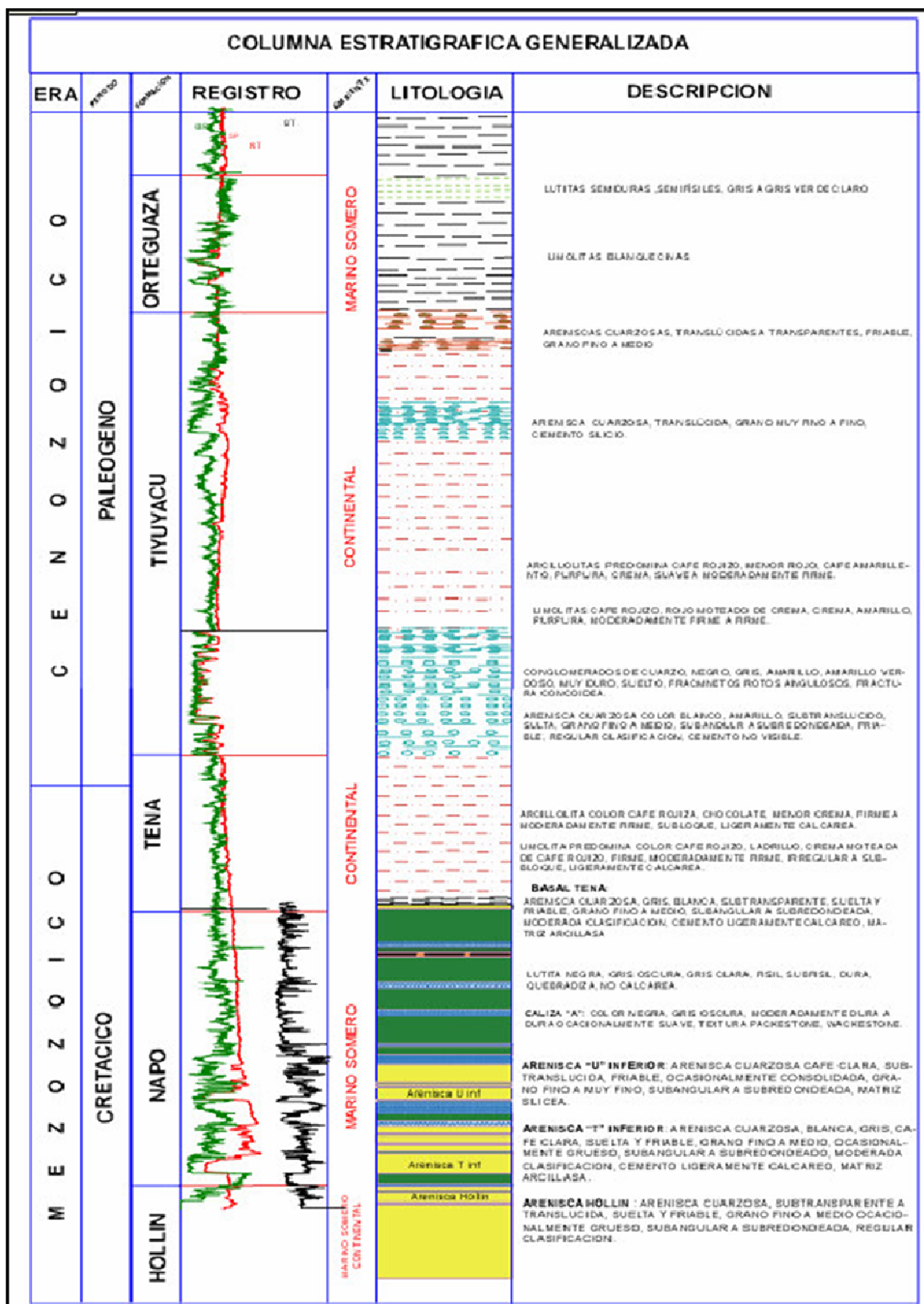
El Campo Shushufindi corresponde a la Cuenca Cretácica Napo Media a Superior, estructuralmente es un anticlinal asimétrico fallado de bajo relieve de 30Km de largo de dirección norte-sur y un eje secundario de dirección este-oeste de 7km de ancho con un área estimada de 43200 acres y con un cierre vertical de 370 pies. Su flanco occidental está limitado por un sistema de fallas transcurrentes.

Las mayores pendientes estructurales están asociadas con el flanco oriental de la estructura, mientras que los límites norte y sur, y el flanco oeste posee menos de un grado de inclinación.

1.1.4 ESTRATIGRAFÍA

Las arenas del Campo Shushufindi se caracterizan por ser generalmente blancas a café o gris claro, con granos de cuarzo regularmente sorteadas a muy bien sorteadas y además por la ausencia de matriz arcillosa u otros inhibidores de porosidad; sin embargo, se determinó caolinita y cemento calcáreo en las areniscas. El tamaño del grano es variable y mezclado, pero es más frecuente el grano de fino a medio con algunas zonas de grano grueso. (Ver figura 1.2).

Figura 1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI



FUENTE: Departamento de Geología; PETROPRODUCCIÓN.

1.1.5 FORMACIONES PRODUCTORAS

Los yacimientos principales de los cuales se produce en el Campo Shushufindi están constituidos por las areniscas “U”, “T” y “G-2”, pertenecientes a la formación Napo, siendo las de mayor importancia las areniscas “U_{inf}” y “T_{inf}”, las cuales se caracterizan por su alta porosidad y permeabilidad, especialmente en el área central de la estructura. Entre los yacimientos secundarios incluyen las areniscas “U_{sup}” (antes denominada “G-2”), “T_{sup}” y “Basal Tena” que se presenta en forma lenticular en denominadas áreas del campo y actualmente pocos pozos producen de esta formación.

1.1.6 DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDO DEL ÁREA SHUSHUFINDI

1.1.6.1 Características y Propiedades de las Rocas Productoras

Las características y propiedades promedio básicas de las rocas productoras se describen en la tabla 1.1.

Tabla 1.1 Características de las Rocas

PARÁMETRO	YACIMIENTO		
	“G-2”	“U”	“T”
Profundidad promedio (pies)	9250	9300	9600
Espesor saturado de petróleo, ho (pies)	15,9	42,6	44,2
Porosidad, ϕ (%)	16,7	17,8	17,8
Área, A (Acres)	10977	36376	38415
Factor de recobro, FR (%)	30	53	53
Permeabilidad, k (md)	150	40 – 1100	10 – 900

FUENTE: Ingeniería de Yacimientos; PETROPRODUCCIÓN.

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

1.1.6.2 Características y Propiedades de los Fluidos

Las características y propiedades principales de los fluidos de las formaciones productoras están descritas en la tabla 1.2.

Tabla 1.2 Características de los Fluidos

PARÁMETRO	YACIMIENTO		
	"G-2"	"U"	"T"
Presión inicial, Pi (psi)	3860	3867	4050
Presión de burbuja, Pb (psi)	1264	1264	1058
Temperatura de formación, T (°F)	195	198	200
Gravedad específica del petróleo (°API)	19 - 30	29 – 30,5	30 – 32
Relación gas – petróleo, GOR (PCS/BF)	320	233	383
Factor volumétrico inicial de petróleo, Boi (BL/BF)	1,227	1,168	1,22
Saturación de agua inicial, Swi (%)	24,8	15	15
Salinidad NaCl (ppm)	107000	99000	23000
Salinidad Cl ⁻¹ (ppm)	65000	60000	14000
Resistividad del agua, Rw @ Temperatura de formación	0,028	0,031	0,101
Viscosidad del petróleo, μ_o (cp)	2,8	2,8	1,08
Viscosidad del agua, μ_w (cp)	0,25 – 0,5		
Compresibilidad del petróleo, Co (psi ⁻¹)	7,756 x 10 ⁻⁶		
Gravedad específica del gas, ρ_g	0,65		

FUENTE: Ingeniería de Yacimientos; PETROPRODUCCIÓN.

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

1.1.7 RESERVAS

“Reservas son volúmenes de hidrocarburos existentes en un yacimiento que son factibles de recuperación”¹ y por tanto es importante calcular y analizar el comportamiento de drenaje de los reservorios frente al área limitada por los mismos.

¹Glosario de la Industria Hidrocarburífera, PETROECUADOR 2001.

1.1.7.1 Petróleo Original En Sitio (POES)

“Es la cantidad estimada de barriles de petróleo crudo existentes en depósitos, que están produciendo de depósitos que no están en producción, pero de los cuales hay datos de reservas y depósitos que se han agotado, antes de cualquier producción. Se define como petróleo original en sitio”².

El campo Shushufindi tuvo reservas iniciales probadas de 1.589'246000 barriles, que representa el 21,5% de todas las reservas de la cuenca Oriente, del total de reservas 5'000000 bls pertenecen a la formación “BT”; 38'021904 bls a la formación “G-2”; 754'101096 bls a la formación “U” y 792'123000 bls a la formación “T”.

1.1.7.2 Petróleo en Sitio Probado

Es el volumen de hidrocarburo debido a reinterpretaciones geológicas de ubicación en contacto agua – petróleo (CAP), conforme se ha desarrollado el campo.

1.1.7.3 Reservas Probadas

“Es el volumen de hidrocarburo medido a condiciones base que puede ser extraído de manera rentable, a partir de las condiciones originales del reservorio y hasta las de abandono, considerando los métodos técnicos disponibles en el momento en que se realiza la evaluación”³.

Los métodos para estimar reservas son el Método Volumétrico, Curvas de Declinación, Balance de Materiales, Simulación Matemática.

Para determinar el volumen recuperable de hidrocarburo (Reservas Probadas), se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{Reservas Probadas} = \text{POES} \times \text{FR} \quad (1.1)$$

Donde: **POES** = hidrocarburo original en sitio
FR = factor de recobro

²Douglas M. Considine, 1977.

³Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana, ARPEL.

1.1.7.4 Reservas Probables

“Es el volumen de hidrocarburo, medido a condiciones de superficie, que de acuerdo a los estudios geológicos y de yacimientos aplicables, podrían estimarse como recuperables a la luz de las condiciones económicas y tecnológicas prevalecientes en el momento de realizar la estimación”⁴.

1.1.7.5 Reservas Actuales del Área Shushufindi

Desde el descubrimiento del campo, con el desarrollo y los estudios de Simulación Matemática, el valor del volumen de petróleo IN SITU se ha incrementado, continuamente.

El estudio de simulación realizado en el año 1998, muestra que en los yacimientos “G-2”, “U” y “T”, el valor de POES es de 3300’000000 barriles, con un Boi promedio de 1,18 y un factor de recobro de 53%. Al momento se encuentran vigentes los valores de POES y FR del estudio, que se los toma como oficiales.

La tabla 1.3 muestra el yacimiento, gravedad específica del petróleo (API), barriles de petróleo en sitio (POES), factor volumétrico inicial (Boi), factor de recobro (FR) en porcentaje, barriles de reservas originales, barriles de producción acumulada y barriles de reservas remanentes al 31 de octubre del 2007.

Tabla 1.3 Reservas Iniciales, Producción Acumulada y Reservas Remanentes por Yacimiento al 31 de octubre del 2007

YACIMIENTO	°API	POES (BLS)	Boi (BY/BN)	FR (%)	RESERVAS INICIALES (BLS)	PRODUCCIÓN ACUMULADA AL 31 DE OCTUBRE DEL 2007 (BLS)	RESERVAS REMANENTES AL 31 DE OCTUBRE DEL 2007 (BLS)
“BT”	28,9	40’000.000	1,16	15	5’000.000	3’967.799	1’032.201
“U+G2”	31,2	1.818’800.496	1,17	53	792’123.000	528’391.698	263’731.302
“T”	31,7	1.823’377.472	1,22	53	792’123.000	576’760.340	215’362.660
TOTAL	31,4	3.682’177.968	1,18	53	1.589’246.000	1.109’119.837	480’126.163

⁴Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana, ARPEL.

Producción Acumulada al 31 de Octubre del 2007

BARRILES DE PETRÓLEO (BF)	1.109'119.837
BARRILES DE AGUA (BF)	437'627.075
MILES DE PIES CÚBICOS DE GAS (MPC)	303'117.891

FUENTE: Ingeniería de Yacimientos; PETROPRODUCCIÓN.

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

1.1.8 PRESIONES DE LOS YACIMIENTOS

La presión inicial para la formación "U" calculada en 3867 psi y para la formación "T" en 4050 psi.

Estas presiones han disminuido de acuerdo a la producción de los fluidos. No se tiene el valor de la presión promedio inicial para la formación "G-2" por presentarse en pocos pozos.

Las presiones promedio de las formaciones al año 2007 están en 1500 psi para "U", 1490 psi para "G-2" y 2000 psi para "T".

1.1.9 TIPOS DE EMPUJE EN EL CAMPO SHUSHUFINDI

La característica del yacimiento para las arenas "G-2" y "Basal Tena", es que tienen empuje volumétrico, en cambio las arenas "U" y "T" presentan empujes volumétricos e hidráulicos, predominando el empuje volumétrico hacia la parte este del reservorio y el empuje hidráulico lateral desde la zona Norte y zona Sur hacia el centro del reservorio, siendo mejor el empuje para "T", donde el flujo de agua encontraría menos barreras horizontales a su desplazamiento, debido a que en "T" se presentan características sísmicas homogéneas.

1.2 RECOLECCIÓN DE DATOS

1.2.1 CONSIDERACIONES TEÓRICAS

Cuando la energía natural del reservorio del área ha disminuido y no es suficiente para levantar el fluido hasta la superficie, es necesario utilizar métodos artificiales que proporcionan la energía adicional para hacer llegar el fluido a superficie y continuar con la explotación racional del reservorio. En el área Shushufindi, el sistema del levantamiento artificial que prima, es el Bombeo Electrosumergible, además de este sistema, existen también los siguientes sistemas: Bombeo Neumático (Gas Lift) y Bombeo Hidráulico.

1.2.1.1 Bombeo Neumático (Gas Lift)

A este sistema se conoce también como levantamiento artificial por gas lift, que se basa en la energía suministrada por gas inyectado creando así un área de baja presión que aliviana la columna hidrostática del fluido, permitiendo que la presión de la formación obligue al fluido a desplazarse hacia la superficie. Consta de un set de válvulas de presión que se alojan en mandriles dentro del pozo. La inyección del gas puede ser de manera continua o intermitente.

Cuando un pozo de Gas Lift produce más del 50% de agua, se vuelve antieconómico ya que se necesitará inyectar más gas, se producirá menos petróleo y más agua.

1.2.1.2 Bombeo Hidráulico

Este sistema de producción utiliza un fluido motriz (que puede ser petróleo o agua) para accionar una bomba (tipo pistón o tipo jet) instalada en el fondo del pozo, para elevar los fluidos hasta la superficie. En el bombeo hidráulico, la bomba actúa como un transformador de energía y es accionada al inyectar el fluido motriz por la tubería de producción que luego se mezcla con el fluido de formación y juntos salen a la superficie por el espacio anular existente entre el casing y el tubing. Los sistemas de bombeo hidráulico son unidades individuales de power oil, instalados en superficie, las cuales manejan fluido motriz a presión de 3000 psi.

1.2.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ESTACIONES Y LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA SHUSHUFINDI - AGUARICO

1.2.2.1 Estado Actual de la Producción por Estaciones y Métodos.

Al 31 de Octubre del 2007, la producción promedia actual del área Shushufindi - Aguarico es 44988 BPPD y 69291 BAPD.

En la tabla 1.4, consta la producción por estaciones del área de estudio, los barriles de fluidos por día (BFPD), los barriles de petróleo por día (BPPD) y los barriles de agua por día (BAPD).

Tabla 1.4 Producción de Crudo por Estaciones del Área

ESTACIONES	FLUIDO (BFPD)	PETRÓLEO (BPPD)	AGUA (BAPD)	BSW (%)
NORTE	30686	14839	15847	52,10
CENTRAL	29921	11977	17944	61,00
SUR	35671	11348	24323	68,40
SUR – OESTE	15445	5682	9763	65,00
AGUARICO	2556	1142	1414	55,20
TOTAL SHUSHUFINDI - AGUARICO	114279	44988	69291	60,46

FUENTE: Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi; Forecast Octubre 2007

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

En la tabla 1.5, se describe la producción del Área Shushufindi - Aguarico por métodos de levantamiento de fluido y en la que consta el método, el número de pozos, los barriles de petróleo por día, los barriles de agua por día y la producción total de fluido.

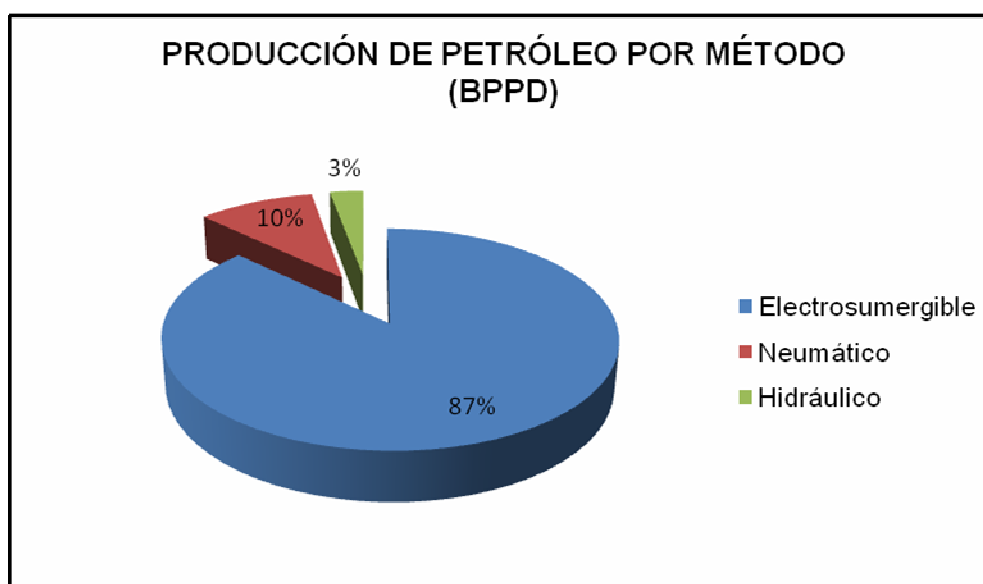
Tabla 1.5 Producción por Métodos de Levantamiento del Área

ÁREA SHUSHUFINDI – AGUARICO				
MÉTODO	# POZOS	PRODUCCIÓN (BPPD)	PRODUCCIÓN (BAPD)	PRODUCCIÓN (BFPD)
NEUMÁTICO (GAS LIFT)	6	4487	2318	6805
HIDRÁULICO	5	1292	911	2203
ELECTROSUMERGIBLE	62	39209	66062	105271
TOTAL	73	44988	69291	114279

FUENTE: Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi; Forecast Octubre 2007

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

Gráfico 1.1 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR MÉTODO EN EL ÁREA SHUSHUFINDI - AGUARICO



FUENTE: Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi; Forecast Octubre 2007

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

Como se observa en la gráfico 1.1, el 87% de la producción total de petróleo del Área Shushufindi – Aguarico corresponde al Bombeo Electrosumergible, siendo para este proyecto el método de mayor interés, mientras que el 10% de la producción se debe al Bombeo por Gas Lift y el 3% pertenece al Bombeo Hidráulico.

1.2.2.2 Estado y Distribución de los Pozos de Acuerdo al Sistema de Producción

En el campo Shushufindi – Aguarico, se han perforado 134 pozos, de los cuales 73 se encuentran produciendo, 62 producen con levantamiento artificial por bombas electrosumergibles, 5 mediante bombeo hidráulico y 6 por levantamiento por gas lift. Además se tienen 27 pozos cerrados, 12 pozos abandonados, 14 reinyectores y 8 inyectores.

La producción promedio diaria es de 13222 (MPCD) de gas de formación y 44988 [BPPD] que declinan a razón del 7% anual.

En la tabla 1.6, se describe el estado de los pozos según datos de producción de Ingeniería de Petróleos del Área Shushufindi, a la fecha de cierre de este estudio (Octubre 31 de 2007) y contiene la siguiente información: pozo, zona productora, método de levantamiento; en el caso de los pozos productores se presenta una prueba representativa tomada del forecast del mes de Octubre del 2007, mientras que para los pozos que se encuentran cerrados se indica el estado de los pozos a la fecha de cierre del presente estudio y el tipo de levantamiento artificial.

Al final de la tabla, se contabiliza la totalidad del fluido producido diariamente por el Área Shushufindi que actualmente se encuentra en 114279 barriles, de los cuales 44988 corresponden al petróleo y 69291 al agua de formación.

Tabla 1.6 Estado Actual de los Pozos del Área Shushufindi – Aguarico al 31 de Octubre del 2007

ESTACIÓN SHUSHUFINDI							
POZO	ACTUAL		FORECAST OCTUBRE 2007				OBSERVACIONES
	ZONA	METODO	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	
SSF-01	U+T	PPS	3808	82,0	685	3123	OK
SSF-02	U	PPS	2694	84,0	431	2263	OK
SSF-03	U	CPH	0		0	0	28-FEB-03 SUSPENDEN W.O. CON TUBERIA PUNTA LIBRE
SSF-6B	T	CPS	0		0	0	(30-OCT-07)INICIA WO#12 POR COMUNICACIÓN TBG-CSG
SSF-07	G-2	CPHJ	0		0	0	FINALIZA WO#12. SIN COMPLETACIÓN (SE RECUPERA TBG DE 27/8')
SSF-09	U+T	PPG	840	55,0	378	462	OK
SSF-11	U	PPS	363	56,0	160	203	LEVE VARIACIÓN DE CORRIENTE
SSF-12B	T	PPS	2930	72,0	820	2110	DRENAR GAS
SSF-14	T	PPS	792	72,0	222	570	14-OCT-07. FINALIZA WO # 19.
SSF-15A	U+G-2	CPG	0		0	0	POZO CERRADO. COMUNICACIÓN TBG-CSG
SSF-15B	T	CPHJ	0		0	0	POZO CERRADO

TABLA 1.6 CONTINUACIÓN

POZO	ACTUAL		FORECAST OCTUBRE 2007				OBSERVACIONES
	ZONA	METODO	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	
SSF-16	U	CPS	0		0	0	POZO CERRADO
SSF-17	T	PPS	1459	80,0	292	1167	POZO CON ALTA TENDENCIA CORROSIVA
SSF-19	U+T	PPS	578	73,0	156	422	CHEQUEAN TUBERÍA. LIMPIA. NO SE PUEDE DRENAR (Centro Poblado)
SSF-20B	U	PPS	724	66,0	246	478	TOMAR NIVEL DE FLUIDO
SSF-22A	U+T	CPG	0		0	0	SUSPENDE WO #13. PESCADO BOMBA SN-8500. CASING COLAPSADO O ROTO
SSF-22B	U+T	PPS	3359	84,0	537	2822	LIMPIEZA DE OBSTRUCCIÓN EN LÍNEA. DRENAR GAS
SSF-23	Ts+i	PPS	3791	78,0	834	2957	LIMPIEZA DE TUBERÍA. REPONEN CABLE EN SUPERFICIE
SSF-24	T	PPS	1735	74,0	451	1284	DRENAR GAS
SSF-26	Ts+i	PPG	771	40,0	463	308	PRESURIZAN POZO Y REGULAN INYECCIÓN. GOLPEAN SET DE VÁLVULAS
SSF-27	U	PPS	614	16,0	516	98	TOMAR NIVEL DE FLUIDO
SSF-28	U+T	PPS	1820	78,0	400	1420	REPONEN CABLE EN SUPERFICIE. DRENAR GAS
SSF-29	T	CPS	0		0	0	POZO CERRADO
SSF-30	U	CPS	0		0	0	POZO NO APORTA. COMUNICACIÓN TBG-CSG
SSF-31	T	CPHJ	0		0	0	POZO CERRADO. BAJO APORTE Y ALTO BSW. SIN COMPLETACIÓN
SSF-35	U	PPS	775	44,0	434	341	DRENAR GAS. SUBEN FRECUENCIA DE 58 A 60 HZ
SSF-36	U	PPS	920	4,6	878	42	REPONEN CABLE EN SUPERFICIE Y CAMBIAN TBG
SSF-41	U	PPS	845	56,0	372	473	OK. (PRODUCE CON FASE A TIERRA)
SSF-42B	Ts	PPS	1224	52,0	588	636	CHEQUEAN TUBERÍA. LIMPIA.
SSF-43	U+T	PPS	2470	30,0	1729	741	OK. (PRODUCE CON FASE A TIERRA)
SSF-44	U	CPG	0		0	0	POZO CERRADO POR COMUNICACIÓN TBG-CSG
SSF-45B	T	PPS	2819	39,0	1720	1099	COMUNICACIÓN TBG-CSG. SUBEN FRECUENCIA DE 58 A 60 HZ
SSF-46	U	PPH	211	6,2	198	13	CONTINÚAN PRODUCIENDO CON COMUNICACIÓN TBG-CSG
SSF-48	G-2	CPS	0		0	0	25-OCT-2007 FINALIZA WO. ABANDONO TEMPORAL
SSF-49	U	PPH	166	7,7	153	13	OK
SSF-51	BT	CPS	0		0	0	28-10-07 INICIA WO#21
SSF-52B	BT	PPS	627	16,0	527	100	DRENAR GAS
SSF-53	U	PPS	638	32,0	434	204	DRENAR GAS. PRESENCIA DE ESCALA BAJO LA CAMISA
SSF-54	BT	CPS	0		0	0	POZO NO APORTA POR COMUNICACIÓN TBG-CSG
SSF-56	T	PPS	1227	60,0	491	736	DRENAR GAS. TOMAR NIVEL
SSF-57	U	CPS	0		0	0	POZO CERRADO. ESPERA WO
SSF-59	Us	PPS	449	0,2	448	1	SUBEN FRECUENCIA DE 60 A 63 HZ. DRENAR GAS
SSF-60	T	CPS	0		0	0	POZO CERRADO POR BAJO APORTE, ALTO BSW Y COMUNICACIÓN TBG-CSG
SSF-61	T	PPS	1208	70,0	362	846	CAMBIO DE SWITCHBOARD
SSF-62B	U	PPS	1077	10,0	969	108	TOMAR NIVEL DE FLUIDO. DRENAR GAS
SSF-63	U	PPS	661	31,5	453	208	CAMBIO DE VSD Y CABLE EN SUPERFICIE. DRENAR GAS
SSF-64	Us	PPS	644	4,0	618	26	PRUEBA CONTRA TANQUE POR TENDENCIA CORROSIVA.
SSF-65	Us	PPS	456	2,0	447	9	REALIZAN LIMPIEZA A BES CON HCL Y CTU. TOMAR NIVEL
SSF-66	U	PPG	1030	0,8	1022	8	TIENE COMUNICACIÓN TBG-CSG
SSF-67	T	PPS	4986	82,4	878	4108	DRENAR GAS
SSF-68	Ts	PPS	3540	74,0	920	2620	MOTOR TRABAJA CON ALTO DESBALANCE DE CORRIENTE
SSF-69	U	PPS	1155	54,0	531	624	BES OFF POR FALLA EN LÍNEA DE ALTA
SSF-70	U+T	PPS	2322	62,0	882	1440	DRENAR GAS
SSF-71	T	PPS	3440	70,0	1032	2408	DRENAR GAS. SUBEN FRECUENCIA DE 56 A 58 HZ
SSF-72	T	PPS	380	36,0	243	137	CHEQUEAN TUBERÍA. LIMPIA. DRENAR GAS
SSF-73	U	PPS	2508	42,5	1442	1066	DRENAR GAS. INCREMENTA BSW
SSF-74	T	PPS	3236	80,0	647	2589	MOTOR TRABAJA CON DESBALANCE DE CORRIENTE
SSF-75	T	PPS	2394	75,0	599	1796	CHEQUEAN TUBERÍA. LIMPIA
SSF-76	T	PPS	4523	80,0	905	3618	07-OCT-07 FINALIZA WO#09. SUBEN FRECUENCIA A 55 HZ

TABLA 1.6 CONTINUACIÓN

POZO	ACTUAL		FORECAST OCTUBRE 2007				OBSERVACIONES
	ZONA	METODO	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	
SSF-77	U+T	PPG	1698	42,0	985	713	CHOCADO. COMUNICACIÓN TBG-CSG. PROBAR
SSF-78	U	PPS	778	1,3	768	10	OK
SSF-79	U	PPS	1212	8,0	1115	97	SUBEN FRECUENCIA DE 56 A 60. ESTABILIZAN Pwf
SSF-80	Ts+i	PPS	2970	83,0	505	2465	PRESENCIA DE ESCALA
SSF-81	Ts+i	PPS	3707	83,0	630	3077	DRENAR GAS. BAJO AISLAMIENTO
SSF-82	Ui+s	PPS	3010	23,0	2318	692	OK
SSF-83	U	PPS	649	15,3	550	99	OK
SSF-84	U	PPS	1003	81,0	191	812	OK
SSF-85	Ts	PPS	3015	74,0	784	2231	OK
SSF-86	U	PPS	610	34,0	403	207	PICOS DE ATASCAMIENTO Y PROBLEMAS EN ARRANQUE
SSF-87	T	PPG	1410	56,0	620	790	OK
SSF-88	T	PPS	1239	70,0	372	867	TIENE BAJO AISLAMIENTO
SSF-89	U	PPS	519	10,0	467	52	PRODUCE CON FASE A TIERRA
SSF-90	U	PPS	720	66,0	245	475	ESCALA EN LA MASTER
SSF-91	U	PPS	1254	41,0	740	514	TOMAR NIVEL
SSF-92	Ts+i	PPS	4068	85,0	610	3458	DRENAR GAS. BAJAR BSW
SSF-94	Ui+s	PPS	3696	85,0	554	3142	OK. CHEQUEAN TUBERÍA. LIMPIA
SSF-95	Ts	PPG	1056	3,5	1019	37	ESTABILIZA PRODUCCIÓN LUEGO DE CAMBIO DE VÁLVULAS
SSF-96H	Ui+s	PPS	556	12,0	489	67	27-OCT-07 FINALIZA WO-04. SUBE A 61 HZ
SSF-98D	T	PPS	1020	60,0	408	612	INCREMENTA BSW DE 43% A 60%. FASE A TIERRA
SSF-99	Ts	PPH	364	35,5	235	129	OK
SSF-101	Ui	PPS	575	66,0	198	380	12-10-07 FINALIZA WO#05.
SSF-102H	Ui+s	PPS	977	20,0	782	195	DRENAR GAS
SSF-105	U+T	CPHJ	0		0	0	POZO CERRADO
SSF-106D	Ui	PPS	678	66,0	231	447	BES OFF POR DESBALANCE DE CORRIENTE
SSF107D	BT	PPS	482	1,0	477	5	DRENAR GAS. TOMAR NIVEL DE FLUIDO.
SSF-108D	Ui	PPH	240	15,0	204	36	20-OCT-07 FINALIZA WO#2. PRODUCE CON MTU
SSF-109D	Ti	PPS	1123	40,0	674	449	SENSOR DESCALIBRADO, TOMAR NIVEL DE FLUIDO
SSF-110D	Ui	CPS	0		0	0	25-OCT-07 INICIA WO#3 POR COMUNICACIÓN TBG-CSG
SSF-111D	T	PPS	885	14,0	761	124	ESTABILIZA Y RECUPERA PRODUCCIÓN LUEGO DE LIMPIEZA
CRZ- SE1	Us	CPS	0		0	0	CERRADO POR ALTO BSW (91%. PRUEBA AL TANQUE)
SUBTOTAL SHUSHUFINDI			111723		43845	67878	
ESTACIÓN AGUARICO							
POZO	ACTUAL		FORECAST JUNIO 2007				OBSERVACIONES
	ZONA	METODO	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	
AGU-01	U	PPH	1222	58,9	502	720	DRENAR GAS. PROBLEMA BAJO CAVIDAD.
AGU-02	U	CP	0		0	0	POZO CERRADO
AGU-03	U	PPS	1334	52,0	640	694	PRUEBA CTK
AGU-05	U+T	CPG	0		0	0	POZO CERRADO
AGU-08	U	CPHJ	0		0	0	POZO CERRADO. SIN COMPLETACIÓN DE FONDO
AGU-09	U	CPS	0		0	0	BES OFF FASES A TIERRA EWO
AGU-10	U	PPS	0		0	0	OFF POR CONTROL DE AGUA EN ESTACIÓN
SUBTOTAL AGUARICO			2556		1143	1413	
TOTAL SHUSHUFINDI - AGUARICO			114279		44988	69291	

FUENTE: Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

1.2.3 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Las facilidades de producción respecto a tanques y separadores instalados para cada estación y del área en general, se especifican en las tablas 1.7, 1.8 y 1.9.

Tabla 1.7 Facilidades de Producción del Área Shushufindi - Aguarico

ESTACIÓN	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN
ESTACIÓN AGUARICO	<ul style="list-style-type: none"> - 2 múltiples de 5 pozos cada uno - 1 separador de prueba de 10.000 bls/día - 2 separadores de producción de 35.000 bls/día (c/u) - 1 tanque de lavado de 16.500 bls/día - 1 tanque de reposo de 12.192 bls/día
ESTACIÓN NORTE	<ul style="list-style-type: none"> - 4 múltiples de 5 pozos cada uno - 2 separadores de prueba de 15.000 bls/día (c/u) - 1 separador trifásico de producción de 30.406 bls/día - 2 separadores de producción de 35.000 bls/día (c/u) - 1 tanque de lavado de 35.840 bls/día - 1 tanque de reposo de 10.500 bls/día
ESTACIÓN CENTRAL	<ul style="list-style-type: none"> - 6 múltiples de 5 pozos cada uno - 1 separador de prueba de 20.000 bls/día - 1 separador trifásico de producción de 31.772 bls - 3 separadores de producción de 35.000 bls/día (c/u) - 1 tanque de lavado de 28.770 bls/día - 1 tanque de reposo de 72.504 bls/día
ESTACIÓN SUR	<ul style="list-style-type: none"> - 6 múltiples de 5 pozos cada uno - 2 separadores de prueba de 15.000 bls/día (c/u) - 1 separador trifásico de producción de 30.000 bls - 2 separadores de producción de 35.000 bls/día (c/u) - 1 tanque de lavado de 28.500 bls/día - 1 tanque de reposo de 22.500 bls/día
ESTACIÓN SUR-OESTE	<ul style="list-style-type: none"> - 4 múltiples de 5 pozos cada uno - 1 separador de prueba de 20.000 bls/día - 1 separador de producción de 20.000 bls - 1 separador de producción de 35.000 bls/día - 1 tanque de lavado de 8.256 bls/día - 1 tanque de reposo de 10.152 bls/día

Tabla 1.8 Capacidad de Separadores del Área Shushufindi – Aguarico

ESTACIÓN	CANTIDAD	FUNCIÓN	CAPACIDAD
AGUARICO	1	SEPARADOR DE PRUEBA	10.000 BLS
	1	SEPERADOR DE PRODUCCIÓN	35.000 BLS
	1	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN	25.000 BLS
NORTE	1	SEPARADOR DE PRUEBA	15.000 BLS
	2	SEPARADOR DE PRUEBA	15.000 BLS
	2	SEPARADORES DE PRODUCCIÓN # 2	25.000 BLS
	1	SEPARADOR FWKO	30.136 BLS
CENTRAL	1	SEPARADOR DE PRUEBA	10.000 BLS
	1	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN # 1	35.000 BLS
	1	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN # 2	35.000 BLS
	1	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN # 3	35.000 BLS
	1	SEPARADOR FWKO	31.772 BLS
SUR	1	SEPARADOR DE PRUEBA	10.000 BLS
	1	SEPARADOR DE PRUEBA	15.000 BLS
	2	SEPARADORES DE PRODUCCIÓN # 2	35.000 BLS
	1	SEPARADOR FWKO	31.772 BLS
SUR OESTE	1	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN # 1	20.000 BLS
	1	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN # 2	35.000 BLS
	1	SEPARADOR DE PRUEBA	20.000 BLS

Tabla 1.9 Tanques de Almacenamiento del Área Shushufindi - Aguarico

DESCRIPCIÓN	CENTRAL			SUR		SUR OESTE		NORTE		AGUARICO	
	LAVADO	REPOSO	OLEODUCTO	LAVADO	REPOSO	LAVADO	REPOSO	LAVADO	REPOSO	LAVADO	REPOSO
CAPACIDAD (BLS)	28,770	72,504	100,000	28,500	22,300	8,256	10,152	35,840	10,500	16,500	12,192
DIÁMETRO (PIES)	70	120	134	75	80	43	55	80	50	70	60
VOLUMEN X PIES (BLS)	685	2,014	2,495	791,6	888	258	423	896	350	687,5	508
ALTURA (PIES)	42	36	39,4	36	32	32	24	40	30	24	24
NIVEL OPER. MÁXIMO	0	32	32,2	0	28	0	20	0	26	0	20
NIVEL OPER. NORMAL	DESC.SUP.	16,1	0	DESC.SUP.	11,9	DESC.SUP.	15,9	DESC.SUP.	12,5	DESC.SUP.	12,4
NIVEL OPER. MÍNIMO	0	0	12,3	0	0	0	0	0	0	0	0
DESCARGA SUPERIOR	37,7	13,1	0	32,7	8,9	28,2	12,9	36,3	9,5	20,0	9,4
DESCARGA INFERIOR	9,1	1,2	1,1	15,1	0,11	16,0	1,6	18,6	1,4	9,4	1,0
NIVEL COLCHON DE AGUA	8,0	0	0	10,5	0	8,4	0	8,0	0	8,0	0

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN; Área Shushufindi

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

1.2.3.1 Sistema de Reinyección de Agua del Área

El sistema de reinyección es un proceso importante del desarrollo de las operaciones de producción que permite controlar el volumen total de agua de formación que en estas se produce. Este comprende de una serie de instalaciones cuyo objetivo es mejorar la calidad del agua y prolongar la vida útil de tuberías, accesorios, tanques, bombas y arena receptora.

Este estudio propone el incremento de producción de petróleo, tendiendo un efecto significativo en el incremento de producción de agua y como se puede observar en la tabla 1.10, la formación dispone de 324 años para llegar a su capacidad de saturación, es decir, que no existirían problemas si se incrementa la producción de agua, siempre y cuando esta sea previamente tratada en superficie.

Tabla 1.10 Reinyección de Agua de Formación

Barriles Reinyectados (bls)	146'072.192
Área de Formación Tiyuyacu (acres)	3'558.307
Espesor Promedio (pies)	32
Barriles de Capacidad Total (bls)	1.333.368'336.503
Barriles de Capacidad de Confinamiento (bls)	9.333'357.835,55
Promedio Anual (bls)	28'375232,04
Años	324 para llegar a su capacidad de saturación

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN; Quito

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

En la tabla 1.11, se muestran los equipos destinados a reinyección de agua en las diferentes estaciones del área Shushufindi - Aguarico. El agua producida y reinyectada a las Formaciones Tiyuyacu y Ortegua; actualmente no está siendo tratada técnicamente, causando de esta manera problemas de taponamiento de las líneas y de la formación.

Tabla 1.11 Estaciones de Reinyección de Agua

ESTACIÓN	MOTOR	BOMBAS	OBSERVACIONES
AGUARICO	2 MOTORES DE 300 HP	1 CENTRILIFT GC-8200	SE INYECTA DEL WT. 859 BLS, ALMACENADOS 1315 BLS, ALMACENADOS EN TKS. DEL SISTEMA 308 BLS. SE REQUIERE DE MANERA URGENTE UN POZO REINYECTOR.
		1 CENTRILIFT GC-6100	
		1 WOOD GROUP TE-7000	
NORTE	2 MOTORES CAT. 3508	3 WOOD GROUP TJ-12000	SE ALMACENA EN WT. 1346 BLS, ALMACENADOS 2737, ALMACENADOS EN TKS. DEL SISTEMA 1000 BLS.
CENTRAL	2 MOTORES CAT. 3508	1 REDA TJ-12000	SE ALMACENA EN WT. 513 BLS, ALMACENADOS 969. SE REQUIERE DE MANERA URGENTE UN POZO REINYECTOR.
	2 MOTORES DE 500 HP	3 WOOD GROUP TJ-12000	
SUR	3 MOTORES DE 500 HP	3 WOOD GROUP TJ-12000	ALMACENADOS 0 BLS, ALMACENADOS EN TKS. DEL SISTEMA 2937 BLS,
		1 REDA TJ-12000	
		2 CENTRILIFT P100	
SUROESTE	3 MOTORES CAT. 3508	3 WOOD GROUP TJ-12000	ALMACENADO 0 BLS, ALMACENADOS EN TKS. DEL SISTEMA 0 BLS.

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN; Área Shushufindi

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

1.2.3.2 Sistema de Generación Eléctrica del Área Shushufindi – Aguarico

La energía eléctrica total generada por el sistema de Petroproducción y Ecuapet del Área Shushufindi es de 16.1 MW, la cual se encuentra interconectada al sistema del Distrito Amazónico, en la tabla 1.12, se describe lo que genera cada unidad.

Tabla 1.12 Disponibilidad Energética en el Área Shushufindi - Aguarico

TURBINAS DE PETROPRODUCCIÓN						
EQUIPO	TIPO DE COMBUSTIBLE	CONSUMO (GPD)	GENERACIÓN (KW)	CANTIDAD	TOTAL GENERADO (KW)	
TYPHON	DIESEL/GAS (DUAL)	8000/1200000	3000	1	3000	
TB	DIESEL/GAS	7000/1200000	2600	2	5200	
TA	DIESEL/GAS	3500/600000	800	3	2400	
TOTAL PETROPRODUCCIÓN					10600	
TURBINAS DE ECUAPET						
EQUIPO	TIPO DE COMBUSTIBLE	CONSUMO (GPD)	GENERACIÓN (KW)	N° GENERADORES		TOTAL GENERADO (KW)
				TRABAJANDO	STAND BY	
NORTE	DIESEL	6500	1100	3	1	3300
SUR	DIESEL	6500	1100	2	1	2200
TOTAL ECUAPET					5500	
TOTAL PETROPRODUCCIÓN Y ECUAPET					16100	

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN; Área Shushufindi

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

1.2.4 TRATAMIENTO QUÍMICO PARA LA REINYECCIÓN DE AGUA EN EL ÁREA SHUSHUFINDI - AGUARICO

En la tabla 1.13, se puede observar el tratamiento químico que se da al agua producida por cada estación para que pueda ser reinyectada, además el tipo de químico, la cantidad en galones por día y concentración en partes por millón (ppm) del mismo, al 31 de Octubre del 2007.

Tabla 1.13 Tratamiento Químico para la Reinyección de Agua

ESTACIÓN	BAPD (BLS)	QUÍMICOS (GAL/DÍA)						CONCENTRACIÓN (ppm)					
		AE	AC	BC	SF	CG	FL	AE	AC	BC	SF	CG	FL
SUROESTE	283873	70	309	440	155	0	0	5,9	26,1	36,6	12,9	0	0
CENTRAL	561108	113	296	706	0	0	0	4,9	13,0	31,0	0	0	0
SUR	777469	1421	482	180	123	0	0	43,7	14,9	4,4	3,9	0	4,4
NORTE	273202	88	168	551	0	0	0	7,3	14,1	47,8	0	0	0
AGUARICO	252506	71	138	556	0	0	0	6,8	13,2	55,6	0	0	0

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN; Área Shushufindi

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

1.2.5 RECUPERACIÓN MEJORADA

El campo cuenta con un sistema de inyección de agua para las formaciones "U" y "T", el mismo que se inició en noviembre de 1984.

El proyecto en su parte fundamental programó inyectar 120000 BAPD a través de 7 pozos inyectores ubicados en el flanco oeste de la estructura, con la finalidad de mantener o incrementar la presión de las formaciones "U" y "T" en la parte central y norte del Campo Shushufindi. Actualmente se encuentra suspendido.

1.3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA TECNOLOGÍA DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

1.3.1 INTRODUCCIÓN

“El Bombeo Electrosumergible es un sistema integrado de levantamiento artificial, considerado como un medio efectivo y económico de levantar altos volúmenes de fluido de grandes profundidades bajo una variedad de condiciones de pozo. Es más aplicable en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación gas - petróleo; en la actualidad estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos gasíferos, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos de altas temperaturas y de diámetro reducido.”⁵

Los componentes del sistema de bombeo electrosumergible pueden ser clasificados en dos: ***Equipo de Superficie*** y ***Equipo de Subsuelo***.

La instalación de superficie consta de un banco de tres transformadores de una fase, transformador de tres fases o autotransformador, controlador de motor (o tablero de control), caja de venteo y cabezal de pozo electrosumergible donde el cable de energía redondo o plano puede ser encajado.

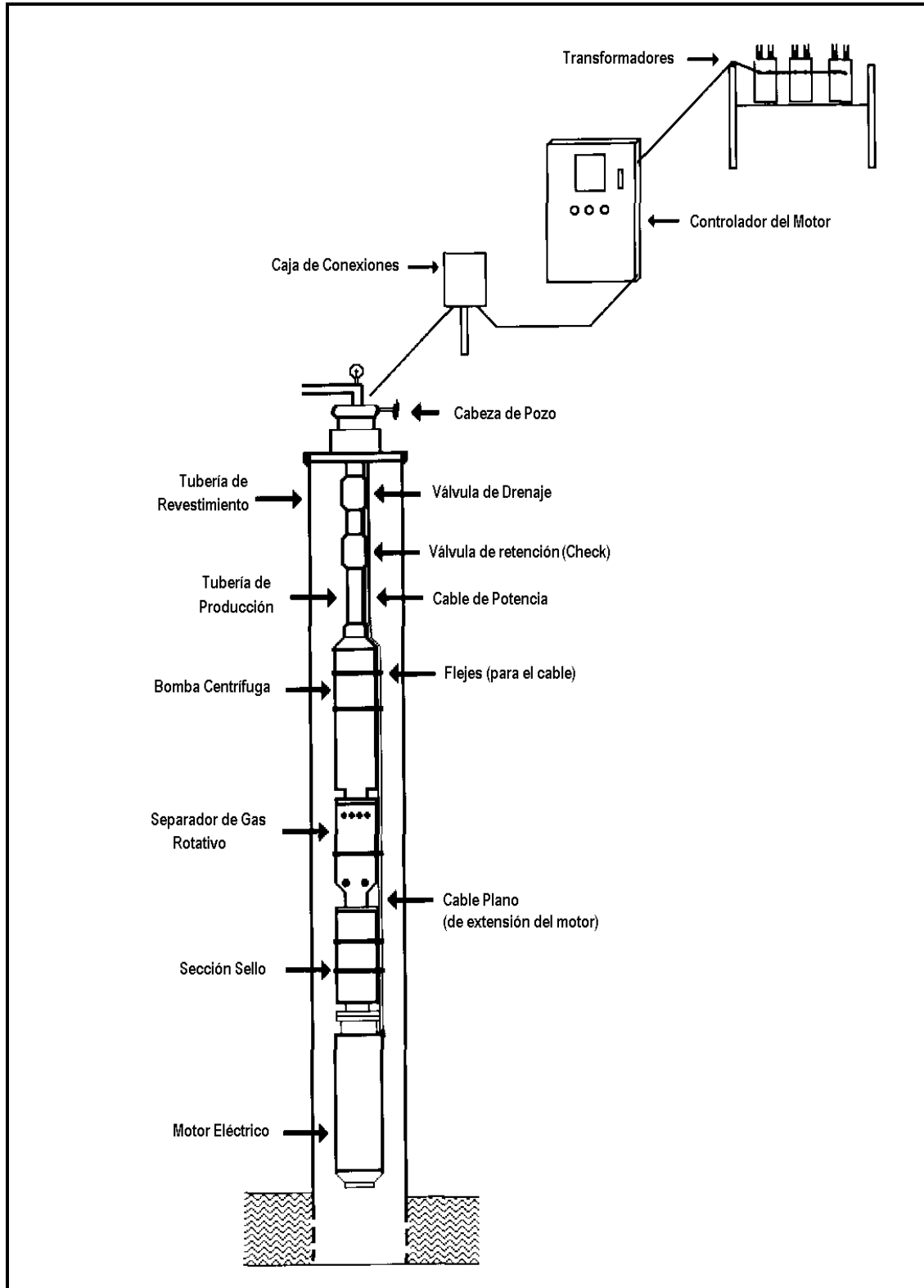
La instalación de subsuelo consiste de motor eléctrico, protector, sección de admisión, bomba centrífuga multietapa y cable eléctrico. El cable de potencia transmite la energía eléctrica desde la superficie hasta el motor y está sujetado mediante flejes metálicos al equipo y a la tubería de producción.

Se puede tener varios componentes adicionales como: centralizador, sensor de fondo, separador de gas, intake o succión, válvula de retención, válvula de drenaje y diversos medios de asegurar el cable al costado de la tubería de producción y los soportes de la cabeza del pozo.

La figura 1.3, muestra los componentes del sistema de bombeo electrosumergible.

⁵ Manual BAKER HUGHES CENTRILIFT; Product Catalog

Figura 1.3 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: BAKER HUGHES CENTRILIFT; Product Catalog

1.3.2 COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUPERFICIE

El equipo de superficie proporciona la energía eléctrica al motor electrosumergible y permite proteger, controlar y monitorear su funcionamiento. Los componentes principales del equipo de superficie del sistema de bombeo electrosumergible son:

- Cabezal del pozo
- Caja de Conexiones
- Transformadores
- Controladores del Motor

1.3.2.1 Cabezal de Pozo

El cabezal del pozo está diseñado para soportar el peso del equipo de subsuelo y mantener el control del pozo en el anular y tubing. Provee las facilidades para instalar el cable de potencia con un sello, que proporciona hermeticidad y control de los fluidos del pozo; puede resistir presiones diferenciales de hasta 10000 psi. Incluye estranguladores ajustables, colgadores de la tubería de producción y válvulas de alivio. La figura 1.4, representa el cabezal del pozo de BES.

Figura 1.4 CABEZAL DEL POZO



FUENTE: Pozo del Área Shushufindi

1.3.2.2 Caja de Conexiones (Venteo)

Una caja de conexiones (figura 1.5), también llamada Caja de Venteo está localizada entre el cabezal del pozo y el tablero de control por razones de seguridad.

Realiza tres funciones: (1) provee un punto para conectar el cable proveniente del controlador al cable del pozo, (2) permite desfogar a la atmósfera el gas que pueda subir por el cable de potencia desde el fondo del pozo y (3) suministra puntos de prueba fácilmente accesibles para la revisión eléctrica de los equipos de subsuelo.

Figura 1.5 CAJA DE CONEXIONES



FUENTE: Schlumberger REDA

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

1.3.2.3 Controladores del Motor

El panel de control es una caja con muchas partes eléctricas instaladas para proteger y diagnosticar los equipos de fondo. Entre los dispositivos adicionales incluyen sistemas de encendido de carga baja y controles de la velocidad del variador de frecuencia.

Existen tres tipos de Controladores del Motor diseñados especialmente para las unidades de bombeo electrosumergible:

- Panel de Control de Velocidad Fija (Switchboard)
- Controlador de Velocidad Variable (VSC)
- Arrancador Suave

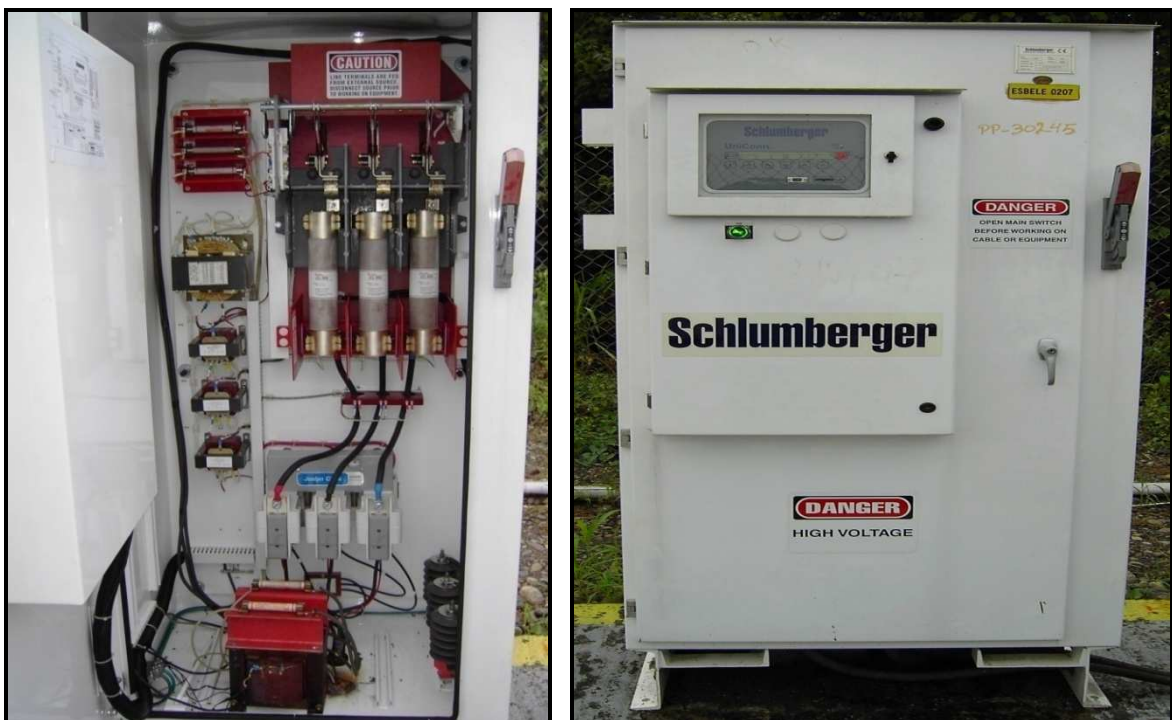
1.3.2.3.1 Panel de Control de Velocidad Fija (Switchboard)

Es un tablero de control de frecuencia fija, especialmente diseñado para ser usado con equipos BES. Es usado en conjunto con un controlador, el cual protege al motor y al cable de descargas de alto voltaje.

El controlador protege al sistema de bombeo electrosumergible de sobrecarga y baja carga, desbalance de la corriente y arranques excesivos, bloqueando la producción por medio de una válvula de control en superficie.

Un Switchboard es presentado en la figura 1.6.

Figura 1.6 PANEL DE CONTROL (SWITCHBOARD)



FUENTE: Schlumberger REDA

1.3.2.3.2 Controlador de Velocidad Variable (VSC)

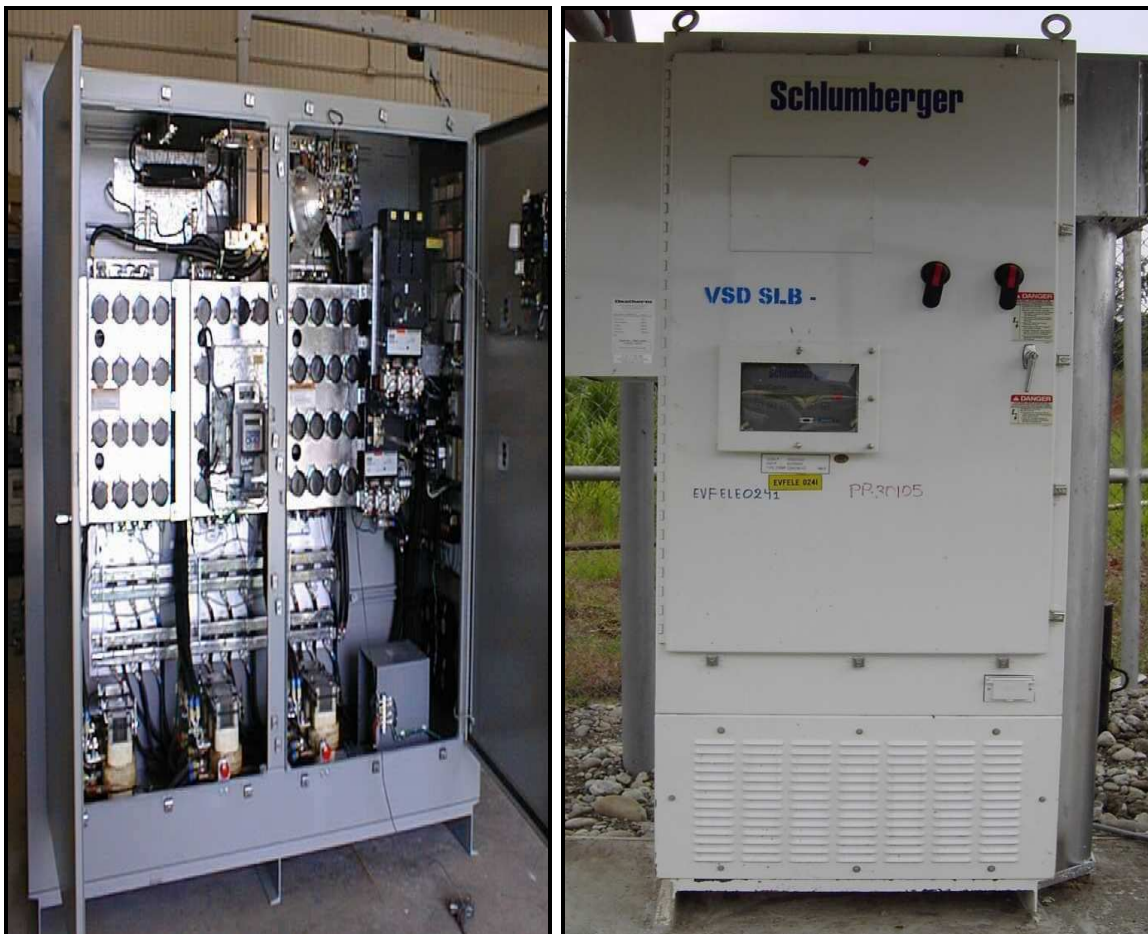
Este dispositivo es diseñado e instalado para cambiar la frecuencia de la corriente suministrada al motor controlando así la velocidad en el eje del equipo de fondo para un óptimo funcionamiento.

Proporciona flexibilidad para ajustar y mejorar las condiciones de producción deseadas (tasa de flujo).

Puede ser programado para situaciones especiales tales como encendidos sin sobrecarga, con torques constantes, descarga del fluido de control, arranques programados después de un paro del equipo y otros.

La figura 1.7, ilustra un variador de frecuencia.

Figura 1.7 VARIADOR DE FRECUENCIA (VSC)



FUENTE: Schlumberger REDA

1.3.2.3.3 Arrancador Suave

El arrancador suave reduce los esfuerzos eléctricos y mecánicos que se asocian con el arranque de los equipos electrosumergibles para aplicaciones de baja profundidad. Este es similar a un panel de control estándar, hace caer el voltaje en los terminales del motor durante la fase inicial del arranque.

El arranque suave se logra controlando la cantidad de potencia entregada al motor a medida que toma velocidad.

1.3.2.4 Transformadores

La distribución de la energía eléctrica primaria en los campos petroleros se realiza a voltajes intermedios, tal como 6,000 voltios o más. El equipo electrosumergible funciona con voltajes entre 250 y 4000 voltios, es decir el voltaje del sistema primario no es compatible con los requerimientos de voltaje de superficie, por lo tanto, es necesario un transformador para que realice la transformación del voltaje de distribución.

Un transformador no genera potencia eléctrica, simplemente la transfiere de un devanado a otro por inducción magnética.

Se dispone de configuraciones de bancos de transformadores de tres fases simples, transformadores estándar de tres fases y autotransformadores de tres fases para uso electrosumergible. Estos son llenados de aceite, tienen unidades propias de enfriamiento que son diseñadas para convertir la línea de voltaje primario al requerimiento del voltaje del motor. Están equipados con machos para proveer una flexibilidad máxima.

Se debe tener en cuenta que siempre se debe poner el voltaje que más se acerca al calculado, pero *jamás* mayor a este porque se podría producir una falla por sobre voltaje.

Los transformadores tienen un panel provisto de taps como se puede observar en las figura 1.8, mediante los cuales se puede conseguir el voltaje necesario para el funcionamiento de los controladores del motor y del motor.

Figura 1.8 TAPS DEL PANEL DEL TRANSFORMADOR



FUENTE: Schlumberger REDA

Los transformadores están disponibles para cualquier rango común de voltajes y se clasifican en:

- Transformador Primario
- Transformador Secundario

1.3.2.4.1 Transformador Primario

Se usa para reducir el voltaje de la línea primaria hasta un voltaje que puede ser manejado por el Tablero de Control o un Variador de Frecuencia.

Si se usa un Tablero de Control, el voltaje de salida será el voltaje requerido por el motor. Si se usa un Variador de Frecuencia, el voltaje de salida será el voltaje requerido por este equipo y será necesario utilizar un transformador secundario.

Puede ser un solo transformador trifásico o un banco de tres transformadores monofásicos. La figura 1.9, representa un transformador primario.

Figura 1.9 TRANSFORMADOR PRIMARIO



FUENTE: Schlumberger REDA

1.3.2.4.2 Transformador Secundario

Se utiliza cuando se instala un Variador de Frecuencia, para elevar el voltaje hasta los requerimientos del motor. Se lo conoce como "Transformador Elevador".

Puede ser un solo transformador trifásico o un banco de tres transformadores monofásicos. La figura 1.10, ilustra un transformador secundario.

Figura 1.10 TRANSFORMADOR SECUNDARIO



FUENTE: Schlumberger REDA

1.3.3 COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUBSUELO

El equipo de subsuelo se suspende de la tubería de producción y cumple la función de levantar la columna de fluido necesaria para que el pozo produzca. Los componentes principales del equipo de subsuelo del sistema de bombeo electrosumergible son:

- Motor Electrosumergible
- Protector o Sección Sellante (Sello)
- Bomba Electrosumergible
- Cable de Extensión (Motor Lead Extensión – MLE)
- Cable de Potencia
- Separador de Gas
- Sensor

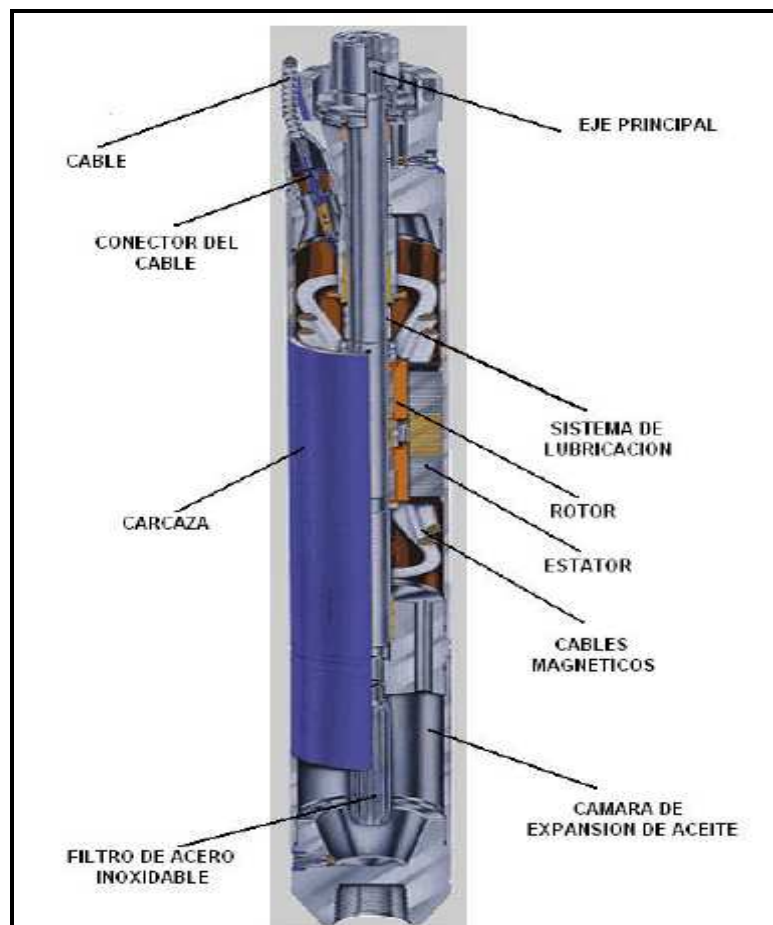
1.3.3.1 Motor Electrosumergible

Los motores electrosumergibles son trifásicos, proveen energía de impulso a las bombas electrocentrífugas para que roten y aceleren a los fluidos que están siendo bombeados, operan a una velocidad de 3475 RPM a 60 Hz y 2917 RPM a 50 Hz.

Los motores están llenos de aceite de tipo mineral refinado, el mismo que provee de alta resistencia dieléctrica y conductividad térmica que facilita la refrigeración del calor generado hacia el housing del motor, el calor es transferido al fluido que pasa por la superficie externa del motor. Los componentes del motor están diseñados para resistir temperaturas de 260°C (500° F).

La figura 1.11, esquematiza un motor.

Figura 1.11 MOTOR



FUENTE: Schlumberger REDA

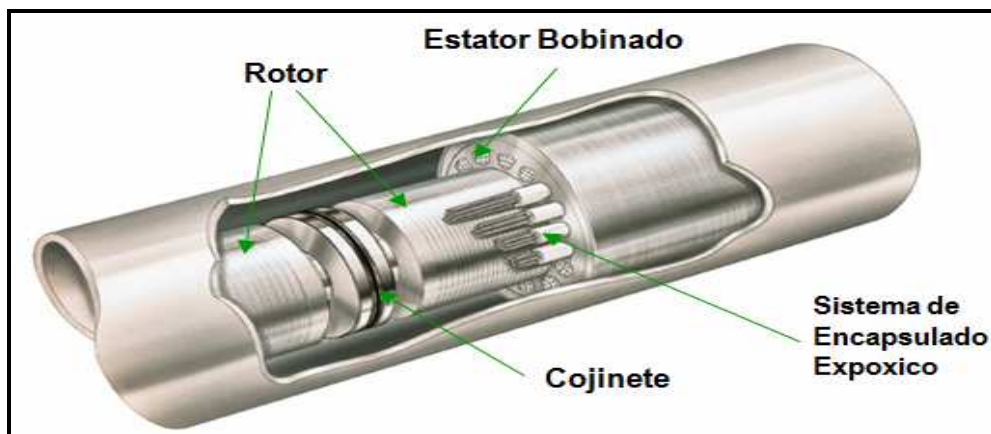
El voltaje de diseño y operación de estos motores puede ser; como valor mínimo 230 y máximo 5000 voltios; el amperaje requerido puede variar de 12 a 2000 amperios y la potencia (HP) necesaria se la obtiene del incremento de la longitud o diámetro de la sección del motor.

Los componentes básicos del motor son:

- Eje
- Rotor
- Estator bobinado

La figura 1.12, ilustra los componentes básicos de los que está formado el motor.

Figura 1.12 COMPONENTES BÁSICOS DEL MOTOR



FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

Los motores trifásicos tienen tres devanados separados, uno por cada fase, distribuidos uniformemente alrededor de la circunferencia interna de un tubo cilíndrico. Los devanados y las laminaciones se conocen como el **Estator**.

Dentro de la circunferencia interna del estator se encuentra localizado el **Rotor**. El rotor está hecho de un tubo cilíndrico con un espacio mínimo entre el diámetro exterior del rotor y el diámetro interior del estator, va montado en el eje, girando debido al campo magnético que se forma por el paso de corriente.

Los devanados del estator están conectados a una fuente de voltaje trifásica alterna que crea una corriente trifásica en el estator produciendo un campo magnético induciendo así al rotor y al eje a girar dentro del estator, siendo capaz de producir un determinado número de Potencia (HP) a un voltaje dado.

La velocidad y potencia del motor están en función de la frecuencia.

1.3.3.1.1 Serie del Motor

Se sugiere seleccionar un motor de mayor diámetro que pueda ser instalado en el casing ya que la potencia que entrega es mayor.

En la tabla 1.14, se presentan rangos de la potencia desarrollada por algunas series de motores.

Tabla 1. 14 Series y Rangos de Motores

SERIE	DIÁMETRO (pulg)	RANGO HP (60 Hz)
375	4,5	19 – 195
456	5,5	15 – 264
540	7	18 – 330
562	7	38 – 836
738	8,62	175 - 750

FUENTE: Schlumberger REDA

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

1.3.3.1.2 Tipo de Motor

La nomenclatura del motor seleccionado se designa con dos letras que está detallado en la tabla 1.15, en la que consta la primera letra que indica la capacidad de trabajo del motor, la segunda letra indica las características internas del tipo de aislamiento del motor, el significado, la potencia del motor y la temperatura a la que opera el motor.

K: Devanado convencional y barniz

X: nuevo material de devanado patentado, no usa barniz

Tabla 1.15 Tipo de Motores Eléctricos para BES

Primera letra	Significado	HP	Segunda letra	Significado	Temperatura (F)
S	Estándar	Fija	K	Devanado convencional a barniz	250 – BHT
P	Alto comportamiento	Fija			250 – BHT
M	Intermedio	Fija	X	Nuevo material de devanado patentado, no usa barniz	300 – BHT
R	Óptimo	Variable			400 – Temperatura interna del motor
H	Medio caliente	Variable			500 – Temperatura interna del motor

FUENTE: REDA “Curso avanzado de BES”

1.3.3.1.3 Configuración del Motor, Voltaje, Amperaje

Los motores de igual potencia tienen diferentes voltajes y amperajes y se debe generalmente al balance de pérdidas en el cable de potencia. En la tabla 1.16, se detalla los diferentes voltios; para una misma potencia del motor.

Tabla 1.16 Voltaje Diferente para una misma Potencia de un Motor

TIPO	VOLTAJE (V)	HP (KVA)	AMPERAJE (A)	LONGITUD (pies)	PESO (lb)
S	1354	180	83	26,7	1793
S	2313	180	47,5	26,7	1793
S	1058	200	113	29,4	1978
S	2194	200	55,5	29,4	1978

FUENTE: REDA “Curso avanzado de BES”

Para un bajo voltaje, implica alto amperaje y por lo tanto mayor caída de voltaje en el cable de potencia, pero con mayor amperaje la eficiencia del sistema disminuirá.

1.3.3.1.4 La Potencia de la Placa del Motor

Es la máxima potencia recomendada por el fabricante para la operación; generalmente se utiliza el 95% de este valor.

1.3.3.1.5 El Voltaje de Placa del Motor

Es el valor que se debe disponer en los terminales del motor para generar la potencia requerida, se debe considerar la pérdida de voltaje que produce la longitud y tipo de cable, para determinar el valor correcto en superficie.

1.3.3.1.6 La Corriente de Placa

Es el valor requerido por el motor a la potencia y voltaje de fábrica.

1.3.3.1.7 La Eficiencia del Motor

Es la relación de potencia de salida y la potencia de entrada. La eficiencia operativa debe estar entre 80 o más del 90% y varía con la carga.

1.3.3.2 Protector o Sección Sellante (Sello)

El Protector está ubicado entre el motor y la bomba, puede ser instalado como una unidad simple o en tándem.

El sistema de protectores consiste de una cabeza, base, eje, sección de sello (tipo laberinto o bolsa) y un cojinete de empuje.

La nomenclatura para denominar los protectores comienza desde la cabeza y sigue hacia la base, se denomina de acuerdo a las cámaras de sello utilizadas y a la forma en que se conectan entre sí; puede ser en serie o en paralelo, cuya nomenclatura es:

- L: Cámara tipo laberinto
- B: Cámara tipo bolsa
- P: Conexión tipo paralelo
- S: Conexión tipo serie
- HL: Cojinete de alta carga

Por ejemplo:

Un protector BSBSL – HL es un protector de tres cámaras, dos conectadas en serie y una en paralelo, con un cojinete de alta carga.

Su función principal es la de proteger al motor de la contaminación por los fluidos del pozo. Además, sirve de conexión entre el eje del motor y el eje de la bomba, absorbiendo el empuje axial generado por la bomba.

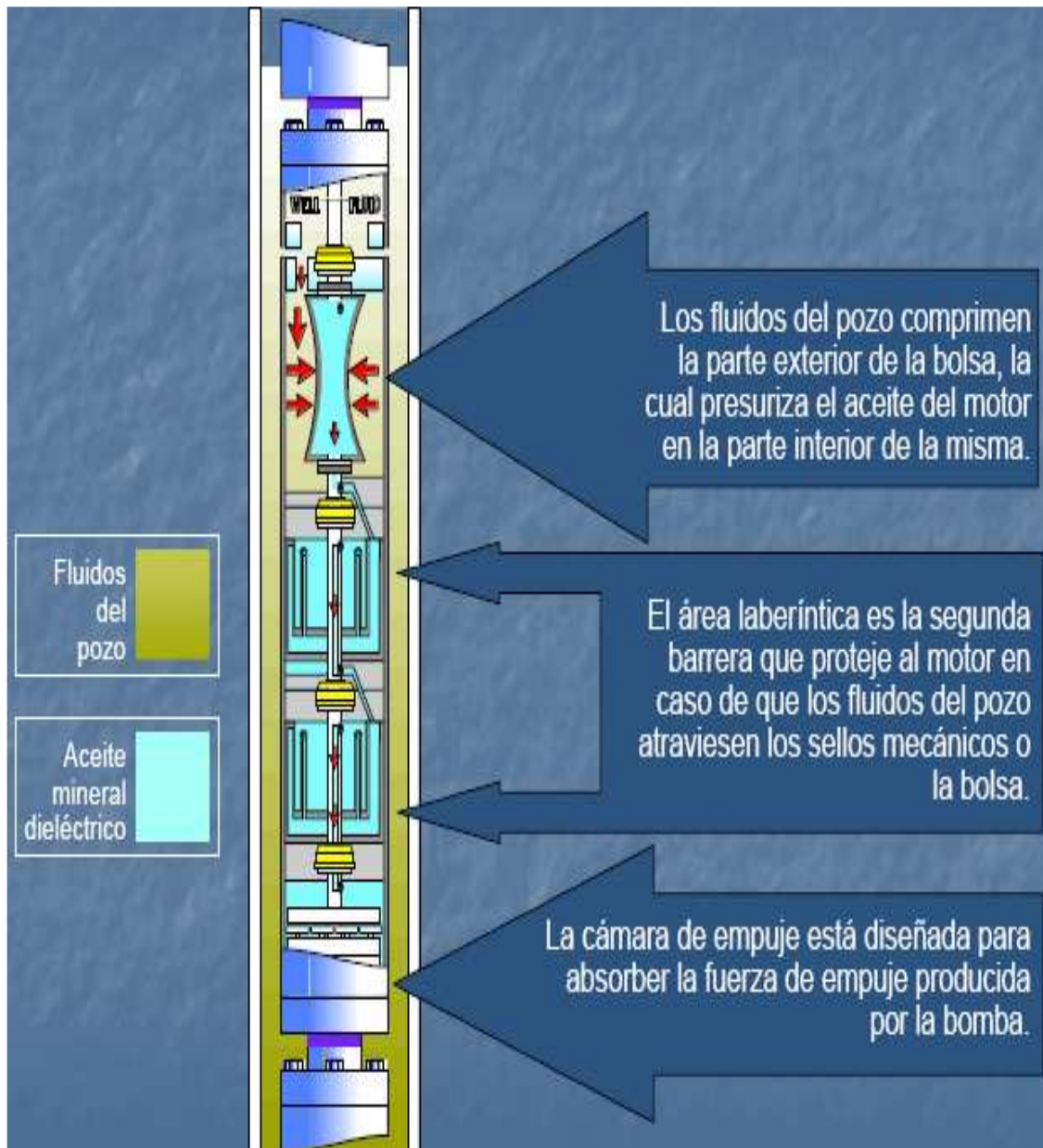
Proporciona un volumen de aceite para compensar la expansión y la contracción del aceite del motor debido al incremento de temperatura del motor cuando la unidad está operando y a la temperatura de fondo del pozo.

Equilibra la presión del pozo con el aceite del motor y la presión interna del motor a la presión del espacio anular, evitando la entrada del fluido del pozo al motor, lo cual podría causar fallas dieléctricas prematuras.

La sección sello contiene múltiples **sellos mecánicos** montados en el eje que evitan que el fluido del pozo ingrese por el eje. Un **sistema de bolsas** que proporcionan una barrera positiva para el fluido del pozo. **Cámaras laberínticas** que proveen la separación del fluido en base a la diferencia de densidades entre el fluido del pozo y el aceite del motor.

La figura 1.13, muestra la sección sellante.

Figura 1.13 SECCIÓN SELLANTE



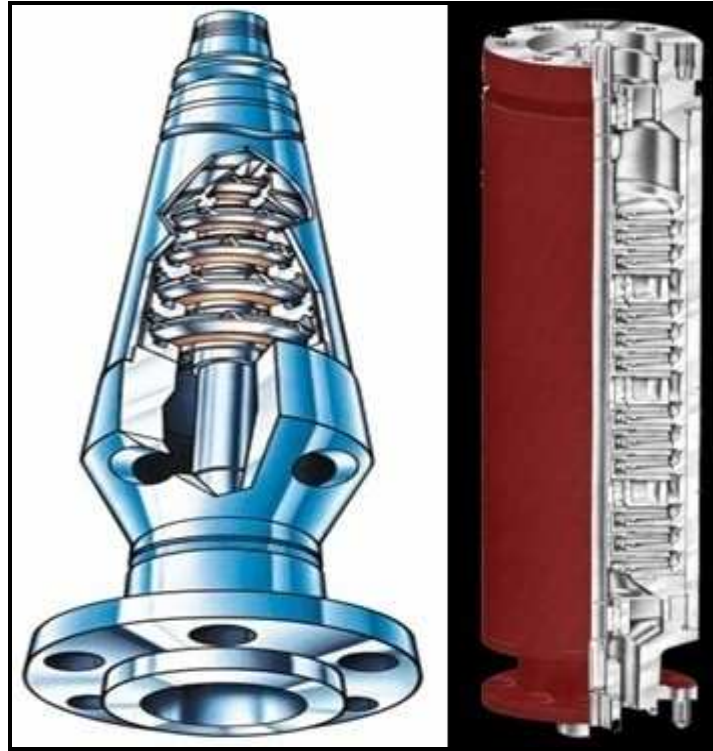
FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

1.3.3.3 Bomba Electrosumergible

Las bombas electrosumergibles son bombas centrífugas multietapa las cuales están construidas en diferentes diámetros dependiendo del espacio disponible en el pozo.

La figura 1.14, ilustra una bomba electrosumergible.

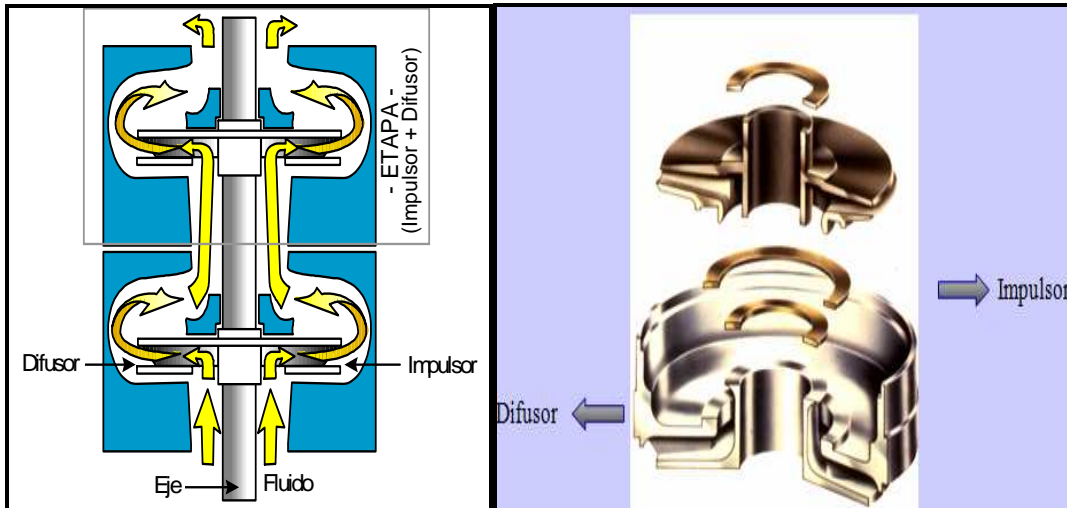
Figura 1.14 BOMBA CENTRÍFUGA MULTJETAPA



FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

La **etapa de la bomba centrífuga** consiste de un impulsor y un difusor que trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazado, siendo este la parte rotativa que genera fuerzas centrífugas que aumentan la velocidad del fluido (energía potencial más energía cinética). La parte estacionaria (difusor), dirige el fluido de la forma adecuada al siguiente impulsor y transforma parte de la energía cinética en energía potencial o presión. Esta etapa se muestra en la figura 1.15, se superpone varias etapas para obtener la altura de columna deseada.

Figura 1.15 ETAPA DE UNA BOMBA



FUENTE: BAKER HUGHES Centrillift

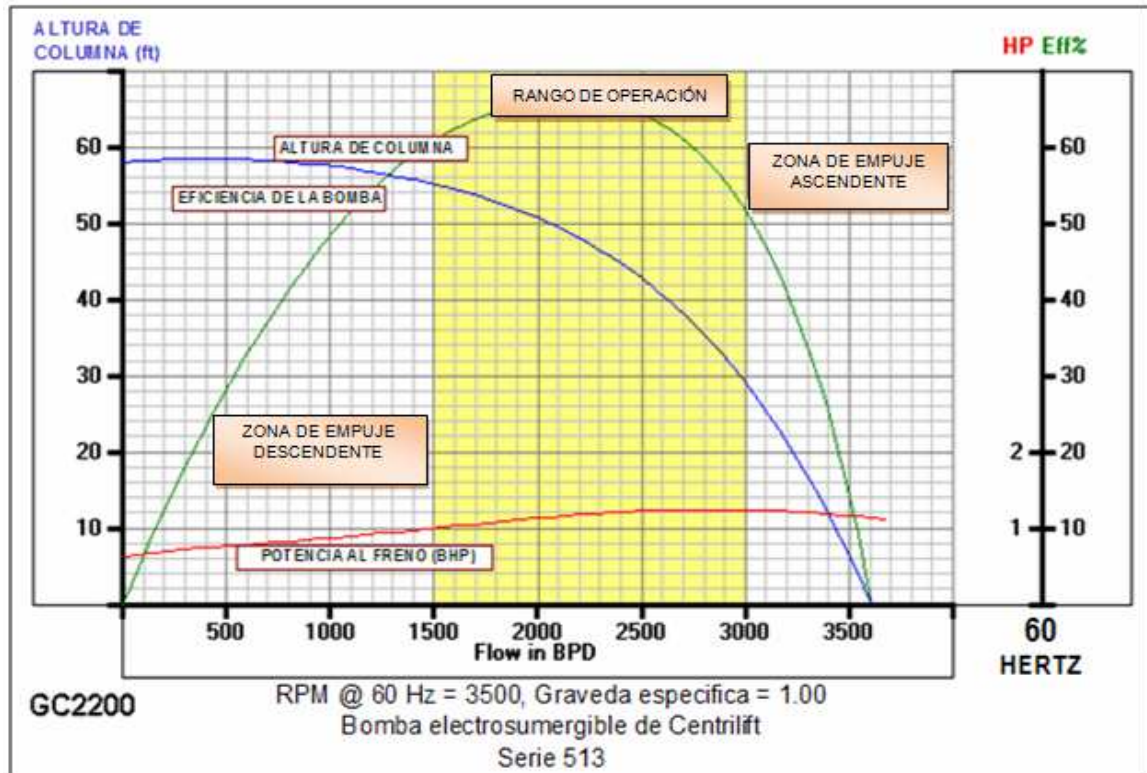
Esta fuerza puede variar desde un valor bajo en el punto de operación máximo con una fuerza de empuje creciente hacia el punto mínimo de operación. Están diseñadas de esta manera para asegurar un funcionamiento hidráulico estable. Por lo tanto, la bomba debe funcionar dentro del rango de operación recomendado para proporcionar una vida útil óptima. Las bombas que funcionan fuera de este rango, tendrán una vida útil reducida y pueden tener un efecto negativo en los otros componentes del sistema electrosumergible.

La capacidad de descarga de la bomba centrífuga electrosumergible depende de la velocidad de rotación (RPM), del diseño de la etapa, la presión hidrostática y las propiedades físicas del fluido que está siendo bombeado.

1.3.3.3.1 *Análisis de las Curvas de las Bombas*

La figura 1.16, muestra la curva de desempeño de una bomba de una etapa para un diámetro mínimo de casing, operando a 60 Hz, utilizando agua (Sp. Gr. = 1) como fluido de ensayo.

Figura 1.16 CURVA CARACTERÍSTICA PARA UNA ETAPA A 60 Hz



FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

La *Curva de Altura de Columna (Head Capacity)* es la altura total requerida en [ft] para bombear la capacidad de fluido en [BPD]. Se puede observar que cuando la capacidad aumenta, la altura de la columna total (o presión) que la bomba es capaz de desarrollar se reduce. La columna más alta que una bomba puede desarrollar, es en un punto que no existe flujo a través de la bomba; esto es, cuando la válvula de descarga está completamente cerrada.

La *Curva de Potencia al Freno (Brake Horse Power)* es traza en base a datos de la prueba de desempeño real. Esta es la potencia real requerida por la bomba centrífuga, en función del caudal producido para entregar el requerimiento hidráulico.

La *Curva de Eficiencia (Pump Efficiency)* indica el porcentaje de cuan eficiente es la transformación de la energía mecánica en energía hidráulica, en función del caudal para cada tipo de etapa.

En la curva para cada etapa determinada se puede diferenciar tres zonas: Zona de empuje descendente, Rango operativo y Zona de empuje ascendente.

Zona de Empuje Descendente (Downthrust)

El impulsor experimenta un empuje descendente, cuando la bomba está operando hacia la izquierda del punto de máxima eficiencia, la tasa de flujo es menor y la bomba puede sufrir desgaste.

En esta zona de operación las arandelas de empuje descendente hacen contacto con el difusor.

Rango operativo (Operating Range)

Este es el rango en el cual la bomba opera con máxima eficiencia. El rango operativo define dos instancias de funcionamiento de la bomba.

- Zona de bajos empujes ascendentes y descendentes y
- Zona de alto rendimiento

Zona de Empuje Ascendente (Upthrust)

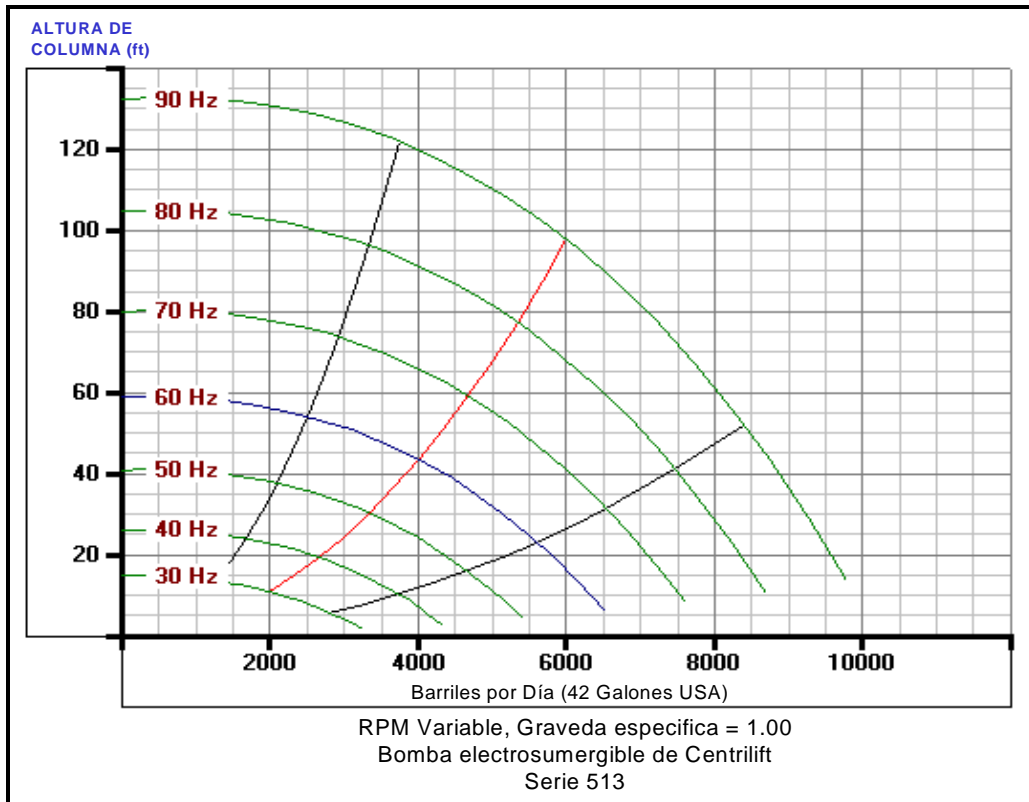
El empuje ascendente se da cuando la bomba está operando hacia la derecha del punto de máxima eficiencia, la tasa de flujo es mayor y la bomba puede sufrir desgaste por empuje. En toda esta zona de operación las arandelas de empuje ascendente están en contacto con el difusor.

Se tiene también, las curvas de bombas con velocidad variable o frecuencia variable. Este tipo de gráfico se denomina "**Tornado**" y se representa en la figura 1.17.

En ella está representado el desempeño de una etapa para un diámetro mínimo de casing a distintas frecuencias de funcionamiento, utilizando (Sp. Gr. =1) como fluido de ensayo. Cada curva representada es identificada con la frecuencia.

Los BHP están valorizados para los puntos de máxima eficiencia para las distintas frecuencias.

Figura 1.17 CURVA DE LA BOMBA PARA FRECUENCIA VARIABLE



FUENTE: BAKER HUGHES Centrillift

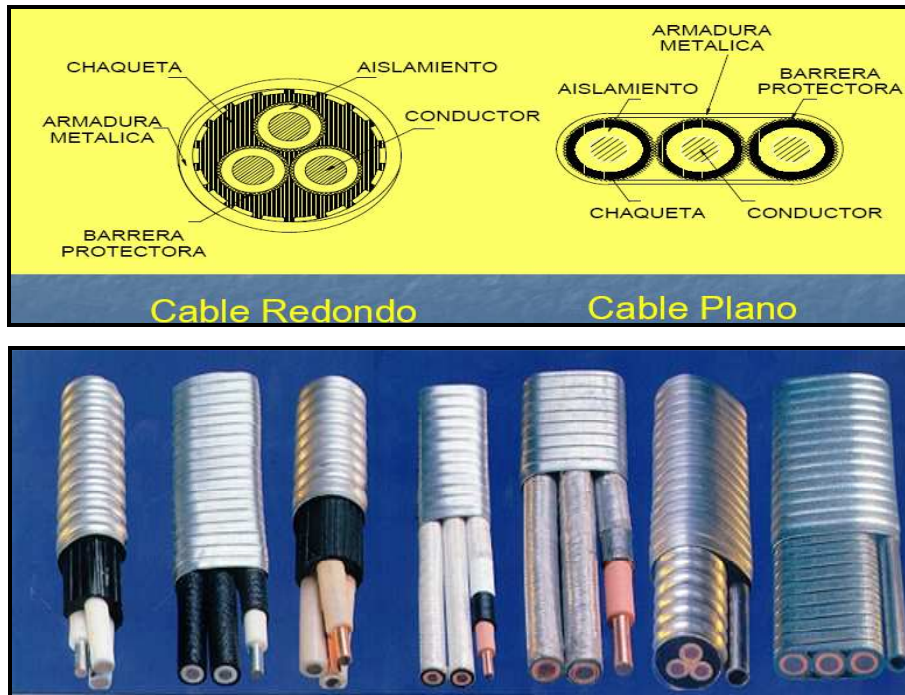
1.3.3.4 Cable de Extensión (Motor Lead Extension – MLE)

La energía es provista al motor eléctrico por un cable eléctrico. El cable de extensión del motor va desde el motor a lo largo de la sección sello, el separador de gas, y la bomba, más un mínimo de 6 pies por encima de la cabeza de descarga de la bomba. Existe una amplia gama de diseños de cables planos y redondos para los requerimientos del motor, dependiendo del espacio disponible en el pozo, estos cables aislados pueden ser instalados en temperaturas de pozos que exceden los 300°F.

El cable tiene una armadura de acero, bronce y monel dependiendo de las condiciones de pozo y requerimientos.

La figura 1.18, ilustra los tipos de cables y la estructura del cable.

Figura 1.18 TIPOS DE CABLES Y ESTRUCTURAS



FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

1.3.3.5 Cable de Potencia (Power Cable)

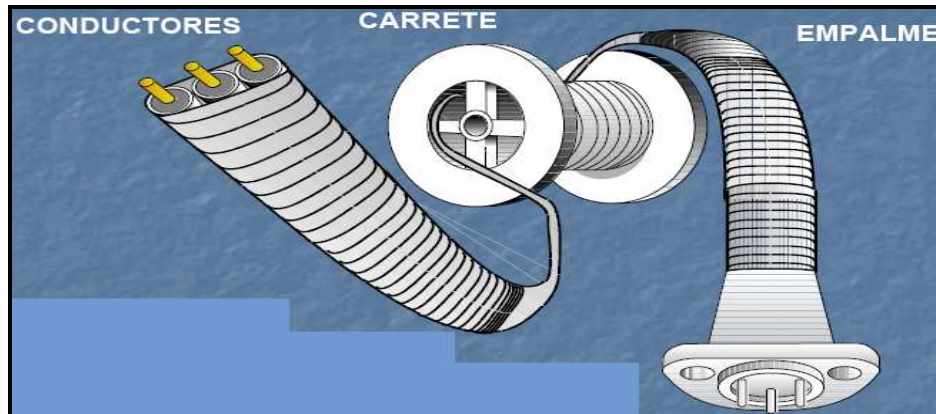
La potencia es transmitida desde la superficie del pozo hasta el motor electrosumergible por medio de un cable de potencia, el cual se fija al equipo y a la tubería de producción por medio de flejes o protectores sujetadores especiales. Está hecho de diferentes materiales conductores recubiertos por una envoltura protectora que asegura su integridad bajo las condiciones operativas y de los medios en los que trabajan.

La caída de voltaje, la temperatura y los fluidos circundantes deben ser considerados durante el diseño y proceso de selección. Vienen en dos configuraciones básicas: planos y redondos.

Los elementos que acompañan al cable se ilustran en la figura 1.19 y son:

- Conductores
- Carrete
- Empalme

Figura 1.19 ELEMENTOS DEL CABLE



FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

1.3.3.6 Separador de Gas

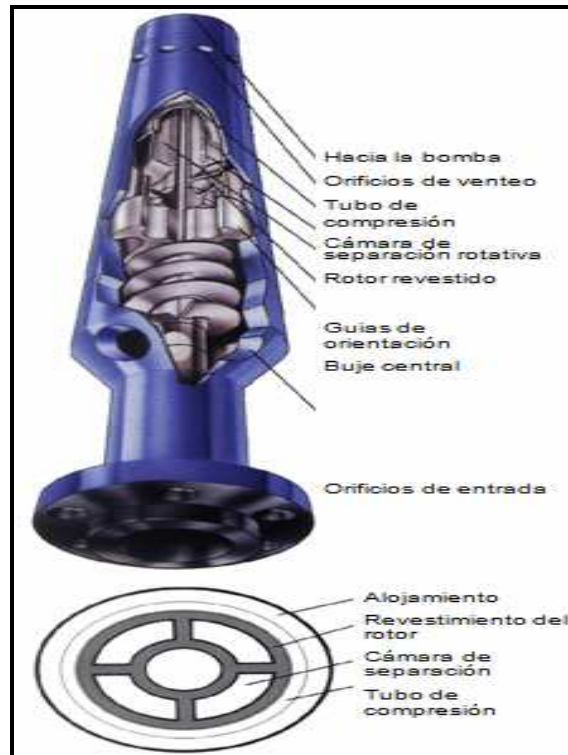
Los separadores de gas son usados en pozos con elevada relación gas-aceite (alto GOR) y que causan interferencia con el rendimiento de la bomba; funciona mediante fuerzas centrífugas separan el líquido del gas antes que ingrese a la bomba.

El diseño de la bomba, le permite operar normalmente con un porcentaje de gas libre de 12% por volumen. Si el gas libre presente en la entrada de la bomba es de más del 12%, afectará su funcionamiento e incrementará la posibilidad de cavitación o bloqueo por gas en la bomba. Cuando el gas libre presente en la entrada de la bomba se aproxima a este rango es recomendable el uso de separador de gas.

El separador de gas típico tiene un rango de eficiencia de 80% a 95%. La eficiencia del sistema se ve afectada por los volúmenes, la composición y las propiedades del fluido. Los dispositivos de separación de gas se conectan frecuentemente en tándem para mejorar la eficiencia total en aplicaciones con elevada cantidad de gas libre. Hay dos tipos: estático y rotario (centrífugo y tipo vórtice)

La figura 1.20, representa a un separador de gas.

Figura 1.20 SEPARADOR DE GAS



FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

La eficiencia del separador se determina de la siguiente manera:

$$\text{Eficiencia (\%)} = \text{Gas libre separado} / \text{gas libre disponible}$$

La eficiencia de separación no es un número fácil de predecir debido al número de variables involucradas. Algunos valores promedios se presentan en la tabla 1.17.

Tabla 1.17 Eficiencias de Separadores de Gas

TIPO DE SEPARADOR	EFICIENCIA DE SEPARACIÓN	% DE GAS QUE PASA A LA BOMBA
Intake Estándar	0 – 20 %	80 – 100 %
Flujo Inverso	25 – 50 %	50 – 75 %
Rotativo	80 – 95 %	5 – 20 %

FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

1.3.4 EQUIPOS ADICIONALES

Entre los equipos adicionales tenemos:

- Centralizador
- Sensor de Fondo PSI o PHD
- Succión o intake
- Descarga
- Válvula de retención
- Válvula de drenaje
- Y Tool o BYPASS

1.3.4.1 Sensor de Fondo

Los sensores de fondo se instalan para monitorear y obtener datos valiosos del comportamiento de la bomba y del yacimiento, mediante el empleo de sistemas de detección de presión y temperatura en el fondo del pozo. Para los fabricantes REDA se denomina **PSI**, mientras que CENTRILIFT la abrevia como **PHD**.

El sensor tiene la capacidad de (1) monitorear continuamente la temperatura y la presión de fondo del pozo, (2) proporcionar la detección de las fallas eléctricas, (3) puede colocarse en interfase con el controlador de velocidad variable para regular la velocidad, y (4) transferencia electrónica de datos.

La figura 1.21, muestra un sensor de fondo.

Figura 1.21 SENSOR DE FONDO



FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

1.3.4.2 Centralizador

Los centralizadores son utilizados para ubicar el equipo en el centro del pozo para un apropiado enfriamiento y en algunos casos, para prevenir el daño del cable debido al rozamiento abrasivo. Si los centralizadores son usados en una instalación, se debería tener cuidado para asegurar que los centralizadores no roten o se muevan hacia arriba o hacia abajo en el tubing.

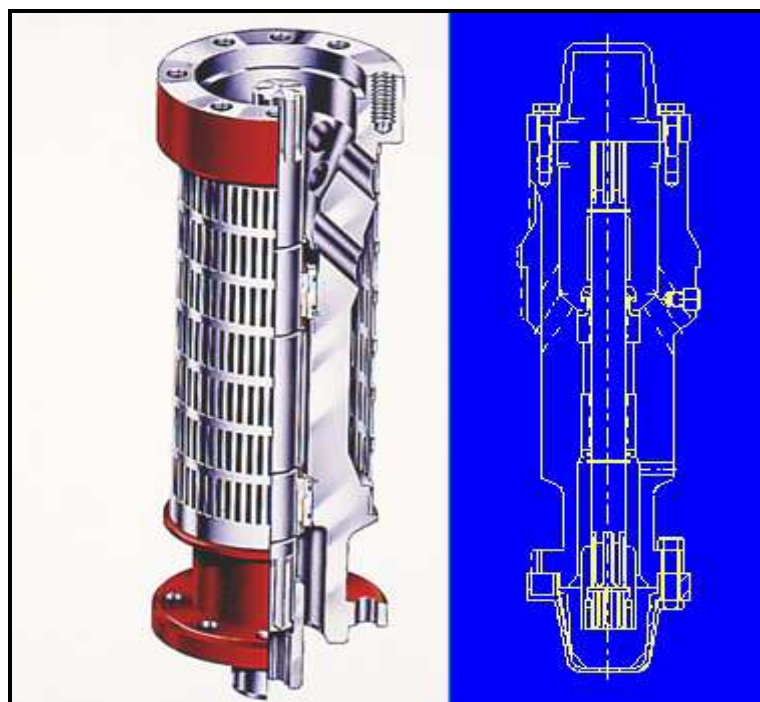
1.3.4.3 Succión o intake

Se define como entrada o "Intake" al dispositivo a través del cual entran los fluidos a la bomba. No efectúa ningún proceso de separación de gas.

La entrada de fluidos a la bomba se encuentra ubicada en la parte inferior de la bomba, en el sentido de instalación del equipo subsuelo e inmediatamente arriba del protector. Las entradas pueden ser integrales en la bomba misma o "bolt-on". Esta es una sección de entrada de tipo "bolt-on".

La figura 1.22, ilustra un intake.

Figura 1.22 INTAKE O SEPARADOR



FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

1.3.4.4 Descarga

La descarga es una adaptación por la que cuelga todo el conjunto de fondo, permite acoplar la tubería de producción con la bomba. Las bombas tándem superior tienen incorporada la descarga.

Dependiendo de la tubería de producción a instalarse, se tienen distintos diámetros de la rosca interna y la serie de la descarga debe coincidir con la serie de la bomba instalada.

La descarga puede ser construida de acero inoxidable, cuando se trabaja con fluidos corrosivos.

1.3.4.5 Válvula de retención (Check valve)

Una válvula de retención se localiza a 2 o 3 juntas sobre la descarga de la bomba, en aplicaciones donde es posible la ocurrencia de un bloqueo por gas, para mantener una columna llena de fluido sobre la bomba que sea capaz de romper el bloqueo gas. Si la válvula de retención falla o no se instala, la falta del fluido del tubing a la bomba puede causar una rotación inversa a la unidad de subsuelo cuando la bomba está paralizada.

La fuerza aplicada durante la rotación inversa puede resultar en quemar al motor, fallas del soporte de empuje o torcedura del eje.

En instalaciones donde una válvula de retención no se usa, se puede permitir un tiempo suficiente para que el tubing drene hacia atrás a través de la bomba después que el motor sea reiniciado. Un mínimo de treinta minutos es recomendado por las compañías de las bombas.

Si la bomba se llena de gas y el “gas bloquea”, hay un espacio sobre la bomba para que el gas suba, permitiendo que el gas escape de la bomba, llenando la bomba con líquido para permitir una salida y operación efectiva de la bomba. En pozos especiales de altas relaciones gas – petróleo.

1.3.4.6 Válvula de Drenado o Purga (Drain Valve)

Siempre que una válvula de retención sea usada en la sarta del tubing, una válvula de drenaje debe ser instalada sobre la válvula de retención para prevenir una reparación de una sarta de tubería mojada.

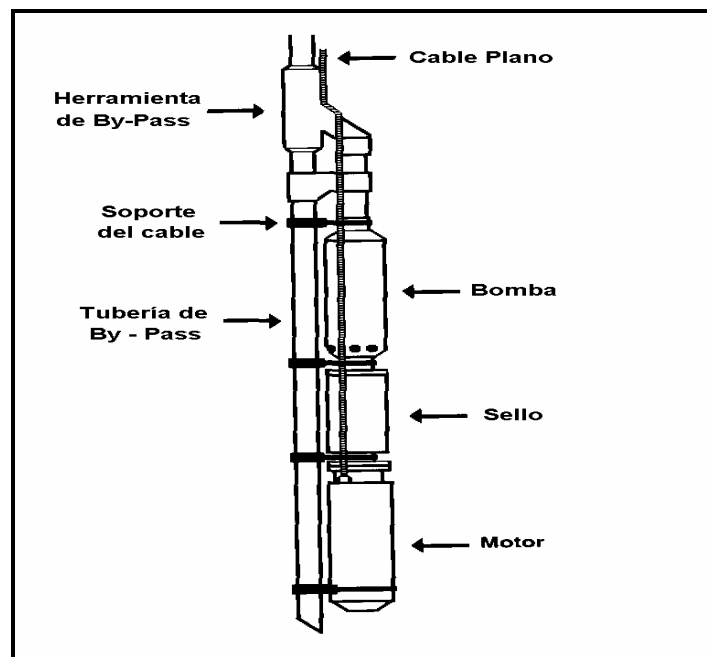
La válvula de drenaje está instalada generalmente a una unión sobre la válvula check. Si una válvula check no se corre y el pozo no tiene problemas de arena, no existe ninguna razón para correr una válvula de drenaje ya que el fluido en el tubing será drenado a través de la bomba, mientras se repare.

1.3.4.7 Y - Tool o BYPASS

La herramienta “Y” es una herramienta de producción que permite intervenir el pozo con cable (wireline) o tubería flexible si así fuera el caso. Este nuevo modelo permite registrar el comportamiento de la bomba mientras está operando.

Este se cierra automáticamente por el flujo producido por la bomba electrosumergible cuando arranca. La figura 1.23, muestra un equipo de bombeo electrosumergible con Herramienta By – Pass (Y – Tool).

Figura 1.23 BES CON HERRAMIENTA BY-PASS (Y-TOOL)



FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

La herramienta se instalará junto con la bomba y está diseñada para no afectar el funcionamiento normal de la misma.

Otros usos incluyen: el monitoreo de movimiento del agua, la circulación del pozo, la aplicación dirigida de ácidos, la perforación de nuevos horizontes, y la completación en configuración múltiple de equipo BES.

1.3.4.8 Flejes

Los flejes se utilizan para fijar el cable de potencia a la tubería de producción. Se utiliza generalmente un intervalo de 15 pies (5 metros) entre flejes. También para fijar el cable de extensión del motor a la bomba y al sello; se recomienda el uso de un fleje cada 18 pulgadas y el empleo de guarda cables para máxima protección.

Los materiales básicos utilizados en la construcción de los flejes son el acero al carbón, el acero inoxidable y el monel. Los materiales varían también en el ancho y espesor, proporcionando más fuerza y soporte.

1.3.4.9 Protectores Para Cable

Se utilizan protectores especiales para el cable aportándose mayor protección mecánica en aquellos casos donde los pozos son desviados. Estos protectores son básicamente de dos tipos:

- (1) Protectores en las uniones de la tubería ("cross-coupling") - protegen y sujetan al cable en la zona de mayor riesgo: donde el diámetro de la tubería de producción es mayor; y
- (2) Protectores para el medio de cada tubo - proveen protección adicional. Los materiales pueden variar bastante pero estos protectores son generalmente de metal colado (acero común, inoxidable, etc.) o de algún tipo de caucho.

1.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

1.4.1 VENTAJAS

- Fácil diseño y aplicable a cualquier pozo.
- Levanta grandes volúmenes y altos cortes de agua.
- No dispone de partes móviles en superficie, siendo muy conveniente en áreas urbanas.
- La ausencia de goteras en los equipos de superficie, disminuye el impacto medioambiental.
- Se puede monitorear mediante controles automatizados.
- Manejo de gas.
- El mantenimiento es rápido y limpio.
- La inversión inicial se recupera en un período de tiempo más corto que con otro tipo de levantamiento.
- Las bombas electrosumergibles tienen una ventaja sobre otros equipos en medios corrosivos. Con el uso de una bomba electrosumergible, la unidad puede ser cubierta exteriormente y la tubería de producción puede ser cubierta interiormente. No hay fatiga en una bomba electrosumergible y la acción corrosiva del H₂S no es un problema.

1.4.2 DESVENTAJAS

- El costo inicial del sistema es relativamente alto.
- Su aplicación se limita a las profundidades medias, principalmente por la degradación del aislamiento del cable y limitaciones de temperatura motor/sello.

- Impregnación de gas en el cable.
- El funcionamiento de la bomba se ve afectado significativamente por el gas libre, no siendo conveniente para pozos con RGP altas.
- El consumo de energía eléctrica es elevado y requiere que esta sea estable.
- A pesar que existen algunos equipos especiales, la vida útil del sistema se ve afectada por la producción de fluidos con arena.
- Para reparar componentes del equipo de subsuelo se requiere sacar todo el sistema usando una torre de reacondicionamiento.
- Es necesario contar con personal especializado para el control de la operación del equipo.
- Existen pocos proveedores a nivel mundial.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA SHUSHUFINDI

En este capítulo, se hacen consideraciones técnicas para seleccionar los pozos con sistema de bombeo electrosumergible, los cuales serán sometidos al análisis nodal en el Capítulo 3 y, para seleccionar los pozos con alto potencial a implementar el sistema de bombeo electrosumergible en el Capítulo 4.

2.1 CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS

Para el análisis técnico de pozos con sistema de bombeo electrosumergible, se toma en cuenta, principalmente la disponibilidad de datos confiables y actualizados, haciendo que el estudio sea más acertado, seguro y por ende el margen de error sea mínimo.

En el análisis técnico de pozos con otros sistemas de levantamiento artificial, se toma en cuenta los principales problemas que presenta el Área Shushufindi, y estos son: el alto costo de mantenimiento de los compresores utilizados para el sistema de gas lift, el tiempo de vida de los equipos que fue de 20 años y que al momento son más de 30 años que sigue operando y ponen en riesgo la vida de muchas personas, entre ellas las de las poblaciones cercanas a los pozos, además de problemas debido al alto corte de agua y, el área en general, se encuentra en la etapa de declinación de la presión del reservorio; razón por la cual, se propone cambiar el sistema de levantamiento artificial de los pozos con alto potencial, cuyo objetivo es aprovechar la capacidad de producción de los mismos y evitar las pérdidas de producción de los pozos seleccionados.

2.1.1 PRODUCCIÓN AL PUNTO DE BURBUJA

Para evitar el manejo de gas libre a través de una bomba electrosumergible, es necesario seleccionar una presión de entrada a la bomba sobre el punto de burbuja. Por consiguiente, la profundidad de asentamiento de la bomba en aquellos pozos seleccionados, está en función de la presión de succión, se considera como factor de seguridad 200 psi sobre la presión de burbuja, para evitar que la bomba cavite.

2.1.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad (IP) es una propiedad que mide el potencial del pozo o su capacidad de producir, es decir, determina el caudal óptimo que va a producir el pozo y se necesita construir la IPR (realizadas en el Anexo No. 1) en base a los parámetros del yacimiento obtenidos en los B'UP, siendo el de mayor utilidad el relacionado con el IP del pozo (IP o J), que se lo puede calcular con la siguiente ecuación:

$$IP = Q / (P_R - P_{wf}) \quad (2.1)$$

El IP se mantiene constante debido a que los pozos seleccionados producen sobre la presión de burbuja (P_b).

2.1.3 RESERVAS REMANENTES

Para Petroproducción es muy importante este aspecto, además, como este estudio propone la implementación y optimización del sistema de bombeo electrosumergible, será necesario realizar una inversión; debiendo ser esta indispensablemente rentable.

El cálculo de reservas se lo hace por el método volumétrico y el método de la curva de declinación de producción de pozos, cuyo cálculo, curvas y resultados son presentados en el Anexo No. 2.

2.1.4 EFICIENCIA

“El sistema electrosumergible tienen una eficiencia hidráulica total entre 40 y 50%, mientras que el sistema neumático con el incremento de la relación gas – líquido, necesita una gran cantidad de gas de inyección, buscándose optimizar esta inyección, desde una perspectiva económica y de disponibilidad. La eficiencia hidráulica total del bombeo neumático es del 20%, pero puede fluctuar entre 5 y el 30%, dependiendo del punto de inyección del gas”⁶.

2.1.5 RELACIÓN GAS – PETRÓLEO (GOR)

Es la cantidad de pies cúbicos estándar de gas contenidos en un barril de petróleo, a condiciones de yacimiento y viene expresado en (PCS/BF).

El sistema electrosumergible maneja una menor cantidad de gas libre; debido a que la presencia en grandes cantidades de gas, ocasiona severos problemas, especialmente: cavitación en la bomba y disminuye su eficiencia, para evitar este inconveniente, será necesaria la implementación de un separador de gas en el equipo de subsuelo.

2.1.6 PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN

La permeabilidad es la capacidad de movilizar el fluido a través de los espacios porosos de la formación hacia el pozo, por lo que es necesario considerar valores altos. Siempre que tenga un buen medio de comunicación entre la formación y el pozo y un buen empuje hidráulico, se obtendrá como resultado un considerable volumen de llenado en el pozo.

2.1.7 MONITOREO

En el sistema de bombeo electrosumergible, se tiene un mayor conocimiento y control del estado y condición del pozo, ya que cuenta con una herramienta de monitoreo que mide la presión y temperatura a la profundidad de instalación de la bomba.

⁶“Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial Lift Methods, Journal Petroleum Technical”, Diciembre 1993).

2.1.8 VARIACIÓN DE PRODUCCIÓN

En el sistema de bombeo electrosumergible, se instala un controlador de frecuencia variable (VSD) de manera que la velocidad de la bomba puede ser controlada con una mayor eficiencia y un aumento de la producción de fluido, mientras que para bombeo neumático, si el aporte del volumen de gas de inyección baja, la producción también lo hace, presentándose problemas en la apertura y cierre de la válvula operadora, flujo intermitente y otros.

2.1.9 INCREMENTO EN EL CORTE DE AGUA

En el sistema de bombeo electrosumergible al incrementar el corte de agua no existe mayor problema, debido a que se puede controlar la velocidad y la producción de la bomba con un variador de frecuencia VSD, mientras que en bombeo neumático se debe tener muy en cuenta el corte de agua ya que si este aumenta, las condiciones del diseño de las válvulas cambian, teniendo una reducción en la relación gas – líquido del pozo, requiriendo un gran incremento en la tasa de inyección del gas para su correcto funcionamiento.

2.1.10 CONTROL DE DEPÓSITO DE PARAFINA O ESCALA Y SITUACIÓN DE CORROSIÓN O ABRASIÓN

Para controlar el depósito de parafina o escala en el motor y la bomba electrosumergible, que además protegen las partes metálicas de la corrosión o abrasión, se puede inyectar químicos, utilizando un tubo capilar que va junto al cable eléctrico y prolongar la vida útil de equipo de subsuelo porque el químico actúa directamente sobre el equipo, protegiendo directamente, mientras que en el bombeo neumático se puede incrementar los problemas en los pozos que tengan condiciones de depositación de parafina o escala, debido a la complejidad de inyectar al gas químicos para su control, por las altas presiones que se manejan en las líneas de inyección de gas, se necesita un equipo que soporte alta presión.

2.2 POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE SELECCIONADOS

Además de las consideraciones antes mencionadas, se toma en cuenta la siguiente:

2.2.1. DISPONIBILIDAD DE DATOS CONFIABLES

Esta es la base del análisis, se procedió a tomar la información de 5 pozos que tienen suficientes datos, se escogió las pruebas de restauración de presión de los años 2006 y 2007, que se pueden considerar como vigentes para realizar el estudio del Capítulo 3, con un pequeño porcentaje de error, debido a que las condiciones de presión del yacimiento del Área Shushufindi – Aguarico se mantienen relativamente estables, los pozos seleccionados se encuentran en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Pozos Seleccionados

ESTACIÓN	POZO
NORTE	SSF-59, 109D.
SUR	SSF-79, SSF-82.
SUROESTE	SSF-35.

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

2.3 POZOS CON OTROS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL SELECCIONADOS

Con las condiciones previamente analizadas, se han seleccionado 2 pozos con sistema neumático que tienen alto potencial a implementar el sistema de bombeo electrosumergible. Estos pozos se muestran en la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Pozos Seleccionados

ESTACIÓN	POZO
NORTE	SSF-87.
CENTRAL	SSF-77.

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

2.4 HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO Y PRODUCCIÓN

2.4.1 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

El historial de reacondicionamiento proporciona toda la información de los problemas o dificultades que ha presentado un pozo desde la instalación del sistema de bombeo electrosumergible en los casos que tienen este sistema y un historial reciente en el caso de pozos con bombeo neumático hasta el 31 de Octubre 2007. La elaboración de los historiales de reacondicionamiento de los pozos seleccionados permiten establecer acciones de monitoreo de los pozos para evitar los problemas o dificultades pasadas.

En la tabla 2.3, se presentan los historiales de reacondicionamiento de los pozos seleccionados, con el número de reacondicionamiento (workover "WO"), fecha en que se realizó, el objetivo y el procedimiento del mismo. Los diagramas de completación actuales se encuentran en el Anexo No. 3.

Tabla 2.3 Historiales de Reacondicionamiento de los Pozos Seleccionados

WO #	FECHA	OBJETIVO	PROCEDIMIENTO
SSF-35			
06	22-12-84	BAJAR BES, REALIZAR ESTIMULACIÓN A "U" Y "T" POR SEPARADO	Realizan tratamiento antiescala a arena "T". Realizan tratamiento antiescala a arena "U". Bajan equipo Reda.
07	12-06-88	REPARACIÓN DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA Y TOMA DE PRESIONES RECUPERADAS A "U" Y "T" POR	Sacan equipo eléctrico: corto circuito en motor. Evalúan arena "T" con bomba jet. Realizan SQZ a arena "T". Evalúan arena "U" con bomba jet. Disparan a 4DPP los siguientes intervalos: ARENA "T": 9536'-9550' (14'), 99560' - 9570' (10') Asientan CIBP a 9555'. Aíslan "Tinf". Evalúan "Tsup" con bomba Jet.

		SEPARADO	Bajan equipo eléctrico.
--	--	----------	-------------------------

TABLA 2.3 CONTINUACIÓN

WO #	FECHA	OBJETIVO	PROCEDIMIENTO
08	21-11-88	REPARAR BES	Recuperan completación: daño se encuentra en el lower y upper pigtail. Bajan equipo eléctrico.
09	22-11-90	REPARAR BES, EVALUAR ARENAS "U" Y "T" POR SEPARADO, ESTIMULAR ARENA "U"	Sacan completación: bombas remordidas, circuito en el empate bajo la empacadura, poca corrosión en el equipo. Evalúan arenas "T" y "U" con bomba jet. Evalúan arenas "U+T". Realizan tratamiento arena "U", evalúan con bomba jet. Acidifican arena "U". Evalúan con bomba jet. Bajan equipo Reda.
10	03-08-92	REPARAR BES	Recuperan completación: Bombas remordidas, motor y PSI circuitados. Cable malo. Bajan BES (2) bombas GN-2000.
11	16-02-95	CAMBIO DE COMPLETACIÓN	Sacan completación BES, motor con aceite contaminado, bombas giran duro, cable con baja resistencia. Bajan equipo Reda GN-2000.
12	06-06-95	REPARAR BES	Al intentar sacar completación BES se rompe, sarta sale con un pedazo de 10' de tubo de 2 3/8", tubería sale con mucha escala interior cabeza de pescado a 8864'. Recuperan pescado 100%. Unidad PSI, motor y bombas llenas de escala. Bajan raspatubos. Circulan, limpian, sacan. Bajan equipo Reda GN-2000 con tubo capilar.
13	16-09-95	MOLER CIBP, TOMAR REGISTRO GR, CCL, CEMENTAR. REPUNZONAR. EVALUAR POR SEPARADO "U", "T" CON B'UP. REDISEÑAR BES	Sacan BES: bomba con escala, eje del intake roto. Realizan ácido a la arena "T" y SQZ a la arena "U". Toman registro CBL. Evalúan arenas "T" y "U" con bomba jet y elementos de presión. Realizan limpieza a la arena "Ts", evalúan con bomba jet y elementos de presión. Limpieza a la arena "U", evalúan con bomba jet. Evalúan arenas "U+Ts" con bomba jet y elementos de presión. Realizan tratamiento antiescala a la arena "U". Bajan equipo Reda GN-2000.
14	16-09-96	REPARAR BES	Sacan completación: motor circuitado; unidad PSI con baja resistencia a tierra. Bomba con escala en su interior. Bajan bomba Reda GN-2100.
15	08-01-97	REPARAR BES. TRATAMIENTO ANTIESCALA A "U"	Sacan completación: Bombas remordidas, cable circuitado, presencia de escala. Realizan tratamiento antiescala a "T" y "U" por separado.

		Y "T"	Bajan bomba Reda GN-2100.
--	--	-------	---------------------------

TABLA 2.3 CONTINUACIÓN

WO #	FECHA	OBJETIVO	PROCEDIMIENTO
16	08-01-97	CAMBIO DE BES	Sacan completación: Motor eléctricamente OK, intake remordido el giro. Bajan bomba Reda GN-2100 con cable capilar.
17	05-08-00	REPARAR BES	Sacan completación: Motor y bombas giran normal escala en housing y protector, psi eléctricamente malo. Tubería sale con escala y corrosión interna. Cambian de tubería (clase B). Evalúan "U + T" con B'UP con jet E-8. Realizan tratamiento antiescala a "T". Bajan bomba Reda GN-4000 con cable capilar.
18	16-08-00	REPARAR BES	Sacan completación: Cable bajo el packer circuitado y golpeado, giro dificultoso. Bajan bomba Reda GN-4000 con cable capilar.
19	18-03-02	REPARAR BES	Queda pescado tubo, camisa, tubo, no-go, equipo BES. Bajan spear recuperan pescado. Luego de varios intentos de pesca se logra recuperar pescado. Se baja equipo BES, bomba SN-3600.
20	22-06-02	REPARAR BES	Sacan completación BES, equipo eléctricamente en buen estado, bombas remordidas por escala. Bajan 2 bombas SN-3600.
21	30-12-03	REPARAR BES	Sacan completación BES: motor con bajo aislamiento, bombas con giro normal, tubería corroída externamente. Bajan BHA de limpieza, no pasa a 8957'. Bajan BHA moledor limpian escala hasta 9347'. Bajan libre hasta 9560'. Circulan y sacan. Bajan equipo BES reda: (2) bombas SN-3600.
22	05-05-04	REPARAR BES	Sacan completación BES: Tubería con escala interior y exterior. Bomba superior con eje roto. Bomba inferior con eje remordido. Intake atascado, motor eléctricamente, ok. Presencia de escala en todo el equipo. Bajan tubería 3 ½" clase "B". Se realiza estimulación a la arena "T". Bajan BES SN-2600.
23	10-10-04	REPUNZONAR "U+T". EVALUAR. REDISEÑAR BES	Sacan completación BES: Bomba sin giro. Intake taponado con cauchos del packer. Conector con bajo aislamiento. Repunzonan los siguientes intervalos: ARENA "U": 9260' - 9280' (20'), 9292' - 9296' (4') a 5DPP ARENA "T": 9536' - 9550' (14') a 5 DPP. Evalúan "U+T" con B'UP. Toman registro Kinley de casing y detectan deformación a 8780' (1').

			Bajan BES (3) bombas DN-1750.
TABLA 2.3 CONTINUACIÓN			
WO #	FECHA	OBJETIVO	PROCEDIMIENTO
24	01-09-04	REPARAR Y REDISEÑAR BES	Sacan completación BES: Tubería con escala. Bombas con giro duro. PHD, Separador de gas y motores con incrustaciones de químico. Cable con cortocircuito, golpe a +/- 10 pies. Evalúan "U+T" con B'UP. Bajan BES (3) bombas DN-2150.
25	19-05-07	EVALUAR Y BAJAR BES	Sacan equipo BES. Queda Pescado dentro del pozo: 1 Bomba serie 400 + Adapter serie 400/540 + Separador de Gas serie 540 + Tándem de Protectores serie 540 + Motor serie 540 + Adapter serie 540 + Sensor Phoenix y Centralizador de 7". Cables salen eléctricamente OK. Bajan BHA de pesca y no hay avance. Bombean HCl al 15%, esperan reacción de ácido por 1 hora. Bajan BHA de pesca. Se recupera una Bomba DN-2150 Serie 400, Adapter + parte superior, malla y restos de Separador de Gas serie 540. Trabajan para enganchar pescado sin éxito. Sacan marca eje de protector de 1 3/16". Bajan BHA de pesca, recuperan eje del protector de 1 3/16" x 8", parte del eje del protector 2"x2', parte del eje del protector de 5 1/8"x3.25' de longitud, 5 1/2" extensión + segundo protector de BES. Bajan BHA de pesca, recuperan tramo superior del motor de 1,5' arrancado bajo el conector del flat cable, 4" de rotores del eje del motor, 31' del eje y rotores del motor Reda, 27' de estatores del motor, se recupera pescado 100% (3,28' de sensor Phoenix + 2,10' centralizador). Bajan BHA de limpieza. Evalúan "U+T" con jet 11K. Bajan equipo BES (2) bombas GN-1300.
26	18-06-07	REDISEÑAR Y BAJAR BES	Sacan BES: todo el equipo con giro normal. Motor eléctricamente OK. Muelen tapón CIBP y tapón EZ-DRILL. Evalúan arenas "T" y "U" con jet 10-J y jet 11-J. Con cable eléctrico asientan CIBP a 9400'. Bajan elementos de presión. Evalúan arena "U" con jet 11-K. Evalúan con B'UP arena "U". Bajan BES (2) bombas DN-1100.
SSF-59			
12	09-08-90	INSTALAR BES PARA AHORRAR	Evalúan arena "U" con bomba jet y toman B'UP. Realizan tratamiento antiescala a "T".

		GAS	Bajan (2) bombas Reda GN-2000.
--	--	-----	--------------------------------

TABLA 2.3 CONTINUACIÓN

WO #	FECHA	OBJETIVO	PROCEDIMIENTO
13	01-05-91	REPARACIÓN DE LA INSTALACIÓN REDA. TRATAMIENTO ANTI - INCRUSTANTE A "T"	Evalúan arena "T" con bomba jet. Realizan tratamiento anti-incrustante a arena "T". Bajan completación de fondo para producir de arena "T" y (2) bombas Reda G-2000.
14	25-06-92	REPARACIÓN DE LA BES Y TRATAMIENTO ANTI- INCRUSTANTE A "T"	Realizan tratamiento anti-incrustante a "T". Bajan completación de fondo y (2) bombas Reda GN-2000.
15	03-11-93	EVALUAR ARENA "T" CON B'UP. REDISEÑAR BES. REALIZAR TRATAMIENTO ANTI- INCRUSTANTE	Realizan tratamiento a arena "T". Evalúan con bomba jet y toman B'UP. Realizan tratamiento anti-escala a arena "T". Evalúan arenas "U" y "T" con bomba jet. Realizan tratamiento a arena "T". Bajan completación de fondo y (2) bombas Reda DN-1300.
16	28-03-05	REPARACIÓN DE LA INSTALACIÓN REDA. PUNZONAR "U". EVALUAR "U, T, G-2" CON B'UP. TRATAMIENTO ANTI- INCRUSTANTE A "T"	Recuperan completación de fondo con pesca. Corren Registro USIT desde 9355' hasta 3500'. Casing bueno. Corren registro GR de 9365' a 8900'. Punzonan con cañones de 5" a 4 DPP el siguiente intervalo: ARENA "U": 9090' - 9094' (4'), 9097' - 9104' (7'). Evalúan arenas "T" y "U" con bomba jet y toman B'UP. Bajan completación de fondo y (3) bombas Reda.
17	31-03-95	CAMBIO DE COMPLETACIÓN BES	Bajan (3) Bombas Reda DN-1300.
18	18-03-96	REPARAR BES. REALIZAR CEMENTACIÓN SEGUNDA ETAPA. REGISTRAR CBL,	Bajan tapón EZ-DRILL a 8393,5' y punzonan los intervalos: 8176'- 8180' (4'), 6130' - 6134' (4'), 7134' - 7138' (4'). Retenedor a 7050'. Realizan cementación de la segunda etapa. Punzonan con cañones de 4" a 2DPP de: 6128'-6134' (6'). Asientan retenedor a 6086'. Realizan cementación forzada.

	CIT Y PSGT.	Punzona a 2DPP de 6128'-6132' (4'), 5900'-5910' (10') y 6094'-
--	-------------	--

TABLA 2.3 CONTINUACIÓN

WO #	FECHA	OBJETIVO	PROCEDIMIENTO
		BAJAR CASING DE 5 1/2"	<p>6104'(10'). Bajan Casing de 5 1/2", 221 tubos. Realizan cementación de la Primera Etapa. Corren Registro de control de cemento: CBL-VDL-CCL-GR. Asientan CIBP a 7750'. Punzonan de 7726'-7730' (4') a 2DPP. Toman registro de control de cemento. Ok en zonas de interés. Punzonan con cañones de 3 3/8" a 4DPP los siguientes intervalos: Arena " U ": 9090'-9094' (4'), 9097'-9113' (16') y 9122'-9130' (8') Arena " G-2": 9008' - 9024' (16') Arena " T ": 9320' - 9350' (30') Evalúan arena "T" y "U" con bomba jet y toman B'UP. Bajan cañones TCP y repunzonan el siguiente intervalo a 4DPP: Arena " T ": 9320' - 9350' (30'). Evalúan arena "T" con bomba jet. Nota: cañones no detonaron. Repunzonan con cañones de 3 3/8" a 4DPP los intervalos: Arena " U ": 9090'-9094' (4'), 9097'-9113' (16'), 9122'-9130' (8') Arena " T ": 9320'-9350' (30') Evalúan arena "T" con bomba jet y toman B'UP. Bajan completación de fondo + (2) bombas Reda DN-800.</p>
19	12-08-96	CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR LIQUEO EN LA TUBERÍA	<p>Camisa de circulación sale defectuosa. Bajan (2) Bombas Reda DN-800.</p>
20	28-12-97	CAMBIO DE COMPLETACIÓN. EVALUAR "U", ESTIMULAR. REDISEÑAR BES	<p>Sacan BES, equipo eléctricamente ok. Sacan BHA de fondo y queda pescado, se pesca 100%. Evalúan "U" con B'UP. Realizan estimulación ácida a "U", evalúan. Bajan BES DN-450 con completación de fondo.</p>
21	04-08-02	EVALUAR ARENAS "U" Y "G-2" POR SEPARADO. REDISEÑAR BES.	<p>Sacan BES, Bombas y separador taponados con arena y sólidos, giro semiduro, motor fase a tierra, cable circuitado. Desplazan jet D-6, evalúan arenas "U" y G-2. Bajan equipo BES, (2) bombas DN-450.</p>
22	11-12-06	REPARAR BES	<p>Sacan BES: Bombas y separador con giro suave, presencia de sólidos en parte superior del motor, motor eléctricamente malo con fases desbalanceadas.</p>

			Bajan BHA de limpieza. Circulan, limpian y sacan.
--	--	--	---

TABLA 2.3 CONTINUACIÓN

WO #	FECHA	OBJETIVO	PROCEDIMIENTO
			Bajan equipo BES: (3) bombas D475N. Trabajo no exitoso, no se recupera la producción esperada.
23	18-01-07	CAMBIO DE COMPLETACIÓN BES POR COMUNICACIÓN TBG-CSG	Sacan BES, equipo con giro suave, eléctricamente OK. Bajan BHA de evaluación. Evalúan arena "U" con jet 10-I. Desplazan jet 9-H para evaluar arena "G-2". Se toma B'UP, para diseño de BES, OK. Bajan equipo BES, (2) bombas D475N.
SSF-77			
02	19-05-03	CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR HUECO EN TUBERÍA DE PPG A PPS	Realizan corte químico y recuperan completación de gas lift. Bajan BHA de limpieza. Evalúan y toman B'UP a arena "U+T". Evalúan arenas "T" y "U". Bajan completación para gas lift con seis mandriles.
SSF-79			
01	09-02-00	CAMBIO DE COMPLETACIÓN DE GAS LIFT A BES	Sacan BHA Gas Lift, leve corrosión interna en la tubería y BHA de fondo. Bajan BES: (3) bombas SN-8500.
02	25-03-00	CAMBIO DE HYDRAHEAD Y COMPLETACIÓN BES	Sacan BES Reda: Ejes giran libremente. Primera cámara del protector contaminada con agua, resto del equipo eléctricamente ok, flat cable cortocircuitado. Bajan BES: (3) bombas SN-8500.
03	06-11-01	REPARAR BES	Sacan BES Reda: Bombas con giro duro por escala interna y sólidos, protector y motor eléctricamente mal, cable a tierra. Bajan BES: (3) bombas SN-8500.
04	15-03-03	REALIZAR SQZ A "T". CORRER CBL-GR. REPUNZONAR "T". EVALUAR Y REDISEÑAR BES.	Sacan BES Reda: Bombas con giro normal, un motor eléctricamente ok, el otro motor con baja resistencia. Tubería presenta corrosión interna generalizada. Asientan tapón CIBP a 9360' (No se realizó SQZ). Evalúan con bomba Jet 11-A y toman B'UP a arena "T". Bajan BES: (2) bombas GC-6100.
05	04-09-03	REPARAR BES	Sacan BES Reda: Bomba inferior y separador de gas con giro normal. Sello inferior alta corrosión y perforado, con bajo aislamiento y desbalanceado, motor inferior con presencia de agua y lodo, presenta bajo aislamiento a tierra. Bajan BHA de evaluación y evalúan arena "T". Bajan equipo BES: (3) bombas SN-8500.

06	05-01-04	REPARAR BES	Sacan BES Reda: Todo el equipo con giro normal. Motor
----	----------	-------------	---

TABLA 2.3 CONTINUACIÓN

WO #	FECHA	OBJETIVO	PROCEDIMIENTO
			inferior con una fase a tierra (cortocircuito en Pot-Head del motor). Cable eléctricamente ok. Bajan equipo BES: (2) bombas SN-8500.
07	15-05-04	REPARAR Y REDISEÑAR BES	Sacan BES: todo el equipo con giro normal, sin presencia de escala ni corrosión, motor superior con una fase a tierra (cortocircuito en cable a la altura de bomba superior). Bajan BHA de limpieza. Desplazan bomba jet 10J y evalúan arena "T". Bajan equipo BES rediseñado (3) bombas GN-5600.
08	26-03-05	REPARAR BES	Sacan BES: todo el equipo con giro normal, eléctricamente bueno, sin presencia de corrosión ni escala, cable eléctricamente bueno. Bajan BHA de limpieza Bajan nuevo equipo BES: (3) GN-5600.
09	28-08-07	AISLAR ARENA "T" CON CIBP. EVALUAR ARENA "U". DISEÑAR BES.	Sacan BES Reda: Todo el equipo con giro normal. Motor eléctricamente ok. Cable sale golpeado. Bajan BHA moedor y muelen On-Off conector. Bajan BHA de pesca y sacan con completación de producción. Bajan BHA de limpieza. Con unidad de cable eléctrico asientan Tapón CIBP de 7" a 9220'. Desplazan bomba jet 10J y evalúan arena "U". Desplazan bomba jet 11K y evalúan arena "U" con elementos. Se toma B'UP Desplazan jet 11K y continúan evaluando arena "U". Bajan equipo BES: (2) bombas DN-1100.
SSF-82			
02	20-03-00	CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE PPG A PPS	Sacan BHA Gas Lift. Bajan BHA de fondo. Evalúan "U+T" con B'UP y sacan BHA de fondo. Bajan BHA de evaluación, estimulan "T". Estimulan "U" y evalúan con B'UP. Bajan BES SN-8500.
03	20-01-01	REPARAR BES	Sacan BES Reda: Bombas, Intake y protector giran, Ok. Motor eléctricamente, ok. Motor presenta eje caído. Bajan BES SN-8500.
04	08-10-01	REPARAR BES	Sacan BES Reda: Ejes giran libremente. Motor upper con cortocircuito, resto del equipo eléctricamente, ok.

			Bajan BES: (2) bombas SN-8500 con cable capilar.
--	--	--	--

TABLA 2.3 CONTINUACIÓN

WO #	FECHA	OBJETIVO	PROCEDIMIENTO
05	18-10-02	CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR HUECO EN TUBERÍA	Sacan BES Reda: Bomba corroída la parte interna, Intake eje suelto, equipo eléctricamente en buenas condiciones. Bajan BES: (2) bombas SN-8500.
06	04-02-03	CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR HUECO EN TUBERÍA	Sacan BES Reda: Equipo sale atascado, corrosión en protectores. Bajan BES: (2) bombas SN-8500.
07	06-03-03	REPARAR BES	Sacan equipo BES: Bombas giro libre. Motor superior una fase a tierra. Motor inferior tres fases a tierra. Bajan BHA de limpieza. Circulan. Limpian. Sacan. Evalúan arenas "U+T" con bomba jet 11-A. Bajan (3) bombas SN-8500.
08	15-01-06	REPARAR BES	Sacan equipo BES: Bombas, protector y separador de gas con giro suave, ligera presencia de sólidos en la succión, escala en la base interna y deposición de químicos, eléctricamente, OK. Presencia de escala, cable con fase a tierra. Bajan jet 10-A y evalúan arenas "G2+U+T". Bajan (3) bombas SN-8500.
09	31-03-07	REPARAR BES	Sacan equipo BES: Con giro libre. Bajo aislamiento en motor superior e inferior. Tubería con desgaste externo por corrosión. Bajan BHA de limpieza. Circulan, limpian y sacan. Bajan (3) bombas SN-8500.

10	11-10-07	RECUPERAR PESCADO. EVALUAR ARENAS "U", "T" Y "G-2" POR SEPARADO. DISEÑAR BES. DEJAR PRODUCIENDO DE LA MEJOR ZONA.	Sacan equipo BES: giro de todo el conjunto suave. Dos motores mecánica y eléctricamente ok. Cable eléctricamente ok. Tubo sale con hueco. Bajan BHA de pesca, recuperan 100% pescado. Bajan BHA de limpieza. Circulan. Limpian. Sacan. Evalúan arena "T" con jet 10-J. Bajan elementos de presión. Evalúan arena "Ui". Toman B'UP. Desplazan bomba jet-10J e intentan evaluar arena "Us (G2)", sin éxito. Cia. Baker Atlas baja cable eléctrico con cañones de 4 ½" : REPUNZONAN ARENA "Us (G2)" A 5DPP: 8926'-8945' (19') PUNZONAN ARENA "Us (G2)" A 5DPP: 8918'-8926' (8') Desplazan bomba jet-10J y evalúan "Us (G2)". Bajan elementos de presión y desplazan bomba jet-10J. Evalúan arena "Us (G2)". Desplazan bomba jet-11K y evalúan "Ui+ Us (G2)". Bajan (1) bomba SN-2600.
----	----------	---	---

TABLA 2.3 CONTINUACIÓN

WO #	FECHA	OBJETIVO	PROCEDIMIENTO
SSF-87			
02	10-04-05	CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR HUECO EN TERCER MANDRIL (PESCADO PARTE INFERIOR DE VÁLVULA DE GAS LIFT)	Sacan completación de gas lift. Tubería buena, tercer mandril sale con hueco. Bajan BHA de pesca, recuperan 100% de pescado. Bajan BHA de limpieza. Circulan, limpian y sacan. Bajan completación definitiva para gas lift con 6 mandriles.
SSF-109D			
01	29-05-06	CHEQUEAR CASING Y AISLAR CORTE DE AGUA, COMPLETAR DE ACUERDO A RESULTADOS	Sacan BES: equipo con giro suave, cable eléctricamente ok. Desplazan bomba jet 10-J y evalúan arena "Ti". Realizan SQZ a "Ti" y bajan BHA de limpieza. Punzonan a 5DPP el intervalo 10374'-10414' (40') y desplazan bomba jet 10-J para evaluar arena "Ti". Bajan equipo BES (1) bomba FC-1200 y (1) bomba tapered .
02	30-07-07	CAMBIO DE COMPLETACIÓN BES POR COMUNICACIÓN TBG-CSG	Sacan BES: giro de todo el conjunto normal. Motor y sensor eléctricamente en buen estado, corrosión y erosión en sello y motor. Tubería presenta picaduras por corrosión. Bajan BHA de limpieza. Circulan, limpian y sacan. Bajan BES (2) bombas DN-1100.

FUENTE: Ingeniería en Petróleos; Área Shushufindi, Octubre 2007.

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

2.4.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

La información que proporcionan los historiales de producción es el comportamiento de la producción y agotamiento, incrementos de BSW, entre otros de los últimos dos años hasta el cierre del estudio (31 de Octubre del 2007). Este historial en conjunto con el historial de reacondicionamiento, es una herramienta fundamental para la evaluación del estado de un pozo. Estos son presentados en la tabla 2.4.

Las curvas que indican el comportamiento de la producción, se encuentran en el Anexo No. 4.

Tabla 2.4 Historiales de Producción de los Pozos Seleccionados

FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	OBSERVACIONES
SSF-35					
ene-06	UT	2166	780	64	
feb-06	UT	2120	763	64	
mar-06	UT	2183	786	64	
abr-06	UT	2158	777	64	
may-06	UT	2337	841	64	Salinidad= 69000 ppmCl ⁻
jun-06	UT	2601	936	64	05-jun: Inicia WO # 25
may-07	UT	1710	0	100	19-may: Finaliza WO # 25 27-may: Inicia WO # 26
jun-07	U	735	412	44	18-jun: Finaliza WO # 26. PRODUCE DE "U".
jul-07	U	828	464	44	Salinidad=56750 ppmCl ⁻
ago-07	U	764	428	44	
sep-07	U	878	492	44	05-sep: Regular frecuencia de 59 a 60 Hz. Nivel=2300'
oct-07	U	775	434	44	
SSF-59					
ene-06	U	468	461	1,6	
feb-06	U	466	459	1,6	
mar-06	U	467	460	1,6	25-mar: Detectan fase "C" a tierra.
abr-06	U	497	489	1,6	
may-06	U	518	510	1,6	
jun-06	U	522	514	1,6	
jul-06	U	515	507	1,6	
ago-06	U	508	500	1,6	
sep-06	U	569	560	1,6	
oct-06	U	539	530	1,6	
nov-06	U	514	506	1,6	
dic-06	U	468	0	100	03-dic: Inicia WO # 22 11-dic: Finaliza WO # 22 21-dic: Inicia WO # 23
ene-07	G2	494	494	0,1	18-ene: Finaliza WO # 23. PRODUCE DE "G-2"
feb-07	G2	444	443	0,2	
mar-07	G2	456	455	0,2	
abr-07	G2	391	390	0,2	

may-07	G2	410	409	0,2	
jun-07	G2	538	537	0,2	
jul-07	G2	451	450	0,2	
ago-07	G2	429	428	0,2	
sep-07	US	451	450	0,2	CAMBIO DE "G2" POR "US"
oct-07	US	449	448	0,2	
SSF-77					
ene-06	UT	1615	937	42	
feb-06	UT	1801	1045	42	
mar-06	UT	1693	982	42	
abr-06	UT	1528	886	42	26-abr: Toman GLS
may-06	UT	1670	969	42	
jun-06	UT	1634	948	42	21-jun: Toman GLS
jul-06	UT	1497	868	42	
ago-06	UT	1436	833	42	04-ago: Declina producción
sep-06	UT	961	557	42	17-sep: Cambian set de válvulas. 21-sep: Congelamiento de línea de flujo. 29-sep: Toman GLS
oct-06	UT	673	390	42	01-oct: Se golpea Set de válvulas. 02-oct: Hueco en tubería. 04-oct: Declina producción
nov-06	UT	989	574	42	09-nov: Cerrado por paro. Arrancan normalmente. 25-nov: Se sopleteó pozo. Recupera producción

TABLA 2.4 CONTINUACIÓN

FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	OBSERVACIONES
dic-06	UT	992	575	42	
ene-07	UT	929	539	42	
feb-07	UT	904	524	42	
mar-07	UT	1034	600	42	08-mar: Toman GLS. Comunicación TBG - CSG y escala.
abr-07	UT	973	564	42	
may-07	UT	1383	802	42	
jun-07	UT	1467	851	42	28-jun: Pwf=1404 psi
jul-07	UT	1404	814	42	Salinidad=10000ppmCl
ago-07	UT	1408	817	42	
sep-07	UT	1573	912	42	
oct-07	UT	1698	985	42	06-oct: Produce con comunicación TBG-CSG
SSF-79					
ene-06	T	5369	805	85	
feb-06	T	5358	804	85	
mar-06	T	5381	807	85	28-mar: Pwf=1403 psi
abr-06	T	5221	783	85	
may-06	T	4856	728	85	29-may: Pwf=1395 psi y T=256 ºF
jun-06	T	4389	658	85	
jul-06	T	4480	672	85	
ago-06	T	4756	713	85	24-ago: Pwf=1392 psi y T=256 ºF
sep-06	T	4731	710	85	
oct-06	T	5033	755	85	
nov-06	T	4973	746	85	20-nov: Pwf=1419 psi
dic-06	T	4959	744	85	23-dic: Pwf=1408 psi
ene-07	T	4902	735	85	05-ene: Frecuencia 55 Hz.
feb-07	T	4864	730	85	11-feb: Suben frecuencia de 55 a 60 Hz. Pwf=1554 psi
mar-07	T	6019	903	85	08-mar: Bajaron Frecuencia de 60 a 55 Hz por control de colchón de agua. 20-mar: Toman estática Nivel=3170', Pws=2185 psi 25-mar: Incrementan frecuencia a 60 Hz. Pwf=1470 psi
abr-07	T	5506	826	85	13-abr: Cambian variador. Pwf=1470 psi 29-abr: Off por control de agua. (Robo de cable del Sistema de Reinyección de Estación Sur).
may-07	T	4509	676	85	01-may: Toman Prueba de Estática Pws=2420 psi, T=215,7 ºF y Nivel=3670'.

					04-may: Off por control de agua. (Robo de cable del Sistema de Reinyección de Estación Sur). 17-may: Comunicación TBG-CSG. Reponen cable (Por Robo). Salinidad= 7900ppmCl ⁻ . Pwf=1487 psi.
jun-07	T	4982	747	85	24-jun: Frecuencia 60 Hz y Pwf= 1497 psi.
jul-07	T	4908	736	85	26-jul: Frecuencia 60 Hz y Pwf= 1493 psi.
ago-07	U	1212	1091	10	15-ago: Inicia WO # 09. 28-ago: Finaliza WO # 09. CAMBIAN ARENA DE "T" A "U". Salinidad= 1100 ppmCl ⁻ . Frecuencia=55Hz.
sep-07	U	1163	1151	1	05-sep: Regular frecuencia de 56 a 60 Hz. 21-sep: Incrementa BSW de 1% a 8%. 24-sep: Cambio de Seccionador y fusible. Pwf=1550 psi
oct-07	U	1212	1115	8	
SSF-82					
ene-06	UG	7748	1550	80	01-ene: Inicia WO # 08 15-ene: Finaliza WO # 08. Pwf=1702 psi
feb-06	UG	7986	1597	80	03-feb: Cambian Transformador.
mar-06	UG	8134	1627	80	07-mar: Cerrado por paro. Arrancan normalmente. Pwf=1711 psi, Tm=221°F, Salinidad=9300ppmCl ⁻
abr-06	UG	8841	1768	80	Pwf=1698 psi, Tm=255°F
may-06	UG	7957	1591	80	Pwf=1685 psi
jun-06	UG	8294	1659	80	Pwf=1698 psi, Tm=255°F

TABLA 2.4 CONTINUACIÓN

FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	OBSERVACIONES
jul-06	UG	7661	1532	80	Pwf=1698 psi
ago-06	UG	7906	1265	84	Pwf=1699 psi. Incrementa. BSW 80 a 84%.
sep-06	UG	8512	1362	84	24-sep: Daño en fusible en VSD. Arranque normal.
oct-06	UG	8687	1390	84	Salinidad= 9300 ppmCl ⁻ . Pwf= 1709 psi, Tm=256°F
nov-06	UG	8362	1338	84	09-nov: Cerrado por paro. Arrancan normalmente.
dic-06	UG	8280	1325	84	
ene-07	UG	8094	1295	84	
feb-07	UG	7696	1231	84	Pwf=1726 psi
mar-07	UG	8083	1293	84	24-mar: BES OFF por bajo aislamiento (fases desbalanceadas). 25-mar: Toman Estática: NIVEL=3380', "U": Pws=2329 psi, "G2": Pws=2297 psi, "T": Pws=2454 Psi. 26-mar: Inicia WO # 09 31-mar: Finaliza WO # 09
abr-07	UG	8539	1366	84	Pwf=1696 psi, T=264°F, NIVEL=2900' Determinan BSW Prueba CTK de 84% a 82%. 27-abr: Reponen cable de superficie (Por robo).
may-07	UG	8037	1447	82	08-may: Reponen cable de superficie (Por robo).
jun-07	UG	8432	1476	82,5	Incrementa BSW de 82% a 82.5%
jul-07	UTG	8204	1436	82,5	Salinidad=11500 ppmCl ⁻
ago-07	UTG	8128	1422	82,5	Pwf=1723 psi. T=263°F 31-ago: No aporta. Se prueba en 2 giros. Amperaje baja de 84 a 72 A. Posible eje roto.
sep-07	UTG	0	0		01-sep: Inicia WO # 10
oct-07	U+G2	3010	2318	23	11-oct: Finaliza WO # 10. BSW=23.2% Prueba CTK. 22-oct: Off por variación de voltaje. Pwf=1760 psi.
SSF-87					
ene-06	T	1733	780	55	
feb-06	T	1721	774	55	
mar-06	T	1625	731	55	07-mar: Cerrado por paro. Arrancan normalmente.
abr-06	T	1693	762	55	Salinidad=6500 ppmCl ⁻
may-06	T	1664	749	55	
jun-06	T	1493	672	55	
jul-06	T	1522	670	56	Incrementa BSW a 56%

ago-06	T	1533	675	56	27-ago: Toman GLS
sep-06	T	1516	667	56	
oct-06	T	1425	627	56	
nov-06	T	1471	647	56	09-nov: Cerrado por paro. Arrancan normalmente.
dic-06	T	1408	620	56	
ene-07	T	1385	609	56	
feb-07	T	1186	522	56	12-feb: Toman GLS. 19-feb: Cambian 2da válvula.
mar-07	T	1459	642	56	
abr-07	T	1379	607	56	09-abr: Regulan inyección
may-07	T	1373	604	56	
jun-07	T	1391	612	56	
jul-07	T	1397	615	56	
ago-07	T	1402	617	56	
sep-07	T	1402	617	56	
oct-07	T	1410	620	56	Pwf=1423 psi
SSF-109D					
abr-06	TI	1183	0	100	
may-06	TI	1248	1061	15	02-may: Inicia WO # 01 29-may: Finaliza WO # 01
jun-06	TI	1277	1200	6	Pwf=1447 psi
jul-06	TI	1283	1026	20	08-jul: Reponen cable de superficie (Por robo). Incrementa BSW a 20%. Salinidad=17000 ppmCl ⁻

TABLA 2.4 CONTINUACIÓN

FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	OBSERVACIONES
ago-06	TI	1277	830	35	Pwf=1442 psi. Incrementa BSW a 35%.
sep-06	TI	1294	841	35	Salinidad=18250 ppmCl ⁻
oct-06	TI	1300	845	35	Pwf=1441 psi.
nov-06	TI	1288	837	35	Pwf=1617 psi.
dic-06	TI	1231	800	35	Pwf=1462 psi.
ene-07	TI	1146	745	35	24-ene: Equipo se apaga por apertura de re-closer. 25-ene: BES con escala, limpian con HCl al 15% con CTU. Arranca con dificultad. Pwf=1375 psi.
feb-07	TI	1066	693	35	Pwf=1375 psi.
mar-07	TI	965	627	35	Incrementa Pwf =1694 psi
abr-07	TI	861	560	35	Pwf=1747 psi.
may-07	TI	889	578	35	06-may: Reponen cable de superficie (Por robo).
jun-07	TI	834	542	35	Pwf =1780 psi
jul-07	TI	929	511	45	Incrementa Pwf=1810 psi. Declina Producción. 04-jul: Limpieza a BES con HCl al 15% con CTU. 05-jul: No aporta por comunicación TBG-CSG. Se arranca a 67 Hz. Pozo aporta. 20-jul: BES off por desestabilización del sistema eléctrico. Arrancan pozo no aporta. 21-jul: Arrancan BES y no aporta. 23-jul: Inicia WO # 2 30-jul: Finaliza WO # 2
ago-07	TI	1003	602	40	
sep-07	TI	1106	664	40	
oct-07	TI	1123	674	40	

FUENTE: Ingeniería en Petróleos; Área Shushufindi, Octubre 2007.

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

2.5 ASPECTOS TÉCNICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

En la tabla 2.5, consta una prueba representativa de producción y los aspectos técnicos considerados de los pozos seleccionados.

Tabla 2.5 Aspectos Técnicos de los Pozos Seleccionados

FECHA	PRUEBA DE PRODUCCIÓN REPRESENTATIVA							ASPECTOS TÉCNICOS CONSIDERADOS
	Zona	Método	BFPD	BPPD	BSW	API	IP	
SSF – 35								
31-10-07	U	PPS	775	434	44	28	0,83	Pr = 3232 psi y Pwf= 1926 psi. Tendencia a incremento de BSW de acuerdo a su historial de producción. GOR = 233 PCS/BF Reservas remanentes estimadas: 3'990.000 BLS. K = 157 md

TABLA 2.5 CONTINUACIÓN

FECHA	PRUEBA DE PRODUCCIÓN REPRESENTATIVA							ASPECTOS TÉCNICOS CONSIDERADOS
	Zona	Método	BFPD	BPPD	BSW	API	IP	
SSF – 59								
31-10-07	US	PPS	449	448	0,2	28	0,51	Pr = 2449 psi y Pwf= 1460 psi. Tendencia a incremento de BSW de acuerdo a su historial de producción. GOR = 234 PCS/BF Reservas remanentes estimadas: 1'962.760 BLS. K = 137 md
SSF – 77								
31-10-07	U+T	PPG	1698	985	42	28	1,82	Pr = 2081 psi Pwf= 1404 psi. Tendencia leve a incremento de BSW de acuerdo a su historial de producción. GOR = 277 PCS/BF Se conectará al sistema centralizado de generación. Reservas remanentes estimadas: 3'842.420 BLS. K = 202 md
SSF – 79								
31-10-07	U	PPS	1212	1115	8	24	0,95	Pr = 2816 psi y Pwf= 1610 psi. Tendencia a incremento de BSW de acuerdo a su historial de producción. GOR = 350 PCS/BF Reservas remanentes estimadas: 701.699 BLS. K = 318 md

SSF – 82								
31-10-07	U+G2	PPS	3010	2318	23	29	3,83	Pr = 2380 psi y Pwf= 1615 psi. Tendencia a incremento de BSW de acuerdo a su historial de producción. GOR = 400 PCS/BF Reservas remanentes estimadas: 2'691.248,8 BLS. K = 106 md
SSF – 87								
31-10-07	T	PPG	1410	620	56	31	4,7	Pr = 2019 psi y Pwf= 1423 psi. Tendencia a incremento de BSW de acuerdo a su historial de producción. GOR = 383PCS/BF Se conectará al sistema centralizado de generación. Reservas remanentes estimadas: 3'740.280 BLS. K = 1770 md

TABLA 2.5 CONTINUACIÓN

FECHA	PRUEBA DE PRODUCCIÓN REPRESENTATIVA							ASPECTOS TÉCNICOS CONSIDERADOS
	Zona	Método	BFPD	BPPD	BSW	API	IP	
SSF – 109D								
31-10-07	TI	PPS	1123	674	40	31	2,9	Pr = 2289 psi y Pwf= 1987 psi. Tendencia a incremento de BSW de acuerdo a su historial de producción. GOR = 356 PCS/BF Reservas remanentes estimadas: 1'263.119,56 BLS. K = 300 md

FUENTE: Ingeniería en Petróleos; Área Shushufindi, Octubre 2007.

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

La información representada sirve en la aplicación del presente estudio, permite seleccionar los mejores pozos, en cuanto a producción de petróleo se refiere, manejo del agua producida, además de las declinación de producción y un factor muy importante: las reservas remanentes. Los pozos seleccionados para realizar el estudio son los siguientes:

Tabla 2.6 Pozos Seleccionados Para Realizar el Estudio.

POZOS SELECCIONADOS	
SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	SSF-35, SSF-59, SSF-79, SSF-82, SSF-109D.

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

CAPITULO 3

ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA EN ESTUDIO

En este capítulo, se hace el análisis nodal de los pozos con sistema de bombeo electrosumergible seleccionados en el capítulo anterior, siendo previamente necesaria la recopilación de datos de los mismos, la cual se realiza a continuación.

3.1 RECOPIACIÓN DE DATOS

3.1.1 NOMENCLATURA DE DATOS

Los datos son recopilados de Build Up (B'UP) realizados a los pozos con sistema de bombeo electrosumergible (BES) desde el 2006 hasta el 31 de Octubre del

2007 (fecha de cierre del estudio), datos generales de los pozos, reporte semanal de bombas eléctricas, así como también de los historiales de reacondicionamiento, historiales de producción y completaciones descritos en el capítulo anterior.

Tanto los resultados de B'UP, datos generales de pozos con BES y reporte semanal de bombas eléctricas, están representados en las tablas 3.1, 3.2 y 3.3 respectivamente y son tomados independientemente y detallados pozo a pozo.

Tabla 3.1 Resultados de Build Up (B'UP)

POZO	FECHA	ZONA	INTERVALOS EVALUADOS					PRUEBA DE B'UP										RESULTADOS DE LA INTERPRETACION								
			DESDE	HASTA	TOTAL	TOTAL PERFORADO	PERFORACIONES MEDIAS PROMEDIO	Qt	BSW	Qo	Qw	GOR	GRAV	VISC	β_0	Rw	σ	%API	PR	Pwf	Pb	K	IP _A	IP _I	DATOS	
			Pies	pies	pies	pies	pies	B/D	%	B/D	B/D	scf/bbl	GAS	cp	rb/stb	pies	%		psi	psi	psi	md	b/d/psi	b/d/psi	St	EF
SSF-35	13-jun-07	U	9260	9280	20	24	9270	1080	79	227	853	233	1,18	2,97	1,1841	0,29	18	28	3232	1926	1010	157	0,83	1,16	2,4	0,71
			9292	9296	4																					
SSF-59	31-dic-06	US	9008	9024	16	16	9016	480	6	451	29	234	1,16	1,192	1,19224	0,41	15	28	2449	1460	1053	137	0,51	1,22	14	0,41
SSF-79	23-ago-07	U	9064	9080	16	16	9072	1152	8	1060	92	350	1,3198	1,85	1,1292	0,29	17	24	2816	1610	1010	318	0,95	2,30	11	0,41
SSF-82	28-sep-07	U+G2	8918	8926	8	58	8973	1560	19	1264	296	250	1,1000	1,1869	1,2880	0,29	17	29	2380	1615	1030	90	3,83	2,61	-4	1,46
			8926	8945	19																					
			8996	9027	31																					
SSF-109D	21-abr-06	TI	10374	10414	40	40	10396	888	25	666	222	294	1,311	0,83826	1,16689	0,354	17	31	2289	1987	1053	300	2,90	6,50	41,7	0,45

FUENTE: Ingeniería en Petróleos; Área Shushufindi, Octubre 2007.

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

Tabla 3.2 Datos Generales de los Pozos con BES

POZO	SSF-35						SSF-59	SSF-79	SSF-82	SSF-109D		
ZONA	U						US	U	UD	TI		
DATOS DE ANÁLISIS												
ID Tubing (PULG)	2,992						2,15	2,992	2,992	2,992		
OD Tubing (PULG)	3 ½						2 7/8	3 1/2	3 1/2	3 1/2		
ID Casing (PULG)	6,276						4,67	6,276	6,276	6,276		
OD Casing (PULG)	7						5 1/2	7	7	13 3/8	LINER 9 5/8	LINER 7
Tipo	C-95	K-55	K-55	C-95	C-95	C-95	N-80	N-80	N-80	C-95	K-55	C-95
Peso (LBS/PIE)	23	23	26	23	23	23	17	26	26	68	47	26
Profundidad (PIES)	387	6065	7590	9466	9495	9692	9365	9466	9380	6023	9347	10620
DATOS SUPERFICIE												
Presión de Cabeza (psi)	80						19	100	90	60		
Presión Manifold (psi)	35						CTK	30	30	35		
Presión Separador (psi)	25						CTK	24	22	23		
Amperaje (A)	46						26	48	102,5	48		
Frecuencia(Hz)	60						63	60	56	60		
Temperatura (°F)	221						228	211	218	228		
DATOS DE YACIMIENTO												
Prof. del Pozo (PIES)	MD	9692					9435	9488	9380	10620		
	TVD	9692					9435	9488	9380	9480		
Prof. de Perforaciones (PIES)	MD	9270					9016	9072	8974	10396		
	TVD	9270					9016	9072	8974	9280,14		
Ángulo de Inclinación del Pozo (°)	0						0	0	0	63,21		
BOMBA												
Profundidad de la Bomba (PIES)	(2) 8199						(2) 8733	(2) 8838	(2) 8741	(2) 8838		
Profundidad de Descarga (PIES)	8198						8732	8837	8740	8837		
Profundidad de Succión (PIES)	8223						8755	8865	8760	8865		
Tipo de Bomba	DN-1100						D475N	DN-1100	SN-2600	DN-1100		
Etapas	328						300	362	188	253		
Motor (HP)	175						100	175	330	125		
Voltaje (V)	2393						2420	2200	1950	1605		
Amperaje (A)	46						26	48	102,5	48		
DATOS ACTUALES DE PRODUCCIÓN												
BFPD	775						449	1212	3010	1123		
BPPD	434						448	1115	2318	674		
BAPD	341						1	97	692	449		
Gas de Formación (MPC)	28						105	222	580	225		
GOR (PCS/BF)	233						234	350	250	294		
GLR (PCS/BF)	36						233	183	193	200		
%API	28						28	24	29	31		
BSW (%)	44						0,2	8	23	40		
CUPO DNH	500						400	2900	2500	1300		

FUENTE: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Shushufindi, Octubre 2007.

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

Tabla 3.3 Reporte Semanal de Bombas Eléctricas

POZO	FECHA INSTALACIÓN	PRUEBA DE PRODUCCIÓN							ENERGÍA										INYECCIÓN				OBSERVACIONES			
		DÍA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	%API	Pc	BOMBA		DATOS DE PLACA MOTOR			HZ OPER	AMP OPER	LA/GEN	% CARGA	V/S	P (PSI)	TI (F)	TM (F)	QUIM.		TASA	@	@
									CANT	TIPO	POT	VOLT	AMP											GPD	BES	LF
SSF-35	18-jun-07	22-oct	U	726	407	44	28	80	2	DN-1100	175	2393	46	60	28	LA	61	V	1497	221	283	MX-592	3	X		Variación de corriente. Drenar gas.
SSF-59	18-ene-07	27-oct	US	398	397	0,2	28	10	2	D475N	100	2420	26	63	19	LA	73	V	1775	228	255	MX-592	0,20	X		Drenar gas. Incrementa Pwf. Tomar nivel confirmar.
SSF-79	28-ago-07	27-oct	U	1256	1156	8	24	85	2	DN-1100	175	2200	48	60	32	LA	85	V	1141	211	265	MX-592	5	X		Carta normal. Estabiliza Pwf = +/- 1150 Psi, pozo en observación.
SSF-82	11-oct-07	26-oct	UD	3006	2315	23	29	80	2	SN-2600	330	1950	102,5	56	85	LA	83	V	1760	218	260	MX-592 C-950	1	X	0	Carta normal. Recuperan STD. Valve (limpio).
SSF-109D	30-jul-07	13-oct	TI	1064	638	40	31	56	2	DN-1100	125	1605	48	60	33	LA	69	V	NR	228	NR	MX-592	0,6	X	0	Variación de corriente. Phoenix no responde. Tomar nivel de fluido.

FUENTE: Ingeniería en Petróleos; Área Shushufindi, Octubre 2007.

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

3.2 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal, permite simular y evaluar un sin número de parámetros, tales como: comportamiento del pozo, predicción de la tasa óptima de flujo, es decir, optimización de la producción y manejo de fluidos de formación en superficie con la mínima caída de presión, diagnóstico de posibles mejoras en el sistema que contribuyan con elevar la rentabilidad actual y futura. Además de optimizar varios componentes del sistema.

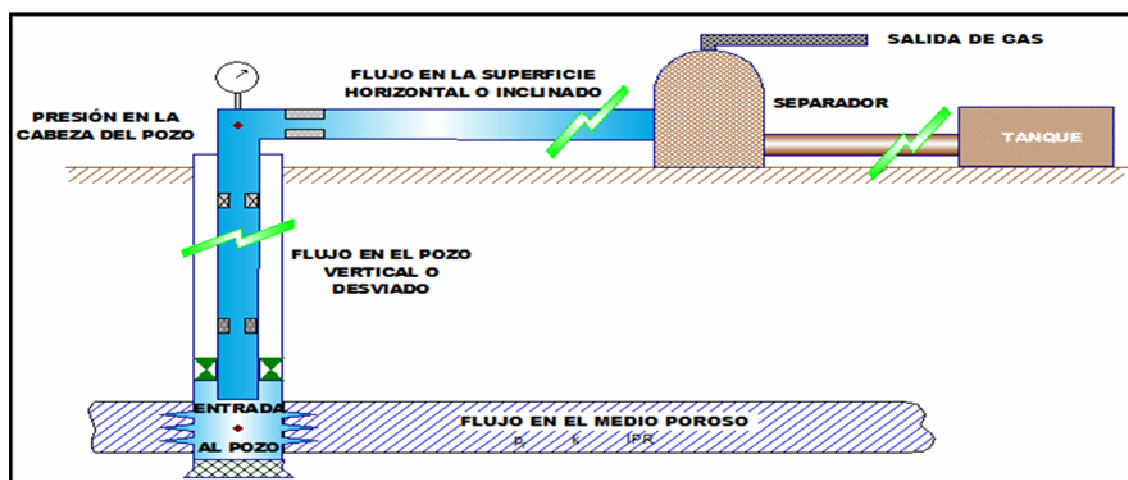
3.2.1 SISTEMAS NODALES

El análisis nodal de un sistema de producción está compuesto por tres fases de flujo:

1. Flujo de Fluidos en Medios Porosos.
2. Flujo de Fluidos en la Tubería Vertical o Direccional.
3. Flujo de Fluidos en la Tubería Horizontal o Inclinada.

Para cada tipo de flujo, se han desarrollado varias ecuaciones matemáticas y correlaciones de flujo multifásico que predicen las caídas de presión en los diferentes componentes del sistema, las más representativas se muestran en la figura 3.1.

Figura 3.1 TIPOS DE FLUJO EN UN SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN



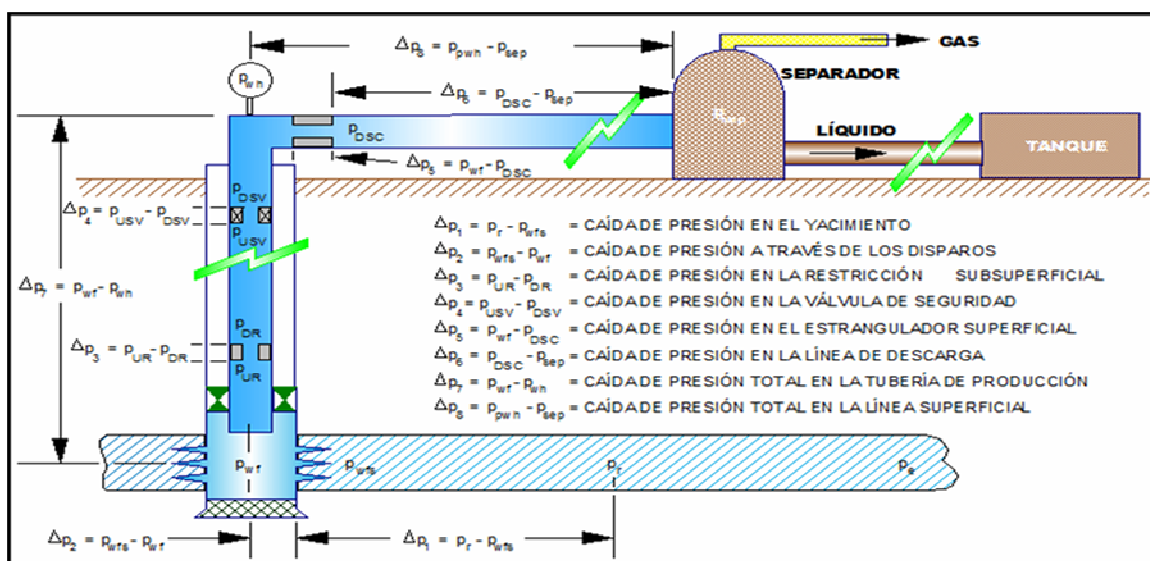
FUENTE: Catálogo Schlumberger

La figura 3.2, muestra varias pérdidas de presión que pueden ocurrir en el sistema desde el yacimiento hasta el separador.

Empezando desde reservorio, estos son:

$\Delta P1 = Pr - Pwfs$	=	Pérdidas de presión en el yacimiento.
$\Delta P2 = Pwfs - Pwf$	=	Pérdida de presión a través de los disparos.
$\Delta P3 = PUR - PDR$	=	Pérdida de presión en la restricción subsuperficial.
$\Delta P4 = PUSV - PDSV$	=	Pérdida de presión en la válvula de seguridad.
$\Delta P5 = Pwh - PDSC$	=	Pérdida de presión en el estrangulador superficial.
$\Delta P6 = PDSC - Psep$	=	Pérdida de presión en la línea de descarga.
$\Delta P7 = Pwf - Pwh$	=	Pérdida de presión en la tubería de producción.
$\Delta P8 = Pwh - Psep$	=	Pérdida de presión total en la línea superficial.

Figura 3.2 POSIBLES PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA COMPLETO

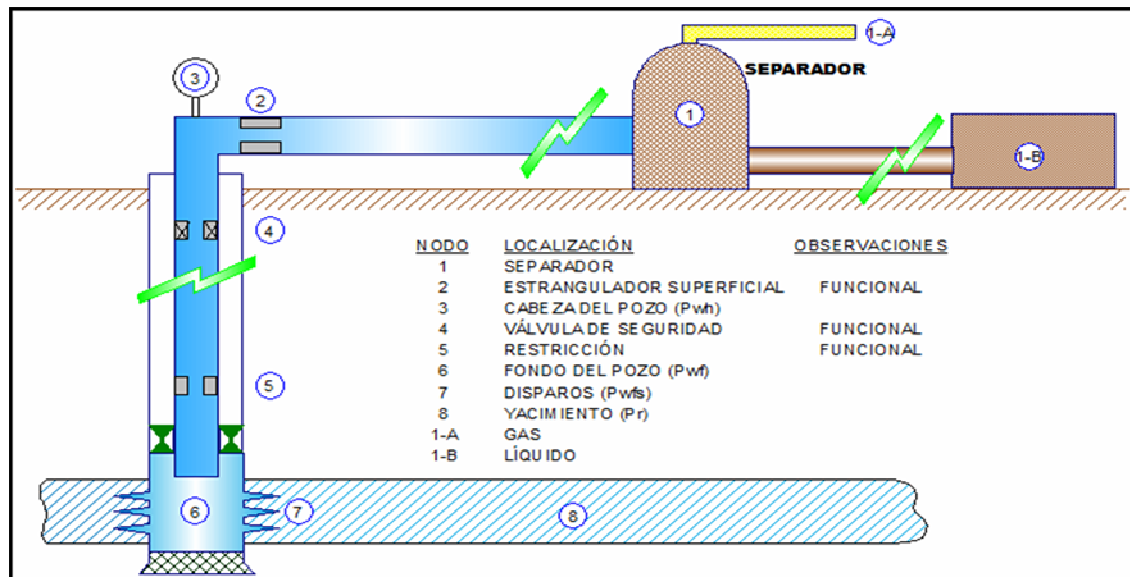


FUENTE: Catálogo Schlumberger

Se resuelve el problema de un sistema de producción, colocando nodos desde el límite exterior del reservorio a la cara de la arena de las perforaciones y sección de la completación al intake de la tubería, a la sarta de producción que incluye cualquier restricción y válvulas de seguridad del fondo del pozo, el choke superficial, a la línea de flujo y separador. La figura 3.3, muestra localizaciones de varios nodos.

Un nodo es funcional, cuando la presión diferencial a través del mismo y la presión a la tasa de flujo, puede ser representada por una función matemática o física.

Figura 3.3 LOCALIZACIÓN DE NODOS EN EL SISTEMA



FUENTE: Catálogo Schlumberger

El nodo 1 representa la presión del separador, que normalmente es constante para cualquier tasa de flujo y su valor es más alto que el de las dos presiones que se necesita para que fluya solo gas de la fase de nodo 1 a nodo 1A o solo líquido de la fase de nodo 1 a nodo 1B. La presión del nodo 1A es constante en cualquier línea de venteo de gas o en la succión del compresor de gas. La presión a nodo 1B es constante y su valor es 0 psi.

En el sistema hay dos presiones que no son función de la tasa de flujo, la P_r en nodo 8 y la P_{sep} en nodo 1. Por esta razón, cualquier prueba y solución al problema en el sistema total debe empezar en nodo 1 (P_{sep}) o en nodo 8 (P_r), o en ambos nodos 1 y 8 si un nodo intermedio como nodo 3 o 6 es seleccionado como el nodo solución.

Una vez que el nodo solución es seleccionado, la presión cae o aumenta desde el punto de partida hasta alcanzar el nodo de la solución.

3.2.2 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL SISTEMA PRODUCTOR TOTAL

La figura 3.4, muestra algunos componentes que existen en cualquier pozo. La manera más común de graficar esta información es usar la presión en el eje de las ordenadas vs. la tasa de flujo en el eje de las abscisas. Cada curva o línea de la figura, tiene un significado importante, evaluando un sistema completo y cada uno se discutirá a continuación.

1. *Presión Estática, P_r* . Es el punto de partida para todos los gráficos de los sistemas y se muestra como una línea recta.
2. *Curva IPR de la cara de la arena, P_{wfs}* . Esta línea representa la presión fluyente que existe en la cara de arena para las diferentes tasas de flujo. Es igual a la presión de fondo fluyente, cuando no existen restricciones en la completación del pozo, como en la perforación o un paquete de arena gruesa.
3. *Presión de Fondo Fluyente, P_{wf}* . Esta representa la presión fluyente que existe al centro del intervalo perforado y es esa presión medida grabada en el manómetro del pozo.
4. *Curva Intake de la Tubería de Producción*. Esta representa la presión requerida al fondo de la sarta de producción para permitir el ingreso de cierta tasa de producción en el separador y, por consiguiente, incluye las pérdidas de presión en la línea de flujo y sarta de producción, chokes superficiales, válvulas de seguridad y cualquier otra restricción.

Si se quita el choke superficial y las líneas de flujo e incluso los tamaños de tubería son grandes; la curva intake cambia y dan las tasas de producción más altas.

5. *Curva Performance del Choke*. En este caso, la curva se dimensiona para dar la tasa de flujo q_L con respecto a la P del choke.

Si el objetivo es reducir las tasas de producción, entonces esto puede lograrse fácilmente instalando un choke superficial más pequeño.

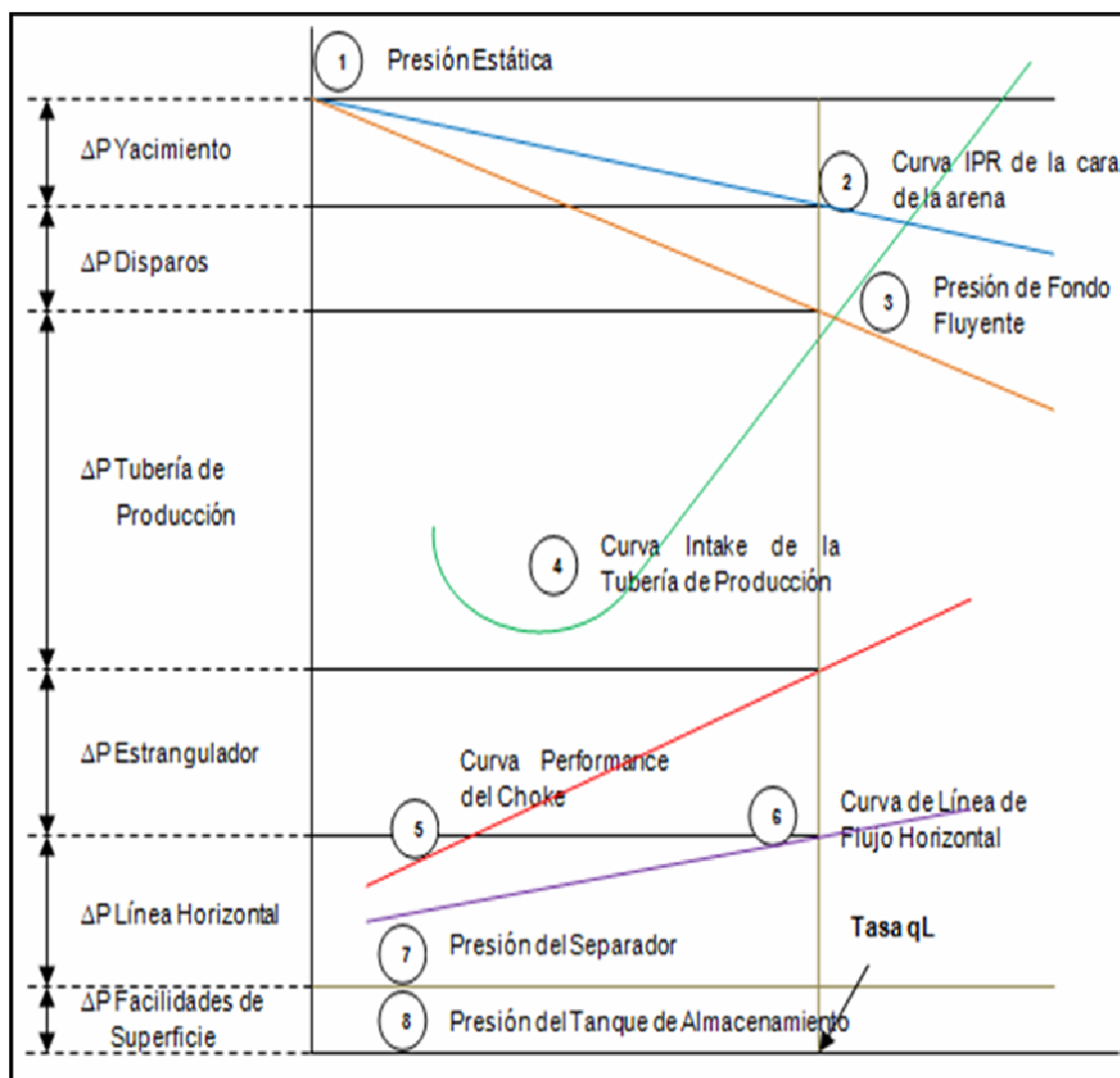
6. *Curva de Línea de Flujo Horizontal.* Esta curva es preparada asumiendo tasas de flujo y, empezando con la presión del separador, obteniendo la presión requerida flujo abajo en el lado del choke.

7. *Presión del Separador.* Es un valor constante para todas las tasas de flujo.

La presión del separador posiblemente puede bajarse, lo que también aumentara la tasa de flujo.

8. *Presión del Tanque de Almacenamiento.* Es un valor constante en todas las tasas de flujo.

Figura 3.4 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL SISTEMA PRODUCTOR TOTAL

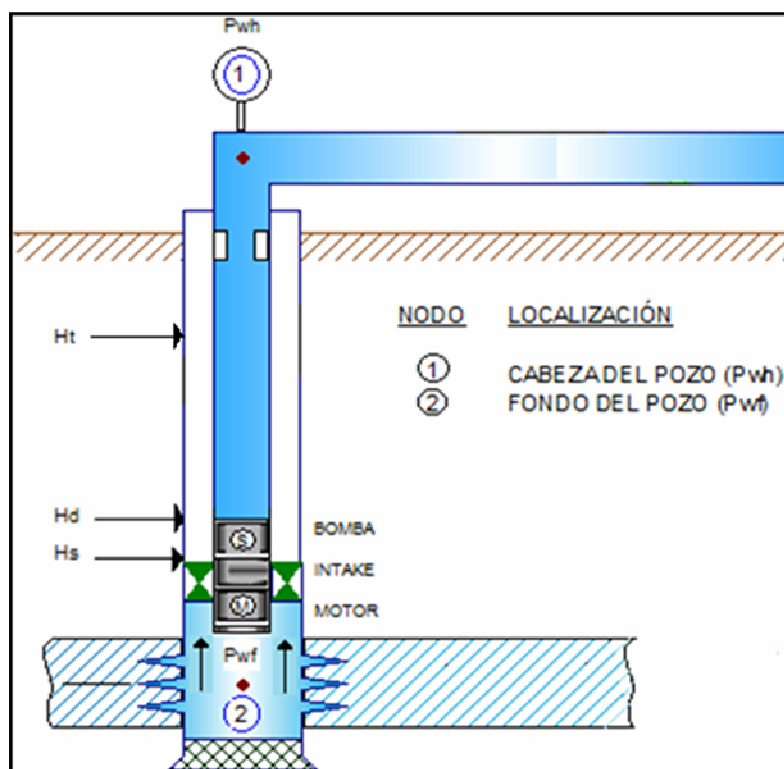


FUENTE: Catálogo Schlumberger

3.2.3 TEORÍA DEL ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Para el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, se considera solamente dos puntos o nodos para su análisis, debido a que se conoce las condiciones de presión del yacimiento (B'UP y curva I.P.R.), y la presión de cabeza (P_{wh}) que es medida diariamente; como se muestra en la figura 3.5 un nodo en el fondo y el otro en el cabezal del pozo.

Figura 3.5 NODOS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: Catálogo Schlumberger

3.2.3.1 Procedimiento Para Realizar Análisis Nodal del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible

El análisis nodal del proyecto se realiza en base a datos de B'UP y datos actuales; el cual sirve para analizar el estado del BES.

Con estas observaciones se procede a realizar los siguientes cálculos:

1. A partir de las pruebas de pozos se construye la curva IPR para saber cuál es el caudal máximo disponible.
2. Para diferentes tasas de fluido calculamos la presión de fondo fluyente a la profundidad promedio de las perforaciones.
3. Con los valores de presión, calcular la altura dinámica de la columna de líquido con el siguiente procedimiento:

a) Calcular la gravedad específica del fluido con:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ API} \quad (3.1)$$

Donde: γ_o = gravedad específica del petróleo

$^\circ API$ = grados API del crudo

b) Encontrar la gravedad específica de la mezcla con:

$$\gamma_{mezcla} = \gamma_w \times BSW + \gamma_o \times (1 - BSW) \quad (3.2)$$

Donde: γ_w = gravedad específica del agua

BSW = fracción de agua y sólidos del fluido producido

c) Hallar la altura del fluido con la siguiente expresión matemática:

$$H_f = \frac{2,31 \times P_{wf}}{\gamma_{mezcla}} \quad (3.3)$$

4. Calcular la presión de succión de la BES con el siguiente procedimiento:

a) Encontrar la altura del fluido desde la profundidad de disparos hasta la succión, representada por H_s succión con la siguiente ecuación:

$$H_s = Prof. Disparos - Prof. Succión \quad (3.4)$$

Donde: $Prof. Disparos$ = profundidad media de la zona cañoneada [pies]

$Prof. Succión$ = profundidad a la entrada de la bomba [pies]

b) Hallar la presión de succión, restando la altura del fluido y la altura de succión.

$$P_{\text{succión}} = \frac{(H_f - H_s) \times \gamma_{\text{mezcla}}}{2.31} \quad (3.5)$$

5. Para las mismas tasas de flujo y con la presión de cabeza, calcular la presión de fondo en la descarga de la BES; ya sea por una correlación de flujo multifásico con el siguiente procedimiento:

a) Hallar las pérdidas de presión en tubería con la ecuación de Hazen Williams:

$$F = \frac{2.083 \times \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} \left(\frac{Q}{34.3}\right)^{1.85}}{ID^{4.8655}} \quad (3.6)$$

Donde: F = caída de presión en [pies perdidos / 1000 pies]

Q = tasa de fluido [BPPD]

C = factor de rugosidad de la tubería, se considera 120

b) Las pérdidas de presión en la tubería, debido al rozamiento entre el fluido y la tubería se calcula mediante la siguiente expresión:

$$P_f = \frac{F \times H_d \times \gamma_{\text{mezcla}}}{2.31} \quad (3.7)$$

Donde: H_d = la altura que sale desde la descarga hasta la superficie.

c) Encontrar la presión producida por la columna hidrostática de fluido (P_{Hd}), desde la superficie hasta la profundidad de descarga de la bomba, con:

$$P_{Hd} = \frac{H_d \times \gamma_{\text{mezcla}}}{2.31} \quad (3.8)$$

d) La presión de descarga se obtiene de la suma de las pérdidas de presión:

$$P_{\text{descarga}} = P_{Hd} + P_f + P_c \quad (3.9)$$

Donde: P_{Hd} = pérdidas de presión desde la superficie hasta la descarga de la bomba [psi]

P_f = pérdidas de presión en tubería, debido al rozamiento [psi]

P_{wh} = presión de cabeza del pozo [psi]

6. Hallar la presión del sistema (P_{sis}), que es la presión total que debe suministrar la bomba para obtener cualquier tasa de flujo, mediante la diferencia entre la presión de succión y la presión de descarga,

$$P_{sis} = P_{descarga} - P_{succión} \quad (3.10)$$

NOTA: "Las caídas de presión no se calcularon con un programa de flujo multifásico, debido a que la adquisición de este programa es muy costoso, y las ecuaciones utilizadas para el desarrollo del análisis nodal para BES, se ajustan en buen grado a las condiciones reales de producción en el área Shushufindi".

7. Los cálculos realizados, hasta el paso 6, están en una hoja de cálculo electrónica para cada pozo, denominada Datos y Cálculos Para Análisis Nodal de BES.
8. Graficar las curvas de presión de descarga vs. caudal y presión de succión vs. caudal, denominado ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, que sirven para analizar las condiciones de operación de la BES, en especial las presiones de succión y descarga de la bomba a la producción actual del pozo, la presión requerida del sistema para levantar el fluido hasta la superficie; también la curva de presión de burbuja, que cuando la presión de succión de la bomba está bajo esta, es necesario colocar un separador de gas. Los fabricantes aconsejan, que la producción del pozo debe estar dentro del rango óptimo de operación para evitar daños de la BES.
9. Graficar la curva de presión de cabeza de la bomba, la misma que es obtenida de la lectura de los catálogos computacionales de la marca Reda, con la curva de presión del sistema P_{sis} ($P_{descarga} - P_{succión}$) vs. Q , la cual incluye a todo el sistema desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, excepto la bomba; además la producción actual del pozo, denominada PUNTO DE OPERACIÓN DE LA BES, que sirven para evaluar la capacidad de entrega (incremento de la presión) de la bomba, en las

condiciones presentadas por el pozo, en especial la presión de succión, que depende exclusivamente del potencial de producción del pozo, y la presión de descarga que depende del tamaño y tipo de tubería de producción, respecto a la tasa de producción actual del pozo.

10. Análisis técnico

3.2.3.2 Ejemplo de Cálculo de Análisis Nodal Para Bombeo Electrosomergible

Cabe mencionar que los datos presentados a continuación, pueden ser visualizados en los datos recopilados al inicio de este capítulo, tanto resultados de B'UP, datos generales de pozos con BES, como también Historiales de Reacondicionamiento y Producción en el capítulo 2.

Datos del Pozo: SSF – 35

BSW = 44%

°API = 28

$\gamma_w = 1,04$

Prof. Descarga = 8198 (pies)

Prof. Succión = 8223 (pies)

Prof. Disparos = 9270 (pies)

Pc = 80 (psi)

Pr = 3232 (psi)

ID = 2,992 (pulg)

C = 120

QI = 775 (BFPD)

Pb = 1010 (psi)

Para los pasos 1 y 2, se tomaron los datos presentados en el análisis de presión restaurada para la compañía PETROPRODUCCIÓN y, datos y resultados de la curva IPR que se pueden visualizar en el Anexo No. 1.

3. La altura dinámica de la columna de líquido de la BES

a) La gravedad específica del fluido:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + \text{°API}}$$

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + 28} = 0,8871$$

b) La gravedad específica de la mezcla:

$$\gamma_{mezcla} = \gamma_w \times BSW + \gamma_o \times (1 - BSW)$$

$$\gamma_{mezcla} = 1,04 \times 0,44 + 0,8871 \times (1 - 0,44) = 0,9676$$

c) Se obtiene una $P_{wf} = 1926$ [psi], para 775 BFPD de la curva IPR (Resultados del Anexo No. 1) y la altura del fluido es:

$$H_f = \frac{2,31 \times P_{wf}}{\gamma_{mezcla}}$$

$$H_f = \frac{2,31 \times 1926}{0,9676} = 4598,024[\text{pies}]$$

4. La presión de succión de la BES:

a) La altura de succión es:

$$H_s = \text{Prof. Disparos} - \text{Prof. Succión}$$

$$H_s = 9270 - 8223 = 1047[\text{pies}]$$

b) La presión de succión es:

$$P_{succión} = \frac{(H_f - H_s) \times \gamma_{mezcla}}{2,31}$$

$$P_{succión} = \frac{(4598,024 - 1047) \times 0,9676}{2,31} = 1487[\text{psi}]$$

5. La presión de fondo de descarga de la BES:

a) La pérdida de presión por el rozamiento del fluido con la tubería:

$$F = \frac{2,083 \times \left(\frac{100}{C}\right)^{1,85} \left(\frac{Q}{34,3}\right)^{1,85}}{ID^{4,8655}}$$

$$F = \frac{2,083 \times \left(\frac{100}{120}\right)^{1,85} \left(\frac{775}{34,3}\right)^{1,85}}{2,992^{4,8655}} = 2,2979 [\text{pies perdidos}/1000 \text{ pies}]$$

b) Pérdidas de presión en la tubería

$$P_f = \frac{F \times H_d \times \gamma_{mezcla}}{2,31}$$

$$P_f = \frac{2,2979 [\text{pies perdidos}/1000 \text{ pies}] \times 8198 (\text{pies}) \times 0,9676}{2,31} = 7,8908 [\text{psi}]$$

c) La presión producida por la columna hidrostática de fluido es:

$$P_{Hd} = \frac{H_d \times \gamma_{mezcla}}{2,31}$$

$$P_{Hd} = \frac{8198 \times 0,9676}{2,31} = 3433,9417 [\text{psi}]$$

d) La presión de descarga:

$$P_{descarga} = P_{Hd} + P_f + P_c$$

$$P_{descarga} = 3433,9417 + 7,8908 + 80 = 3522 [\text{psi}]$$

6. Hallar la presión del sistema

$$P_{sis} = P_{descarga} - P_{succión}$$

$$P_{sis} = 3522 - 1487 = 2034 [\text{psi}]$$


7. Hoja de Datos y Cálculos Para Análisis Nodal de BES. Ver tabla 3.4.

POZO: SHUSHUFINDI – 35

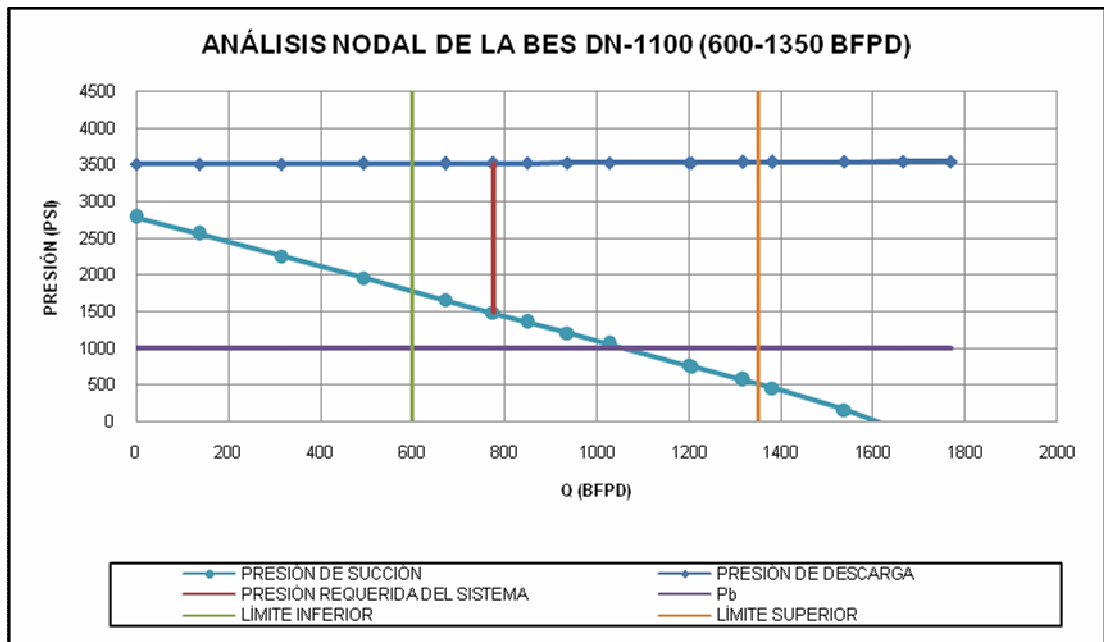
DATOS							
FLUIDO		PROFUNDIDAD		TUBERÍA		ARENA	"U"
BSW%	44	DESCARGA	8198	ID TUBING	2,992	BOMBA	
API	28	SUCCIÓN	8223	OD CASING	7	TIPO	DN-1100
γ_w	1,04	DISPAROS	9270	PESO CASING	26 lb/pie	ETAPAS	328
IP	0,83	PRESIÓN		RUGOSIDAD (C)	120	RANGO OPERATIVO	
		Pc	80			LÍMITE INFERIOR	600
		Pr	3232			LÍMITE SUPERIOR	1350
		Pb	1010			QI	775

Tabla 3.4 Datos y Cálculos Para Análisis Nodal de BES

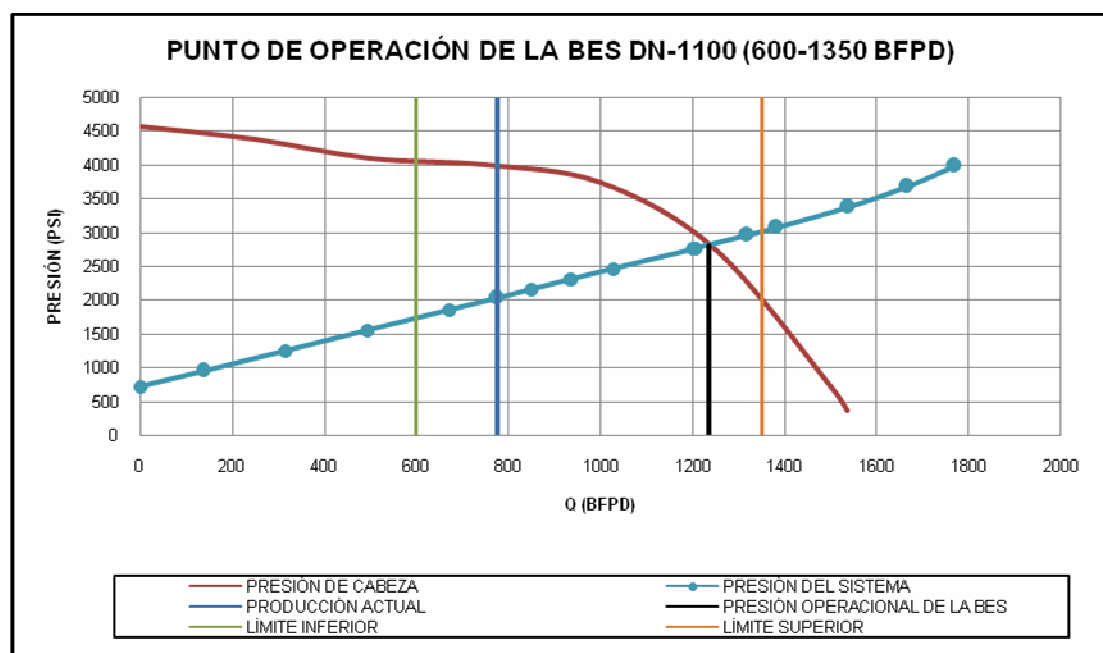
API	γ_g	BSW	$\gamma_{\text{fl}} \%$	Q	Pwf	Hf	Prof. Disparos	Prof. Descarga	Prof. Succión	Hs	Presión de Succión	ID	F	Pf	PHd	Pc	Presión de Descarga	Presión del Sistema	Pb	Bomba DN-1100	
				BFPD	psi	pies	pies	pies	pies	pies	psi	pulg	pies perdidos / 1000 pies	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi
																					BFPD
28	0,8871	44	0,9676	0	3232	7715,896	9270	8198	8223	1047	2793	2,992	0,000	0,000	3433,942	80	3514	721	1010	0	4576
28	0,8871	44	0,9676	137,7	3000	7162,032	9270	8198	8223	1047	2561	2,992	0,094	0,323	3433,942	80	3514	953	1010	250	4379
28	0,8871	44	0,9676	315,7	2700	6445,829	9270	8198	8223	1047	2261	2,992	0,436	1,498	3433,942	80	3515	1254	1010	500	4100
28	0,8871	44	0,9676	493,7	2400	5729,625	9270	8198	8223	1047	1961	2,992	0,998	3,427	3433,942	80	3517	1556	1010	750	4002
28	0,8871	44	0,9676	671,7	2100	5013,422	9270	8198	8223	1047	1661	2,992	1,764	6,057	3433,942	80	3520	1859	1010	1000	3739
28	0,8871	44	0,9676	775	1926	4598,024	9270	8198	8223	1047	1487	2,992	2,298	7,891	3433,942	80	3522	2034	1010	1250	2755
28	0,8871	44	0,9676	849,8	1800	4297,219	9270	8198	8223	1047	1361	2,992	2,725	9,357	3433,942	80	3523	2162	1010	1500	738
28	0,8871	44	0,9676	939,6	1649	3935,680	9270	8198	8223	1047	1210	2,992	3,282	11,269	3433,942	80	3525	2315	1010	1535	377
28	0,8871	44	0,9676	1028	1500	3581,016	9270	8198	8223	1047	1061	2,992	3,874	13,303	3433,942	80	3527	2466	1010		
28	0,8871	44	0,9676	1200	1210	2888,686	9270	8198	8223	1047	771	2,992	5,159	17,714	3433,942	80	3532	2760	1010		
28	0,8871	44	0,9676	1206	1200	2864,813	9270	8198	8223	1047	761	2,992	5,206	17,877	3433,942	80	3532	2770	1010		
28	0,8871	44	0,9676	1319	1010	2411,217	9270	8198	8223	1047	571	2,992	6,142	21,091	3433,942	80	3535	2964	1010		
28	0,8871	44	0,9676	1382	900	2148,610	9270	8198	8223	1047	461	2,992	6,700	23,009	3433,942	80	3537	3076	1010		
28	0,8871	44	0,9676	1537	600	1432,406	9270	8198	8223	1047	161	2,992	8,159	28,016	3433,942	80	3542	3381	1010		
28	0,8871	44	0,9676	1666	300	716,203	9270	8198	8223	1047	-139	2,992	9,469	32,516	3433,942	80	3546	3685	1010		
28	0,8871	44	0,9676	1769	0	0,000	9270	8198	8223	1047	-439	2,992	10,575	36,316	3433,942	80	3550	3989	1010		

 Producción Actual

8. Gráfico de Análisis Nodal del Sistema de Bombeo Electrosumergible.



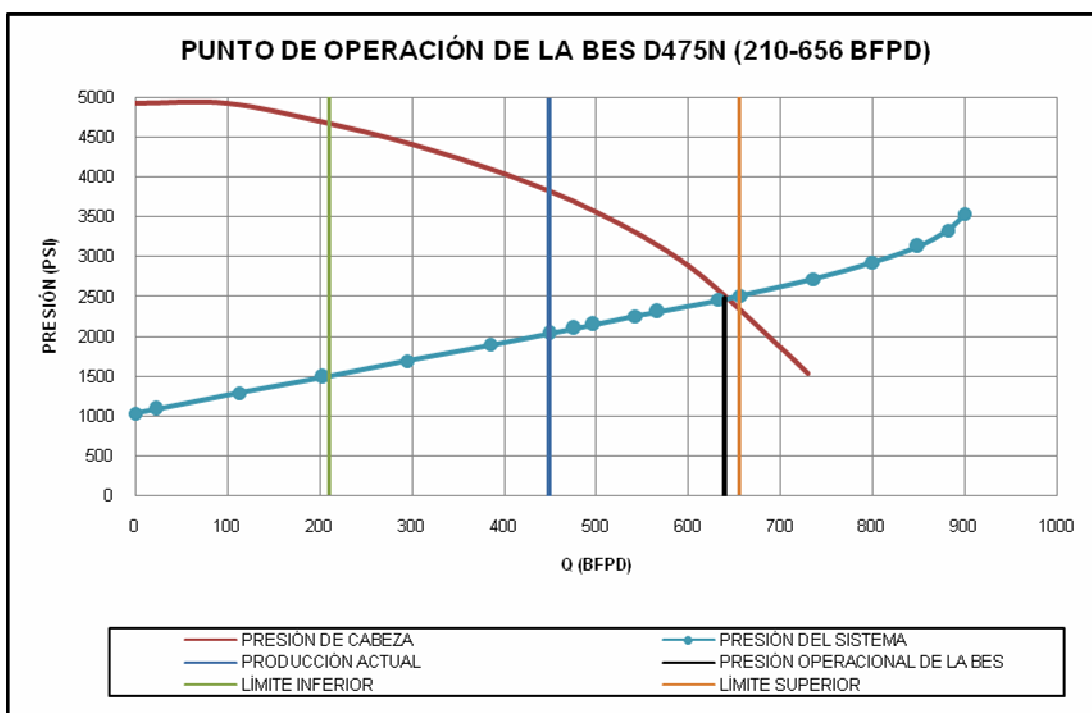
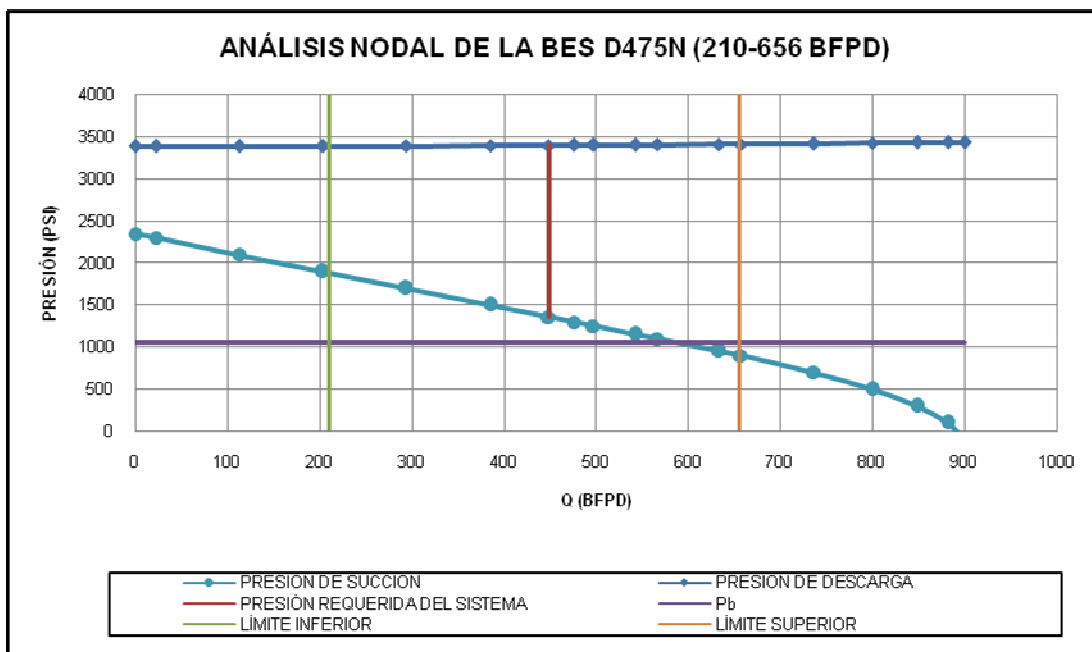
9. Gráfico del Punto de Operación de la BES.



A continuación, se presentan los gráficos del Análisis Nodal del Sistema de Bombeo Electrosumergible y del Punto de Operación de las BES para los diferentes pozos operados con el sistema de bombeo electrosumergible, cuyo procedimiento es similar al del ejemplo.

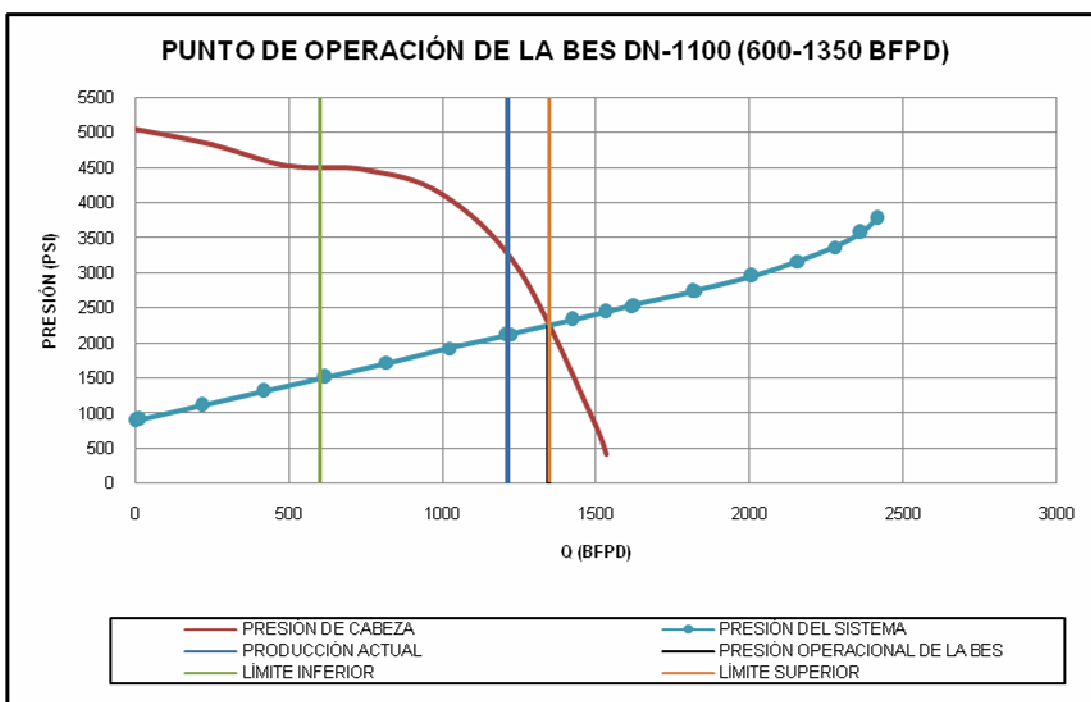
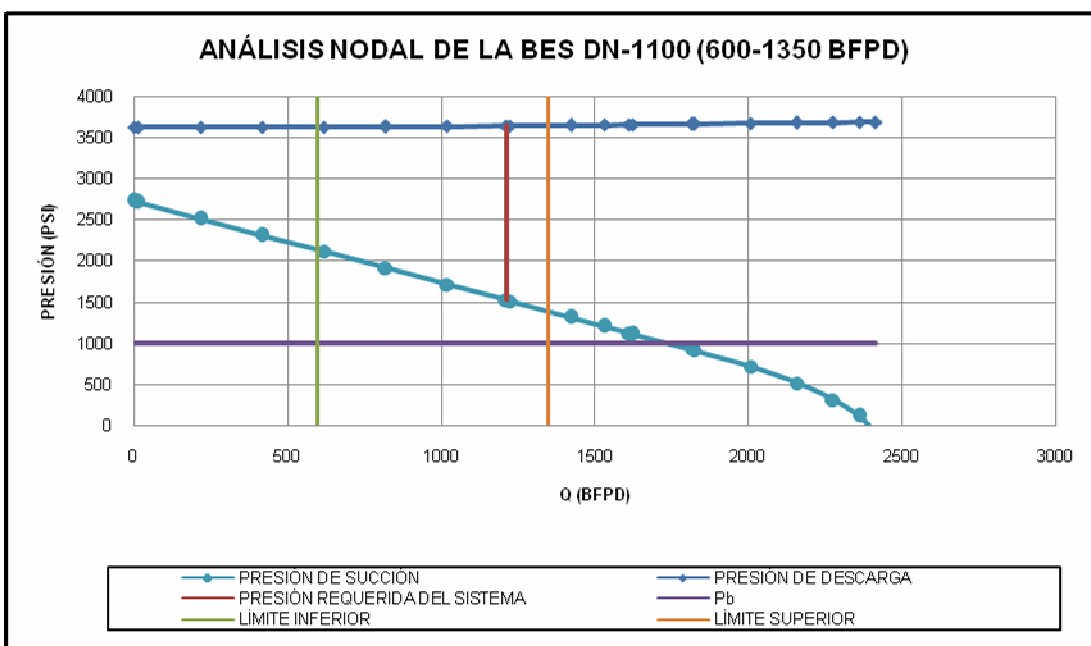
SSF-59

DATOS							
FLUIDO		PROFUNDIDAD		TUBERÍA		ARENA	
BSW%	2	DESCARGA	8732	ID TUBING	2,15	"US"	
API	28	SUCCIÓN	8755	OD CASING	7	BOMBA	
γ_m	1,04	DISPAROS	9016	PESO CASING	26 lb/pie	ETAPAS	300
IP	0,51	PRESIÓN		RUGOSIDAD (C)	120	RANGO OPERATIVO	
		Pc	19			LÍMITE INFERIOR	210
		Pr	2449			LÍMITE SUPERIOR	656
		Pb	1053			QI	449



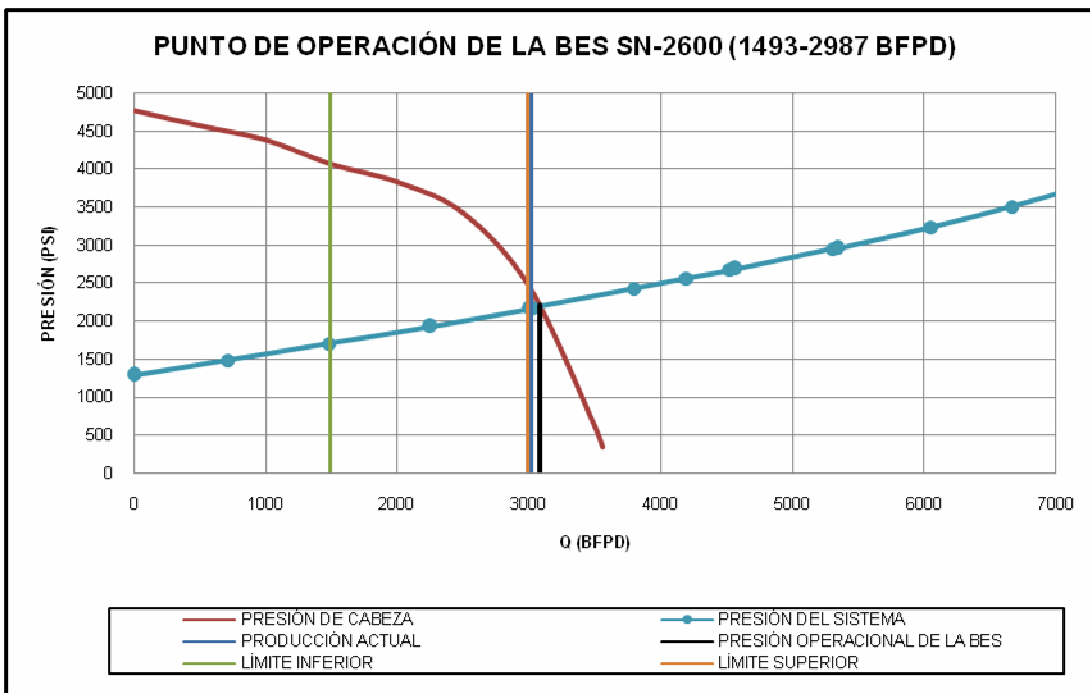
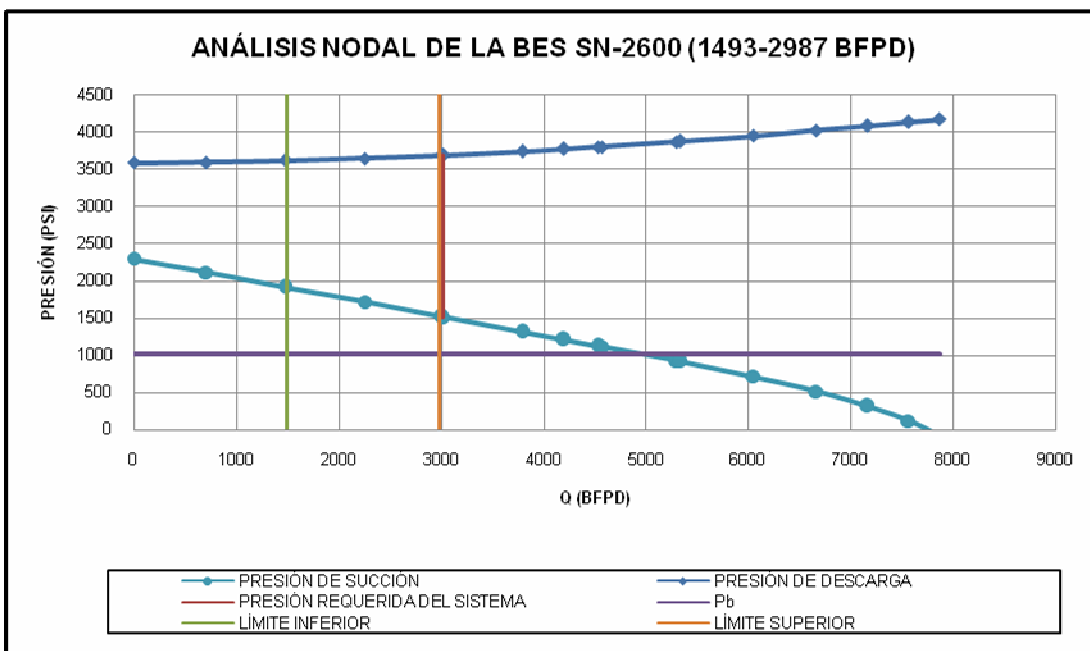
SSF-79

DATOS							
FLUIDO		PROFUNDIDAD		TUBERÍA		ARENA	
BSW%	8	DESCARGA	8837	ID TUBING	2,992	BOMBA	
API	24	SUCCIÓN	8865	OD CASING	7	TIPO	DN-1100
γ_w	1,04	DISPAROS	9072	PESO CASING	26 lb/pie	ETAPAS	362
IP	0,95	PRESIÓN		RUGOSIDAD (C)	120	RANGO OPERATIVO	
		Pc	100			LIMITE INFERIOR	600
		Pr	2816			LIMITE SUPERIOR	1350
		Pb	1010			QI	1212



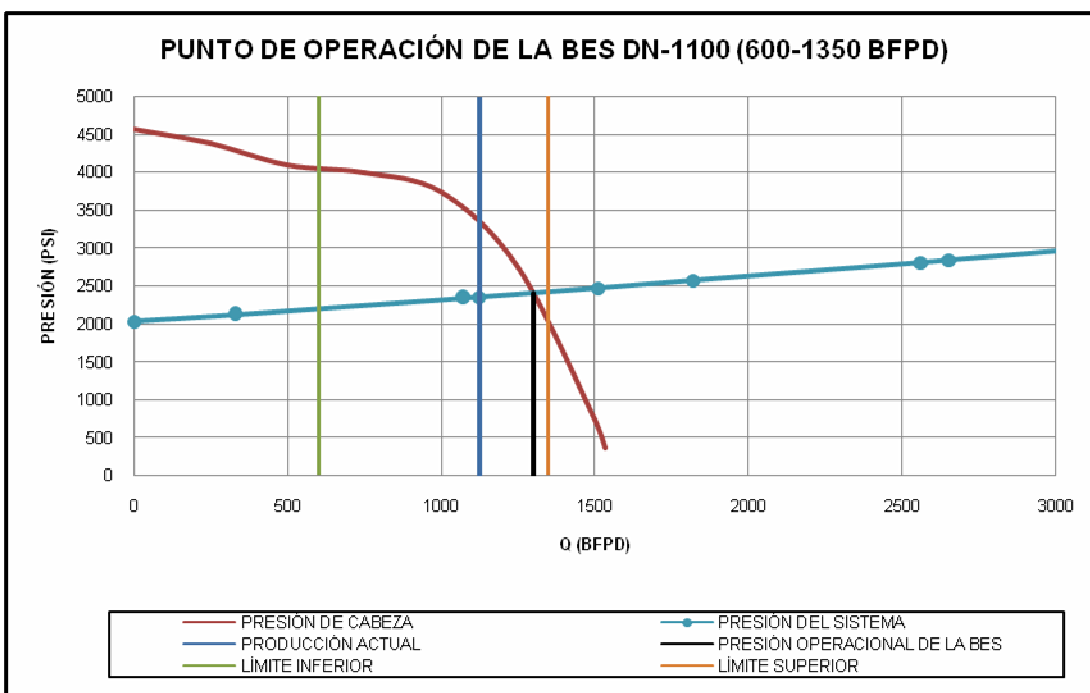
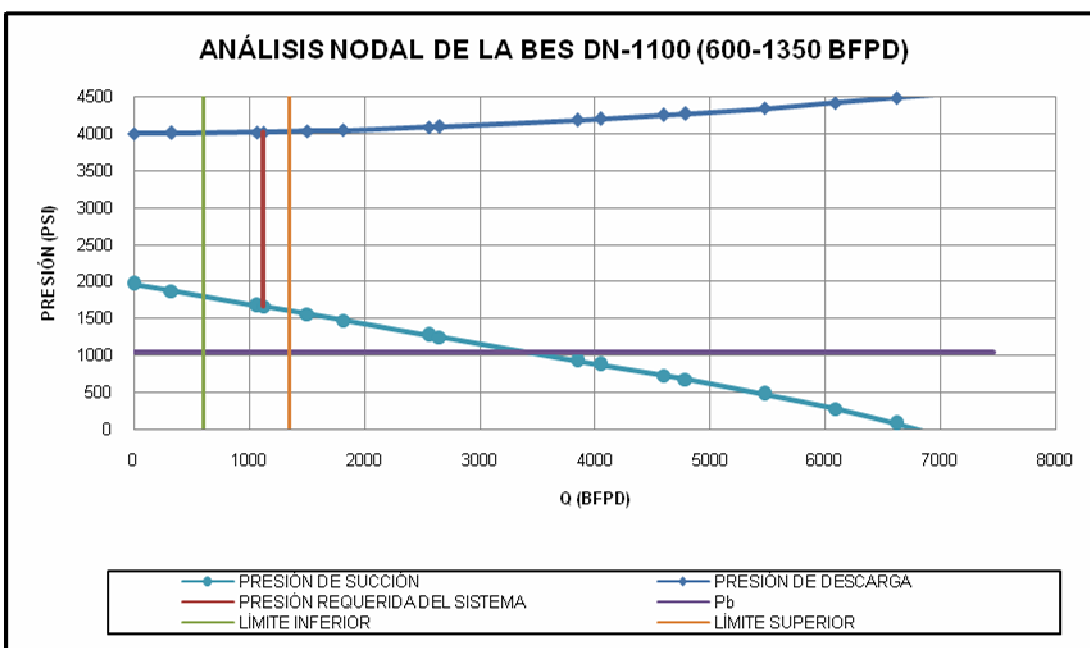
SSF-82

DATOS							
FLUIDO		PROFUNDIDAD		TUBERÍA		ARENA	
BSW%	23	DESCARGA	8740	ID TUBING	2,992	BOMBA	
API	29	SUCCIÓN	8760	OD CASING	7	TIPO	SN-2600
γ_w	1,04	DISPAROS	8974	PESO CASING	26 lb/pie	ETAPAS	188
IP	3,83	PRESIÓN		RUGOSIDAD (C)	120	RANGO OPERATIVO	
		Pc	90			LÍMITE INFERIOR	1493
		Pr	2380			LÍMITE SUPERIOR	2987
		Pb	1030			QI	3010



SSF-109D

DATOS							
FLUIDO		PROFUNDIDAD		TUBERÍA		ARENA	
BSW%	40	DESCARGA	8837	ID TUBING	2,992	BOMBA	
API	31	SUCCIÓN	8865	OD CASING	7	TIPO	DN-1100
γ_m	1,04	DISPAROS	10396	PESO CASING	26 lb/pie	ETAPAS	253
IP	2,9	PRESIÓN		RUGOSIDAD (C)	120	RANGO OPERATIVO	
		Pc	60			LÍMITE INFERIOR	600
		Pr	2289			LÍMITE SUPERIOR	1350
		Pb	1053			QI	1053



Los resultados del análisis nodal son utilizados para determinar los puntos de operación actuales y óptimos de las BES instaladas de los pozos seleccionados del Área Shushufindi y se encuentran detallados en la tabla 3.5.

Tabla 3.5 Resultados de los Puntos de Operación Actuales y Óptimos de las BES

Pozo	Tipo de Bomba	Rango Operativo	Actual		Óptima		Observaciones
			Capacidad (BFPD)	Presión del Sistema (psi)	Capacidad (BFPD)	Presión Operacional de la BES (psi)	
SSF-35	DN-1100	600 – 1350	775	2039	1235	2820	Dentro del Rango
SSF-59	D475N	210 – 656	449	2041	640	2480	Dentro del Rango
SSF-79	DN-1100	600 – 1350	1212	2121	1345	2250	Dentro del Rango
SSF-82	SN-2600	1493 – 2987	3010	2170	3080	2220	Fuera del Rango (UPTHRUST)
SSF-109D	DN-1100	600 – 1350	1123	2361	1300	2410	Dentro del Rango

FUENTE: Gráficos del Análisis Nodal del Sistema de Bombeo Electrosomergible

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

CAPÍTULO 4

IMPLEMENTACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA SHUSHUFINDI

4.1 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS CON ALTO POTENCIAL DEL ÁREA SHUSHUFINDI

4.1.1 FUNDAMENTOS HIDRÁULICOS

La hidráulica se define como el comportamiento de los líquidos en reposo y en movimiento.

4.1.1.1 Densidad (ρ)

Conocida como peso específico, es el peso por unidad de volumen de una sustancia. La densidad del petróleo varía de acuerdo a los cambios de temperatura y/o presión, al igual que los cambios en la cantidad de gas en solución. Si la presión de interés se encuentra por encima de la presión del punto de burbuja, todo el gas disponible se encuentra en solución.

4.1.1.2 Gravedad Específica

Es la relación de la densidad de un fluido con respecto a la densidad de otro fluido de referencia, a condiciones estándar de presión y temperatura. En los líquidos, el agua es el fluido de referencia y en los gases, el aire es el gas de referencia.

4.1.1.3 Gradiente de Presión

Es la presión ejercida por cada pie de altura del fluido. Cuanto mayor sea la densidad del petróleo y la gravedad específica del fluido; mayor será el gradiente de presión ejercido para la misma distancia de columna.

El agua fresca ejerce un gradiente de presión de 0,433 (psi/pie).

$$\text{Gradiente} \left(\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right) = \gamma \times 0,433 \left(\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right) \quad (4.1)$$

Donde: γ = gravedad específica del fluido

4.1.1.4 Viscosidad

Es una medida de la resistencia interna que tienen los líquidos y gases para fluir. Debido a que el petróleo tiene una mayor resistencia al flujo en una tubería, esto causa una serie de problemas, ya que las bombas requieren mayor potencia para vencer la resistencia creada por los líquidos viscosos. La unidad de medida de la viscosidad es el centipoise (cp) y varía con los cambios de temperatura, descendiendo de forma exponencial a medida que la temperatura aumenta.

4.1.1.5 Altura de la Columna de Fluido

Es usada para representar la altura vertical de una columna estática de líquido, correspondiente a la presión de un fluido en un punto determinado.

En el ámbito petrolero cuando se emplea el término presión de columna se refiere a unidades en (psi), mientras que altura de columna se refiere a (pies). Estos valores son mutuamente convertibles, usando las siguientes fórmulas:

$$\text{Presión (psi)} = \frac{\text{Altura de columna en (ft)} \times \gamma_{\text{mezcla}}}{2,31 \left(\frac{\text{ft}}{\text{psi}} \right)} \quad (4.2)$$

$$\text{Altura de columna en (pies)} = \frac{\text{Presión (psi)} \times 2,31 \left(\frac{\text{ft}}{\text{psi}} \right)}{\gamma_{\text{mezcla}}} \quad (4.3)$$

4.2 DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El correcto desempeño de un equipo electrosumergible, depende del diseño óptimo de sus componentes. Este diseño, no es difícil, si se tiene a disposición datos confiables del pozo, que permitirán seleccionar el equipo más adecuado, y por ende el más económico; satisfaciendo así, las necesidades de los clientes conservando la integridad del yacimiento.

En el Anexo No. 6, se realiza un ejemplo de diseño de bombeo electrosumergible, para el pozo Shushufindi – 77, que actualmente produce por bombeo neumático.

4.2.1 DATOS BÁSICOS

Todo diseño parte de la recolección y análisis de datos del pozo, que se usarán en el diseño. La información obtenida del análisis tendrá un efecto significativo en la selección y en el rendimiento real del equipo.

A continuación se detalla la lista de datos requeridos para el diseño de un equipo electrosumergible:

1) Datos del Pozo

- Especificaciones de la tubería de revestimiento (tamaño y peso)
- Especificaciones de la tubería de producción (tamaño, tipo y conexión)
- Profundidad de pozo
- Intervalo de las perforaciones

2) Datos de Producción

- Presión de cabeza del pozo
- Caudal de producción actual
- Presión de fondo fluyente
- Presión del yacimiento
- Caudal de producción deseado
- Relación gas – petróleo (GOR)
- Corte de agua

3) Condiciones del Fluido de Pozo

- Gravedad específica del agua
- Gravedad específica del petróleo o API.
- Gravedad específica del gas
- Presión de burbuja
- Viscosidad del petróleo
- Salinidad del fluido
- Factores volumétricos de cada fase.

4) Suministro de Energía Eléctrica

- Voltaje primario disponible y capacidad
- Frecuencia

5) Posibles Problemas

- Arena
- Corrosión
- Parafina
- Escala
- Emulsión
- Gas
- Temperatura

4.2.2 PASOS PARA EL DISEÑO

Los pozos del Área Shushufindi poseen una viscosidad baja, pero tienden a altos cortes de agua, lo que permite diseñar sistemas electrosumergibles sin tomar en cuenta los efectos de la viscosidad, pero sí se toma en cuenta el corte de agua.

A continuación se detallan los pasos que se deben seguir para el diseño:

1) Obtener y analizar los datos disponibles

Este es el primer paso y el más importante en la selección del equipo de bombeo electrosumergible y la información obtenida del análisis tendrá un efecto significativo en el rendimiento del equipo.

2) Determinar el índice de productividad (IP)

Se puede determinar mediante el Software FEKETE (Anexo No. 1). Este dato permite predecir la productividad del pozo.

Para este cálculo generalmente se cuenta con todos los datos necesarios, razón por la cual al obtener el IP, se puede buscar un *caudal óptimo*, el cual permite mantener la *presión de fondo fluyente (Pwf)* sobre la *presión de burbuja (Pb)*, con el fin de evitar la presencia de gas libre en la bomba.

3) Cálculo de la presión de fondo fluyente al caudal deseado

La presión de fondo fluyente al caudal deseado se la obtiene de la curva IPR.

4) Cálculo de la gravedad específica de la mezcla

Es importante conocer la gravedad específica de la mezcla para poder calcular la presión de entrada a la bomba, se utiliza la siguiente ecuación:

$$\gamma_m = \gamma_o(1 - BSW) + \gamma_w(BSW) \quad (4.4)$$

Donde:

- γ_m = gravedad específica de la mezcla
- γ_o = gravedad específica del petróleo
- γ_w = gravedad específica del agua
- BSW = sedimentos básicos y agua en porcentaje

5) Determinación de la profundidad de asentamiento de la bomba (PAB)

Cuando sea conocido el nivel estático del fluido en el pozo, la profundidad de asentamiento de la bomba puede ser calculada con la siguiente expresión:

$$PAB = H_d + \left(\frac{P_b \times 2.31}{\gamma_m} \right) \quad (4.5)$$

Donde:

- H_d = nivel estático de fluido
- γ_m = gravedad específica de la mezcla

También es común que se considere la profundidad de asentamiento de la bomba, 100 pies sobre la profundidad a la que se encuentra el packer superior en el diagrama de completación.

6) Determinación de la presión de entrada a la bomba (PEB)

La presión de entrada a la bomba, se la obtiene utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{wf} @ Q_{deseado} = P_{wf} @ Q_{deseado} - \left(\frac{(Prof. prom. de perfor. - PAB) \times \gamma_m}{2.31 \left(\frac{ft}{psi} \right)} \right) \quad (4.6)$$

Es importante tener en cuenta el siguiente criterio para el cálculo del Gas Libre:

$$\text{Si } PEB \geq Pb, \quad \text{Gas Libre} = \text{Gas total} - \text{Gas en solución} \quad (4.7)$$

$$\text{Si } PEB < Pb, \quad \text{Gas Libre} = 0 \quad (4.8)$$

7) Cálculo de la temperatura de entrada a la bomba

Se determina de temperatura de entrada a la bomba con la siguiente ecuación:

$$T_{entrada} = T_s + \frac{T_f - T_s}{Prof. promedio de perforaciones} \times PAB \quad (4.9)$$

Donde: $T_{entrada}$ = temperatura de entrada a la bomba

T_f = temperatura de fondo de pozo

T_s = temperatura de superficie

8) Cálculo del volumen del fluido en la entrada de la bomba

La presencia de gas libre en la entrada de la bomba, hace que el proceso de selección del equipo sea más complicado. Como el fluido (líquido y gas) fluye a través de las etapas de la bomba desde la succión hasta la descarga y a través de la tubería de producción, la presión y las propiedades de los fluidos cambian continuamente. Mientras el gas permanezca en solución, la bomba tendrá un comportamiento de bombeo como con un líquido de baja densidad.

Sin embargo, la bomba comienza a producir con una presión de cabeza menor de lo normal, a medida que la relación gas – líquido (en condiciones de bombeo) aumenta hacia un valor crítico (alrededor de 10 – 15%).

Además la presencia de gas libre en la tubería de producción puede crear un efecto de levantamiento de gas, reduciendo considerablemente la presión requerida de descarga.

Idealmente un pozo podría ser productivo con una presión de succión mayor que la presión de burbuja para mantener cualquier gas en solución en la entrada de la bomba. Típicamente esto no es posible, de manera que los gases deben ser separados de los otros fluidos antes de la entrada de la bomba para alcanzar la máxima eficiencia del sistema.

Es esencial determinar el efecto del gas en el volumen del fluido para seleccionar el separador y la bomba adecuada.

a) Cálculo de las características de los fluidos

Si la relación gas – petróleo en solución (R_s), el factor de volumen del gas (B_g) y el factor de volumen de formación (B_o), no están disponibles con los datos del yacimiento deben ser calculados. Las correlaciones más comunes a partir de las cuales se puede obtener la relación gas – petróleo en solución (R_s) y el factor de volumen de formación (B_o) son:

- Standing
- Vásquez y Beggs
- Lasater
- Glaso
- Kartoadmdjo

Escoger la correlación que mejor se ajuste a las condiciones reales del fluido.

Relación gas – petróleo en solución (Correlación de Standing)

Representa el volumen del gas disuelto en el petróleo a las condiciones de yacimiento y viene expresado en (PCS/BF). La solubilidad del gas en el petróleo crudo depende de la presión, temperatura y de la composición de los fluidos. Si se mantiene la presión constante para un mismo petróleo, la solubilidad disminuye al aumentar la temperatura, y si la temperatura se mantiene constante y aumenta la presión, la solubilidad aumenta.

Se determina utilizando la correlación de Standing:

$$R_s = \gamma_g \times \left(\frac{P_b}{18} \times \frac{10^{0.0125 \times \text{°API}}}{10^{0.00091 \times T}} \right)^{1/0.83} \quad (4.10)$$

Donde: R_s = relación gas petróleo en solución
 γ_g = gravedad específica del gas
 P_b = presión de burbuja
 °API = grado API del petróleo
 T = temperatura de fondo del pozo

Factor volumétrico del petróleo (Correlación de Standing)

Conocido también como factor volumétrico del fluido de la formación, es un factor que representa el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad de volumen de petróleo a condiciones normales. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$\beta_o = 0,972 + 0,000147 \times F^{1,175} \quad (4.11)$$

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right) + 1,25 \times T \quad (4.12)$$

Donde: β_o = factor volumétrico de formación
 R_s = relación gas petróleo en solución
 γ_g = gravedad específica del gas
 γ_o = gravedad específica del petróleo
 T = temperatura del pozo, (°F)

Factor volumétrico del gas (Correlación de Standing)

El factor volumétrico del gas (B_g), relaciona el volumen del gas en el yacimiento al volumen del mismo en superficie, es decir a condiciones normales, Psc, Tsc.

Se expresa en pies cúbicos o barriles del volumen en el yacimiento por pie cúbico de gas a condiciones normales o en pies cúbicos a condiciones normales por pie cúbico o barril de volumen en el yacimiento. Se expresa por la siguiente:

$$\beta_g = \frac{P_{sc} z T}{T_{sc} P} \quad (4.13)$$

Cuando Psc = 14,7 y Tsc = 60 °F

$$\beta_g = 0,02829 \frac{z T}{P} \left[\frac{PC}{PCS} \right] \quad (4.14)$$

$$\beta_g = 35,35 \frac{P}{z T} \left[\frac{PCS}{PC} \right] \quad (4.15)$$

$$\beta_g = 5,04 \frac{z T}{P} \left[\frac{BLS}{MPCS} \right] \quad (4.16)$$

Donde: β_g = factor volumétrico del gas (0,81 a 0,91)

z = factor de compresibilidad el gas

T = temperatura de fondo del pozo (°R)

P = presión de entrada a la bomba

b) Cálculo del volumen total de los fluidos

Cuando se conocen estas tres variables R_s , B_o y B_g , los volúmenes y porcentaje de petróleo, agua y gas libre pueden ser calculados.

El volumen total de gas (libre y en solución) se puede determinar como sigue:

$$GAS_{Total} = \frac{GOR \times Q_o \text{ deseado}}{1000} [MPC] \quad (4.17)$$

$$GAS_{Solución} = \frac{R_s \times Q_o \text{ deseado}}{1000} \quad (4.18)$$

$$GAS_{Libre} = GAS_{Total} - GAS_{Solución} \quad (4.19)$$

El volumen de petróleo (V_o) en la entrada de la bomba es igual a los barriles producidos por B_o .

$$V_o = Q_{o \text{ deseada}} \times B_o \quad (4.20)$$

El volumen de gas (V_g) en la entrada de la bomba es igual a la cantidad de gas libre por B_g .

$$V_g = GAS_{\text{Libre}} \times B_g \quad (4.21)$$

El volumen de agua (V_w) en la formación es la misma que los barriles producidos en la superficie.

$$V_w = Q_w \times B_w \quad (4.22)$$

El volumen de fluido total (V_t) se define como:

$$V_t = V_o + V_g + V_w \quad (4.23)$$

El porcentaje de gas libre presente a la entrada de la bomba con respecto al volumen total del fluido es:

$$\% \text{ de Gas Libre} = \frac{V_g}{V_t} \times 100\% \quad (4.24)$$

Si el *porcentaje de gas libre es menor al 10%* por volumen, tendrá poco efecto en el desempeño de la bomba, por lo tanto, no se requerirá de un separador de gas. Y si es *mayor al 10%*, el gas libre afecta al funcionamiento de la bomba, especialmente en las etapas con impulsor de flujo radial; por lo tanto *se recomienda que se instale un separador de gas*. Estos tienen una eficiencia del 80% y requieren una potencia para su movimiento dependiendo de la serie.

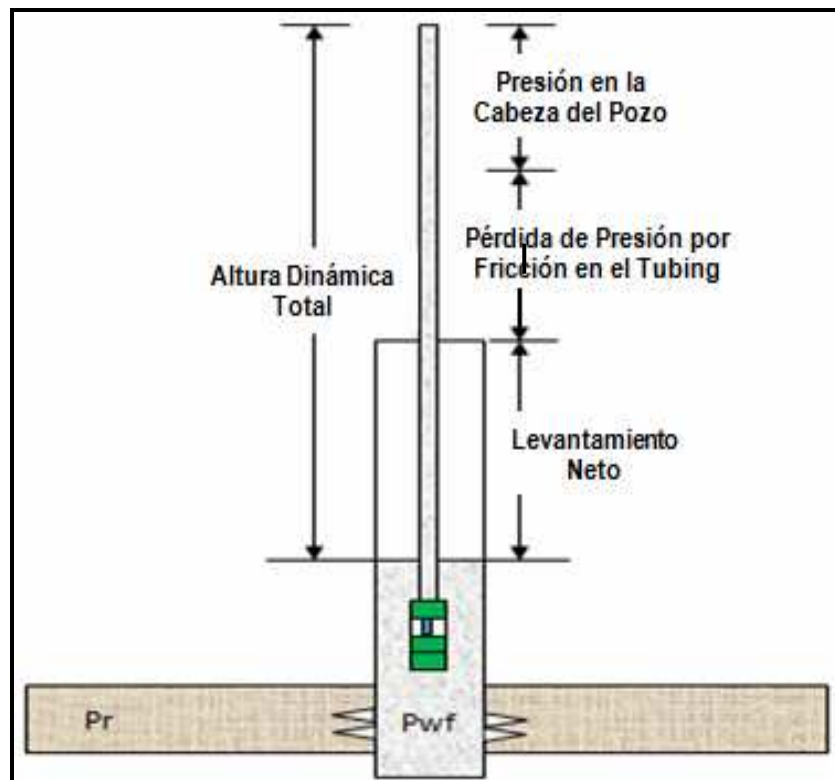
9) Cálculo de la altura dinámica total (TDH)

Es la altura dinámica total requerida para bombear la capacidad de fluido deseada (Ver figura 4.1). Este valor es usado en el cálculo del número de etapas necesarias, para levantar la columna de fluido y se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$TDH = LN + Ft + Pc \quad (4.25)$$

Donde: LN = levantamiento neto, es la distancia vertical entre la cabeza del pozo y el nivel estimado de producción de fluido, (pies).
 Ft = pérdida de presión por fricción en la tubería, (pies).
 Pc = presión requerida en la cabeza de pozo para superar la presión existente en la línea de flujo, (pies).

Figura 4.1 ALTURA DINÁMICA TOTAL (TDH)



FUENTE: REDA, "Catálogo de Bombeo Electrosumergible, 1999"

a) Cálculo de levantamiento neto (LN)

Es la distancia entre la cabeza del pozo y el nivel estimado de producción.

$$LN = PAB - \left(\frac{PEB \times 2.31 \text{ ft/psi}}{\gamma_m} \right) \quad (4.26)$$

b) Cálculo de la pérdida de carga por fricción

Se determina usando la fórmula de Hazen – Williams. También se puede obtener utilizando la figura 4.2 para pérdidas de presión en tuberías elaboradas en base a la ecuación de Hazen – Williams:

$$\frac{\text{Pérdidas}}{\text{pie}} = \frac{2,083 \times \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} \times \left(\frac{Q_f \text{ deseado}}{34.3}\right)^{1.85}}{ID^{4.8655}} \quad (4.27)$$

Donde: $\frac{\text{Pérdidas}}{\text{pie}}$ = pérdidas por fricción por cada 1000 pies en tubería por pie

C = factor de fricción por la rugosidad de la tubería.

$Q_f \text{ deseado}$ = caudal de fluido deseado

ID = diámetro interno de la tubería de producción (pulg)

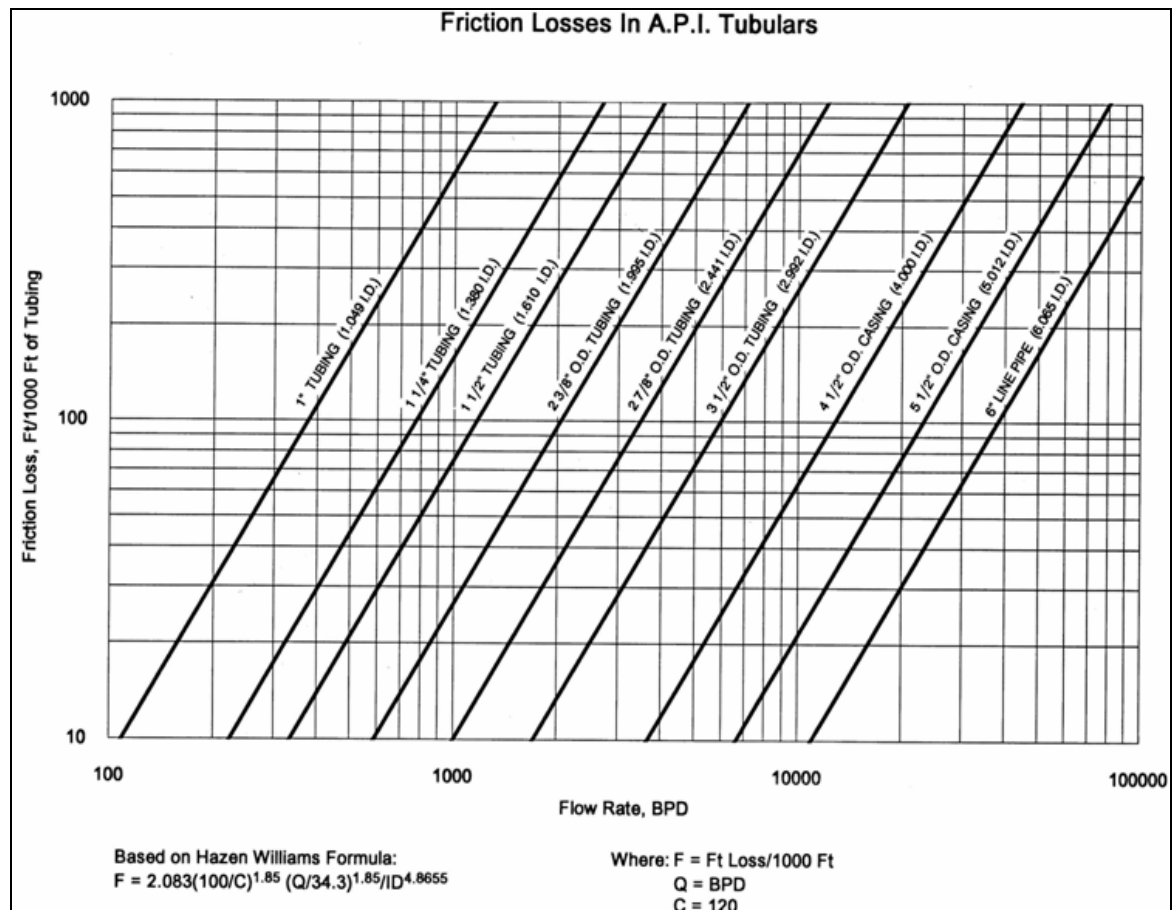
Tabla 4.1 Coeficientes de Fricción

TIPO DE TUBERÍA	COEFICIENTE DE FRICCIÓN
Tubería vieja (más de 10 años)	100
Tubería nueva (menos de 10 años)	120
Tubería de fibra de vidrio	130
Tubería recubierta con plástico	140

FUENTE: BAKER HUGHES CENTRILIFT; Manual Básico

$$F_t = \text{Pérdidas/pie} \times \text{PAB} \quad (4.28)$$

Figura 4.2 GRÁFICA DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN



FUENTE: REDA, "Catálogo de Bombeo Electrosumergible, 1999"

c) Cálculo de la presión de cabeza en pies

Es la presión necesaria en el cabezal del pozo para vencer la fricción y altura de la tubería que conduce el fluido desde la locación hasta los separadores de la estación. Se debe transformar las unidades de presión a unidades de altura de presión, usando la siguiente ecuación:

$$P_c (\text{pies}) = \frac{P_e \times 2.31 \text{ ft/psi}}{\gamma_m} \quad (4.29)$$

Con los datos obtenidos en los pasos anteriores procedemos a calcular TDH:

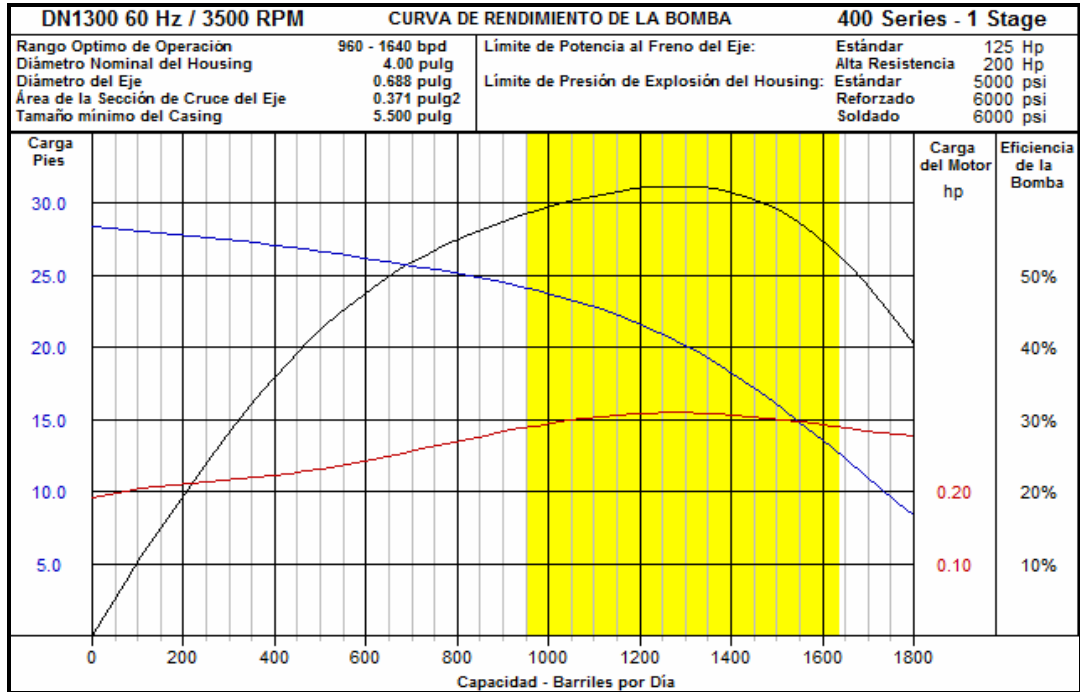
$$TDH = LN + Ft + Pc$$

10) Selección de la bomba al caudal de fluido deseado

En base a la tasa de producción esperada de fluido, tamaño del casing y propiedades PVT de los fluidos, se selecciona el tipo de bomba que estará operando dentro del rango de capacidad recomendado de la bomba y cercana a la máxima eficiencia de la bomba, a la tasa de producción deseada. Además, se selecciona la de mayor diámetro debido a su mejor eficiencia y bajo costo. Si más de dos bombas cumplen los requisitos, se debe seleccionar la bomba con eficiencia más alta, diámetro mayor y también, realizar un análisis económico antes de finalizar la selección.

Luego, se debe revisar el catálogo de las bombas y determinar el número de etapas de la bomba seleccionada, para producir la capacidad deseada de eficiencia de la bomba (Ver figura 4.3) son curvas de rendimiento para una sola etapa con base en agua con gravedad específica 1,0. En estas curvas se tienen que leer los valores de la carga, de potencia y la eficiencia.

Figura 4.3 CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA SELECCIONADA



FUENTE: REDA, “Catálogo de Bombeo Electrosumergible, 1999”

Para determinar el número total de etapas se utiliza la siguiente ecuación:

$$N^{\circ} \text{ total de etapas} = \frac{TDH}{\left(\frac{\text{pies}}{\text{etapa}}\right)} \tag{4.30}$$

Donde: TDH = altura dinámica total (pies)
 $\left(\frac{\text{pies}}{\text{etapa}}\right)$ = número de etapas por pie

11) Con el número de etapas se obtiene:

El housing, longitud en pies, peso en libras y el número máximo de etapas.

Se recomienda elegir un housing con un número de etapas inmediatamente mayor al requerido, en el caso de que no coincidan.

12) Cálculo de la potencia al freno requerida por el motor (BHP)

Para calcular los BHP requeridos, se usa la siguiente expresión:

$$BHP = \text{Número de etapas} \left(\frac{HP}{\text{etapa}}\right) \gamma_m \tag{4.31}$$

13) Selección del tipo de motor

Para la selección del motor, se utiliza el dato de potencia obtenida a partir del valor de potencia consumida por todas las etapas de la bomba, más la potencia al freno generada por la sección sellante. Con este valor y tomando en cuenta el diámetro del casing, se escoge el tipo de motor. Además se debe considerar que los motores trabajan con el 85% de eficiencia.

Antes de seleccionar el motor se debe tener en cuenta que:

- Los motores con alto voltaje (en consecuencia, baja corriente) causan bajas pérdidas en el cable y requieren cables de pequeño tamaño de conductor.
- Mientras más alto sea el voltaje del motor, más costoso será el controlador del motor.
- Utilización de equipo en inventario.

Si un cierto número de motores cumplen con los requisitos necesarios para ser instalados en un pozo, se deben hacer las siguientes consideraciones para escoger el equipo apropiado:

- Los motores de mayor diámetro son generalmente más económicos y pueden entregar más potencia.
- Para temperaturas de fondo medianas y altas, deben utilizar motores “intermedios”. Estos motores poseen un sistema de aislamiento y cojinetes diferentes al de los motores convencionales que permiten al motor operar bajo altas temperaturas.

14) Cálculo de la velocidad del fluido

Esta velocidad permite saber si la refrigeración del motor será la adecuada, caso contrario, será necesario colocar una camisa de refrigeración entre el motor y el protector.

$$V_{\text{fluido}} = 0,0119 \times \left(\frac{Q_{\text{fluido}}}{D_{\text{casing}}^2 - D_{\text{motor}}^2} \right) \quad (4.32)$$

Donde: Q_{fluido} = caudal del fluido

DI_{casing} = diámetro interno del casing [pulg]

DE_{motor} = diámetro externo del motor [pulg]

Para un enfriamiento adecuado se requiere que la velocidad del fluido que pasa por las paredes sea de por lo menos un pie/seg.

15) Selección del protector o sección sellante del motor

Para la selección debemos consultar los catálogos y elegir el sello más adecuado para la bomba y el motor seleccionados.

El requerimiento de la potencia para el sello es función de la altura dinámica total producida por la bomba.

El modelo de sello se lo selecciona en base al tipo de pozo, cuando tenemos pozos verticales se puede utilizar la configuración normal, es decir, tándem inferior con la bolsa en la cámara superior y el tándem superior con la cámara superior laberíntica.

Para pozos direccionales se debe utilizar los sellos con doble bolsa, es decir, con bolsa en las cámaras superiores de los dos tándems.

16) Selección del separador de gas

Para determinar si es necesario instalar un separador de gas, se debe tomar en cuenta si la *PEB* es menor que la *Pb*, y adicionalmente se debe calcular el % de gas libre.

$$\%Gas_{\text{libre a la entrada de la bomba}} = 100 \times \frac{Gas_{\text{libre a la entrada de la bomba}} \times \rho_g}{Volumen_{\text{total}}} \quad (4.33)$$

Si el porcentaje del gas libre es menor que el 10%, tendrá poco efecto en el desempeño de la bomba, por lo tanto, no se requiere de un separador de gas.

17) Selección del cable de potencia y del cable de extensión del motor

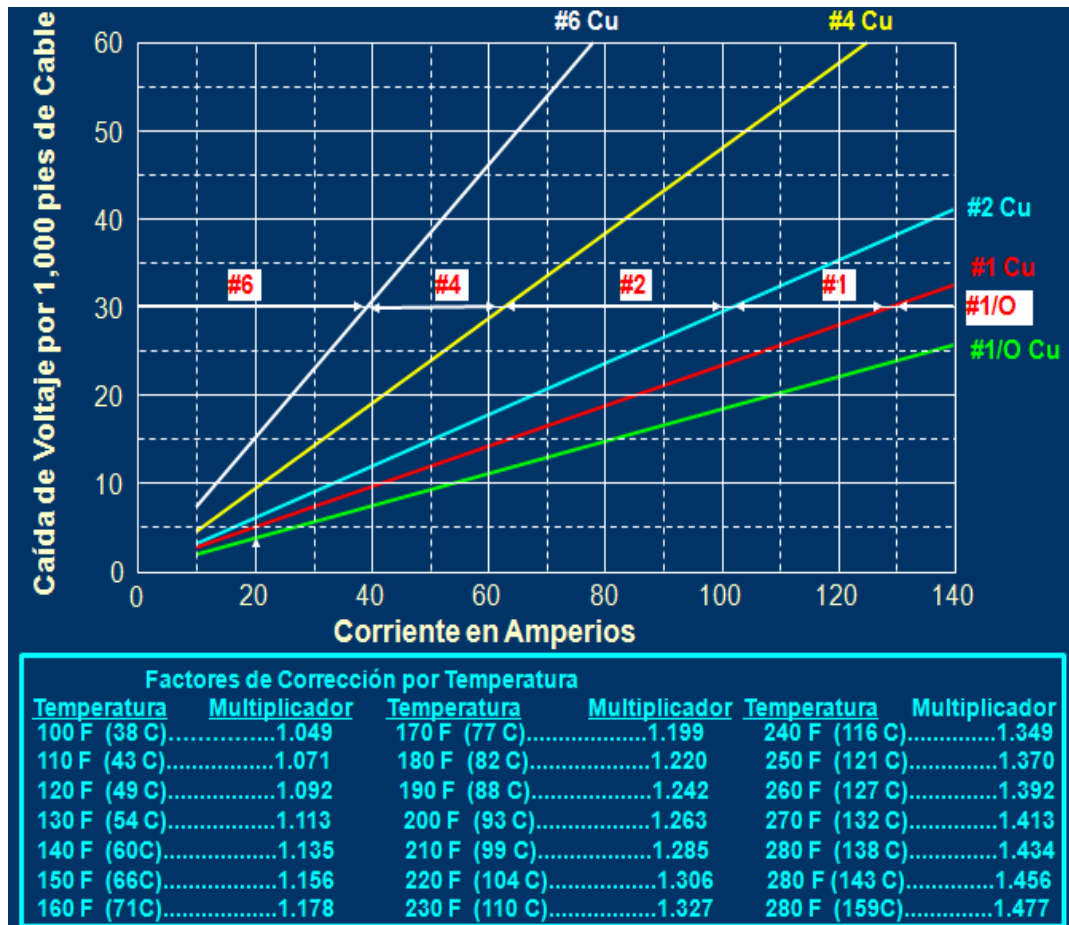
La selección de un cable requiere de un análisis entre el tamaño del cable, las pérdidas y el costo del cable. El tamaño adecuado del cable depende de la caída de voltaje, amperaje y espacio disponible entre las uniones de la tubería de producción y la tubería de revestimiento.

Se recomienda que para el amperaje del motor seleccionado y la temperatura del fondo de pozo dado; la selección del tipo de cable, considere una caída de voltaje menor a 30 voltios/1000 pies, para asegurar la capacidad de transporte de corriente del cable. Sin embargo para pozos profundos se recomienda buscar una caída de voltaje en cable menos que el 15%, del voltaje de placa del motor.

El cable de extensión del motor se selecciona dependiendo de la serie del motor y de la longitud existente desde la cabeza del motor hasta la mitad del primer tubing. Esta distancia incluye al sello, bombas, point joint y la mitad del primer tubing.

La figura 4.4, presenta la caída de voltaje en diferentes tamaños de cable.

Figura 4.4 CAÍDA DE VOLTAJE EN EL CABLE



FUENTE: REDA, "Catálogo de Bombeo Electrosomergible, 1999"

Las pérdidas de voltaje se determinan con la siguiente ecuación:

$$\text{Pérdida de voltaje} = \left(\frac{\text{Caída de voltaje}}{1000 (\text{pies})} \right) \times (\text{Longitud del cable}) \quad (4.34)$$

Donde: $\left(\frac{\text{caída de voltaje}}{1000 (\text{pies})} \right)$ = caída de voltaje por 1000 pies. Se lee en la figura 4.3 y se multiplica por el factor de corrección por temperatura.

Longitud del cable = longitud total del cable debe ser 200 pies mayor que la profundidad de asentamiento de la bomba, con el propósito de poder realizar las conexiones de superficie.

$$\text{Caída de voltaje}_{(1000 \text{ pies})} = \text{Caída de voltaje}/1000 \text{ pies} \times \text{fact. corr.} \quad (4.35)$$

$$\text{Longitud cable} = \text{PAB} + 200 \text{ pies} (\text{para conexiones en superficie}) \quad (4.36)$$

18) Selección del transformador

El tipo de transformador seleccionado depende del voltaje disponible en el suministro eléctrico, el voltaje de superficie requerido y la potencia.

Para determinar este valor se debe determinar el voltaje de superficie requerido que viene expresado por:

$$\text{Voltaje}_{\text{superficie}} = \text{Voltaje}_{\text{placa del motor}} + \text{Caída de Voltaje}_{\text{cable}} \quad (4.37)$$

Para calcular los Kilovattios – Amperios que se necesitan para el funcionamiento del motor escogido se utiliza la siguiente ecuación:

$$KVA = \frac{\text{Voltaje}_{\text{superficie}} \times \text{Amperaje}_{\text{motor}} \times 1.73}{1000} \quad (4.38)$$

19) Selección accesorios y equipos opcionales

Los accesorios se escogen dependiendo de los equipos seleccionados ya que estos se fabrican para distintos diámetros de equipos, cable y tubería.

a) Accesorios de fondo de pozo

Cable plano de extensión del motor

Seleccionar una longitud al menos 6 pies más larga que la bomba, separador de gas y sección de sello para la serie del motor escogido.

Protector de cable

Escoger el número requerido de protectores de 6 pies por lo menos igual a la longitud del cable plano. Se los seleccionan de acuerdo al tipo de cable y al diámetro de la tubería de producción.

Bandas de cable

Usar una banda de 30 pulgadas cada 2 pies para engrapar el cable plano a la bomba. Se utilizan súper bandas para los equipos cada 3 pies y bandas $\frac{3}{4}$ cada 15 pies de profundidad establecida.

Válvula de retención, válvula de drenado

Seleccionar de acuerdo al catálogo en base de los diámetros externos requeridos.

Camisa de refrigeración

Se utiliza cuando la velocidad de flujo a través del motor no es suficiente para refrigerar al motor (mayor a 1 pie/seg), por esta razón es necesario escoger una camisa de refrigeración para que el motor funcione adecuadamente.

Cable de superficie

Tiene la función de proveer la longitud necesaria para conectar el controlador al sistema de energía primaria o al transformador.

Cabezales del pozo y accesorios

Seleccionar el tamaño del cabezal del pozo en base al tamaño de la tubería de revestimiento y producción, presión de superficie y profundidad máxima de instalación.

b) Equipos de servicio

Carretes de cable, soportes de carrete y ruedas guía del cable

Seleccionar el tamaño del carrete de cable requerido para manejar el tamaño del cable seleccionado previamente.

Cajas de embarque

Selecciona de acuerdo al tipo y longitud de la caja requerida para acomodar el motor, la bomba, el separador de gas y el sello seccionado.

c) Equipo opcional

La selección del equipo opcional depende de los equipos seleccionados previamente.

Monitor de presión y temperatura de fondo de pozo

Se puede obtener datos importantes del comportamiento de la bomba y del yacimiento mediante el empleo de sistemas de monitoreo de presión

y temperatura en el fondo del pozo. Este será un requerimiento exclusivo del cliente y dependerá de estos su utilización o no.

Monitoreo automático de pozo

La selección del panel de control del motor, se deberá realizar de acuerdo al catálogo disponible.

Centralizadores

Son diseñados para proteger el cable y el equipo electrosumergible evitando la fricción con la tubería del pozo. Si los centralizadores son usados en una instalación, se debería tener mucho cuidado para asegurarse que los centralizadores no rotarán o se elevarán y descenderán en la tubería.

20) Selección del equipo de superficie

Este dependerá si se utiliza o no un variador de frecuencia. En el caso que no sea necesario, se necesita un Switchboard y uno o dos transformadores para obtener el voltaje de superficie necesario.

La potencia de estos componentes dependerá del voltaje de superficie y amperaje que se vayan a manejar, porque estos valores nos darán los KVA necesarios.

4.2.3 DISEÑO DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE QUE PRODUCEN POR GAS LIFT

Para el diseño, los cálculos se hicieron en forma manual y se utilizó el Product Catalog de la Compañía Schlumberger como en el ejemplo de diseño del Anexo No. 5. En el Anexo No. 6 se muestran los posibles diagramas de fondo y electrosumergibles. En la tabla 4.2, se encuentran los datos de los pozos seleccionados para el diseño y en las tablas 4.3 y 4.4, se muestran los resúmenes del diseño de bombeo electrosumergible.

Se consideró para los pozos seleccionados, un rango de seguridad de 200 psi sobre la presión de burbuja para que no existan problemas con las bombas y para asegurar la producción requerida por la DNH (Dirección Nacional de Hidrocarburos).

Tabla 4.2 Datos para Diseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible para los Pozos Seleccionados del Área Shushufindi

SHUSHUFINDI – 77								
DATOS DE COMPLETACIÓN			DATOS DE COMPLETACIÓN			DATOS DE COMPLETACIÓN		
			Pr	2081	psi			
DE casing	7	pulg	Pwf	1404	psi	GOR	277	PCS/BLS
DI casing	6,276	pulg	Pb	1053	psi	□g	1,311	
DE tubing	3,5	pulg	Pc	104	psi	□w	1,04	
DI tubing	2,992	pulg	Qf	1698	BFPD	°API	28	
			BSW	42	%	□o	0,887	
Int. (pies)	“U”	9031	IP	1,82	BFPD/psi	Bo	1,169	BLS/BF
	“T”	9254	DATOS DE LA IPR			Bg	1,31	BLS/MPCS
Pmp	9143	pies	Pwf Q des	1253	psi	Bw	1,043	BLS/BF
Packer	8797	pies	Qf deseado	2102	BFPD			
Arenas	“U+T”		Qo	1219	BPPD	Tf	230	ℱ
			Qw	883	BAPD	Ts	130	ℱ
SHUSHUFINDI – 87								
DATOS DE COMPLETACIÓN			DATOS DE COMPLETACIÓN			DATOS DE COMPLETACIÓN		
			Pr	2171	psi			
DE casing	7	pulg	Pwf	1575	psi	GOR	383	PCS/BLS
DI casing	6,276	pulg	Pb	1100	psi	□g	1,31	
DE tubing	3,5	pulg	Pc	96	psi	□w	1,04	
DI tubing	2,992	pulg	Qf	1410	BFPD	°API	31	
			BSW	56	%	□o	0,871	
Int. (pies)	“T”	9092,5	IP	4,7	BFPD/psi	Bo	1,176	BLS/BF
		9293,5	DATOS DE LA IPR			Bg	1,31	BLS/MPCS
Pmp	9193	pies	Pwf Q des	1300	psi	Bw	1,07	BLS/BF
Packer	8982	pies	Qf deseado	1701	BFPD			
Arenas	“T”		Qo	748,4	BPPD	Tf	250	ℱ
			Qw	953	BAPD	Ts	110	ℱ

FUENTE: Forecast de Octubre de 2007, PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

Tabla 4.3 Resumen del Diseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible para los Pozos Seleccionados del Área Shushufindi

POZO	Q	CÁLCULOS				MOTOR				CAMISA		PROTECTOR		SEPARADOR DE GAS		
		PEB	TEB	TDH	% Gas Libre	Serie	Potencia	Voltaje	Amperaje	Si	No	Serie	Modelo	Si	No	Serie
	HP						V	A								
SSF-77	2102	1069	225	6479,6	2,28	540	250	2300	65		X	540	LSSL-HL	X		540
SSF-87	1701	1170	245	6399,9	8,72	540	200	2175	56		X	540	LSSL-HL	X		540

Tabla 4.4 Resumen del Diseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible para los Pozos Seleccionados del Área Shushufindi

POZO	BOMBA						CABLE					TRANSFORMADOR
	PAB	Tipo	Serie	Etapas	pies/etapa	HP/etapa	Número	Tipo	Longitud	Caída de Voltaje	Pvc	Potencia
	pies								pies	Volt/1000	Volt	KVA
SSF-77	8697	GN-2100	540	148	44	1,05	2	CL - 81	8897	25	222	284
SSF-87	8882	GN-1600	540	150	43	0,9	2	CL - 81	9082	25	227	233

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

4.2.4 RESULTADOS DEL DISEÑO

En la tabla 4.5, se presenta la producción actual (mes de Octubre de 2007) de los pozos seleccionados para su diseño, la producción luego de ser diseñados, la ganancia de producción de petróleo y el ahorro de gas de inyección.

La ganancia neta de producción es de 362 (BPPD), considerando que el potencial de producción de cada pozo, es suficiente para mantener estos niveles de producción, además de ahorrar 3491 MPCD de gas de inyección.

Tabla 4.5 Resultado del Diseño

POZO	BSW	Producción Actual	Producción Diseñada	Ganancia de Producción	Gas de Inyección Actual
	%	BPPD	BPPD	BPPD	MPCD
SSF-77	42	985	1219	234	1870
SSF-87	56	620	748	128	1621
TOTAL		1605	1967	362	3491

FUENTE: Forecast de Octubre de 2007, PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

4.3 SISTEMA DE BOMBEO CON VELOCIDAD VARIABLE (VSD)

Para una flexibilidad operacional adicional, seleccionar el sistema de bombeo electrosumergible de velocidad variable, con el que se puede controlar la producción de pozos con alto potencial, además que aumenta la eficiencia en pozos altamente viscosos y pozos inyectoros de agua.

Al incluir en el sistema de bombeo electrosumergible un controlador de frecuencia variable, este puede operar con un rango de capacidad, carga y eficiencia mucho más amplio.

El Controlador de Frecuencia Variable usa componentes electrónicos, para variar la frecuencia de entrada al motor de 60 Hz y convertir en una frecuencia que puede oscilar entre 30 y 90 Hz. Esto permite operar la bomba a diferentes velocidades y producciones manteniendo una eficiencia alta en el sistema.

Cuando se utiliza un variador de frecuencia variable se debe tomar en cuenta que tanto la altura de presión, caudal, potencia al freno y potencia generada por el motor se verán afectados por una variación en la frecuencia de operación.

Las principales ventajas que ofrece la utilización de un VSC son:

- Optimiza la producción de petróleo mientras cambian las condiciones del pozo. Ajustando la velocidad de la bomba, la tasa de flujo y la carga pueden ser ajustadas.
- Al arrancar el equipo, el Variador aplica el voltaje y la corriente gradual o suavemente para reducir la tensión mecánica y eléctrica en el sistema.
- Proteger al equipo de fondo de variaciones de voltaje y corriente que pueden afectar al equipo.
- Provee funciones de control inteligente y operación remota para maximizar la producción y desempeño del sistema de bombeo electrosomergible.
- Equilibra y controla la respuesta de la bomba a un cambio de torque, generando un torque óptimo en los arranques.
- La rampa lenta de aceleración del motor reduce el desgaste de la bomba y previene la filtración de arena, extendiendo la vida operativa del equipo BES.

4.3.1 COMPORTAMIENTO DE LOS PARÁMETROS HIDRÁULICOS EN FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD

Las bombas centrífugas pueden ser operadas dentro de un amplio rango de velocidades de giro. Los parámetros de la bomba se relacionan con la velocidad de giro y se pueden predecir mediante el uso de una serie de leyes conocidas como "Leyes de Afinidad". Estas leyes son:

$$Q_2 = Q_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right) \quad (4.39)$$

$$H_2 = H_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^2 \quad (4.40)$$

$$BHP_2 = BHP_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^3 \quad (4.41)$$

$$MHP_2 = MHP_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right) \quad (4.42)$$

Donde: Q_1 , H_1 , BHP_1 , MHP_1 y N_1 = valores iniciales de caudal de producción, altura de columna, potencia al freno, potencia generada por el motor y velocidad.

Q_2 , H_2 , BHP_2 , MHP_2 y N_2 = valores nuevos de caudal de producción, altura de columna, potencia al freno, potencia generada por el motor y velocidad.

Estas leyes son correctas, porque están basadas en la velocidad de rotación. Se pueden expresar en términos de frecuencia, si se toma en cuenta que ésta es la que define realmente la velocidad. La velocidad de operación de la bomba depende de las características eléctricas del motor y la frecuencia (Hz) de operación. Las bombas son generalmente probadas a 60 Hz (3500 RPM).

4.4 OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Para poder optimizar un sistema de bombeo electrosumergible, se ha realizado el análisis nodal de los pozos seleccionados con este sistema. El resultado de este análisis permite saber cómo está trabajando cada pozo con su respectiva bomba y, los problemas que se presentan en los equipos y el yacimiento (Ver tabla 3.5), de modo que se pueda hallar una solución adecuada, cuyo objetivo es, ayudar a incrementar el tiempo de vida útil del equipo y e incrementar la producción.

Entonces, se procede a realizar el análisis técnico respectivo para cada pozo.

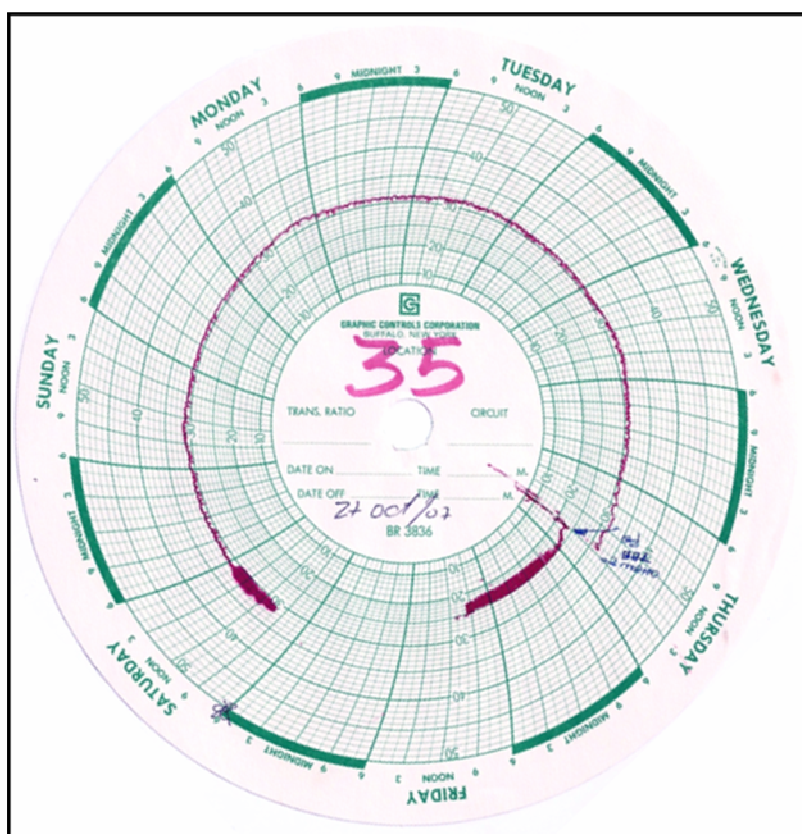
4.4.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

4.4.1.1 Shushufindi – 35

De acuerdo con el Gráfico de Análisis Nodal de la BES, la presión de succión de la bomba está trabajando sobre el punto de burbuja, mientras que la presión de descarga es prácticamente lineal, lo que representa que el flujo vertical, se encuentra en perfectas condiciones y dentro del rango de operación de la bomba DN-1100.

El Gráfico del Punto de Operación de la BES, muestra que las curvas de la bomba y del sistema cortan en un caudal mayor a la producción actual, siendo este el motivo principal de no disponer de la cantidad de energía necesaria para aportar fluido desde la formación; por lo que no es factible incrementar la producción. Se puede decir que la bomba está trabajando correctamente y que no existen problemas en el sistema, como puede ver en el reporte semanal de la bomba y en la carta amperimétrica (Ver figura 4.5), solo que sí es necesario drenar el gas para que no cause ningún problema a la bomba.

Figura 4.5 CARTA AMPERIMÉTRICA (POZO SSF – 35)



FUENTE: Ingeniería en Petróleo; Área Shushufindi

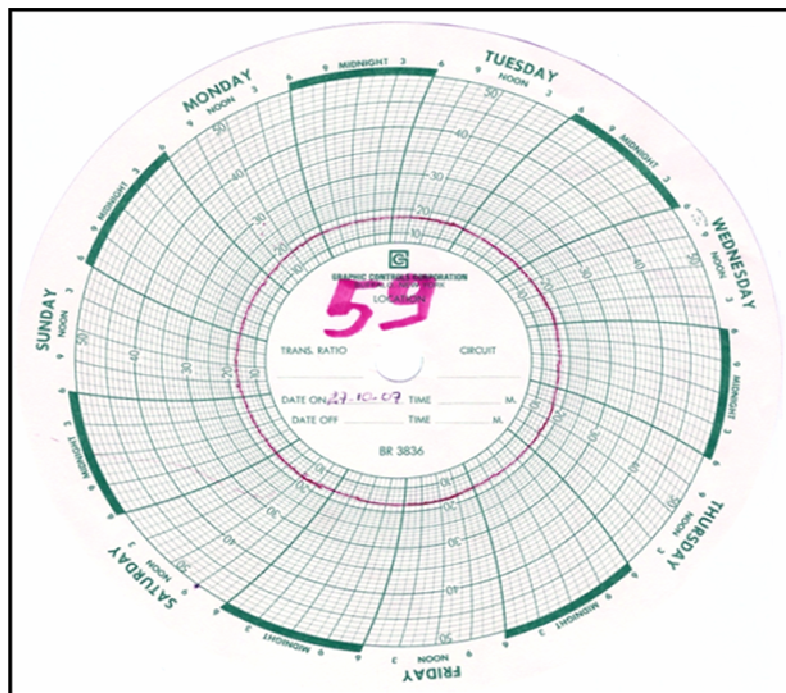
Por este motivo, es conveniente seguir trabajando bajo estas mismas condiciones. Y además, seguir inyectando químico MX-592 para no tener problemas de formación de escala, ya que este pozo tiene esta tendencia, de acuerdo a su historial de reacondicionamientos.

4.4.1.2 Shushufindi – 59

En el Gráfico del Análisis Nodal de la BES, la presión de descarga es prácticamente lineal, lo que representa que el flujo vertical se encuentra en perfectas condiciones. Mientras que la presión de succión se encuentra operando sobre el punto de burbuja y dentro del rango operativo de la bomba Reda D475N.

En lo referente al Gráfico del Punto de Operación de la BES, las curva del sistema y de la bomba cortan en una rata de flujo mayor al caudal de producción actual y dentro del rango óptimo de operación, de acuerdo al reporte semanal de la bomba y la carta amperimétrica (figura 4.6), la presión de fondo fluyente está incrementando, lo que implicaría un posible bloqueo por gas en la bomba, ya que se ha recomendado drenar el gas de formación.

Figura 4.6 CARTA AMPERIMÉTRICA (POZO SSF – 59)



FUENTE: Ingeniería en Petróleo; Área Shushufindi

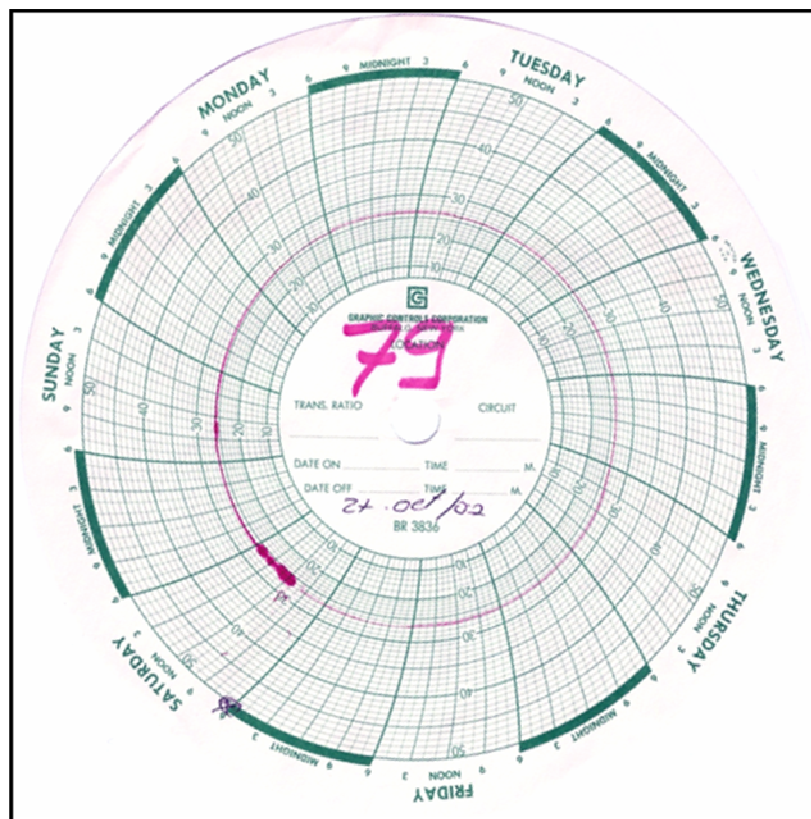
Por lo tanto, es recomendable seguir trabajando con las mismas condiciones actuales del pozo; y además continuar con la inyección del químico MX-592, el cual evitará la formación de escala, en vista de que el pozo tiene esta tendencia, según su historial de reacondicionamientos.

4.4.1.3 Shushufindi – 79

Del Gráfico de Análisis Nodal de la BES, la presión del sistema actual y un corte de agua del 8%, permite elevar la tasa de producción, la cual se lograría cambiando a una BES de mayor potencia que la (DN-1100) instalada actualmente, y se puede ver también al analizar la curva IPR (Anexo No. 1), y además se puede seguir trabajando sobre la presión de burbuja.

Referente a las curvas de la bomba y del sistema, en el Gráfico del Punto de Operación de la BES, estas cortan en una tasa de flujo mayor al del caudal actual y dentro del rango óptimo de operación; el reporte semanal de la bomba indica que la lectura de la carta amperimétrica (figura 4.7), es normal y el pozo se encuentra en observación. De hecho, se puede deducir que la bomba está trabajando correctamente y que no existen problemas en el sistema.

Figura 4.7 CARTA AMPERIMÉTRICA (POZO SSF – 79)



FUENTE: Ingeniería en Petróleo; Área Shushufindi

Concluyendo, en el próximo reacondicionamiento, se debe realizar un rediseño a la bomba electrosumergible para incrementar la producción en 294 BPPD, lo cual está dentro del cupo máximo permitido por la DNH; y además implementar el sistema de inyección de químico antiescala en la BES para mejorar la vida útil del equipo instalado, debido a que el pozo tiene tendencia a formación de escala, como lo demuestra el historial de workover.

4.4.1.4 Shushufindi – 82

Mediante el gráfico del Punto de Operación de la BES, la producción actual cruza muy cerca de la presión operacional de la bomba electrosumergible, permitiendo concluir que no existen problemas en el yacimiento, existen problemas de desgaste de las etapas del diseño actual porque el equipo se encuentra trabajando en UPTHRUST.

En este pozo anteriormente se encontraba instalada una bomba SN-8500, cabe señalar que la razón por la cual se realizó el Workover # 10, se debe a que se presentaron problemas, hueco en tubería y parte de la tubería se quedó pescada, motivo por el cual el aporte del pozo bajó considerablemente. Finalmente, se decidió instalar una bomba de menor dimensión como es la SN-2600 por ahorro de producción de agua de formación en la Estación Sur y resultados de completación y pruebas iniciales:

Arena "T": BFPD = 2712, BPPD = 2704, BSW = 0,3% y °API = 26.

Arena "G2": BFPD = 2160, BPPD = 2156, BSW = 0,2% y °API = 29.

Arena "U": BFPD = 2640, BPPD = 2619, BSW = 0,8% y °API = 29.

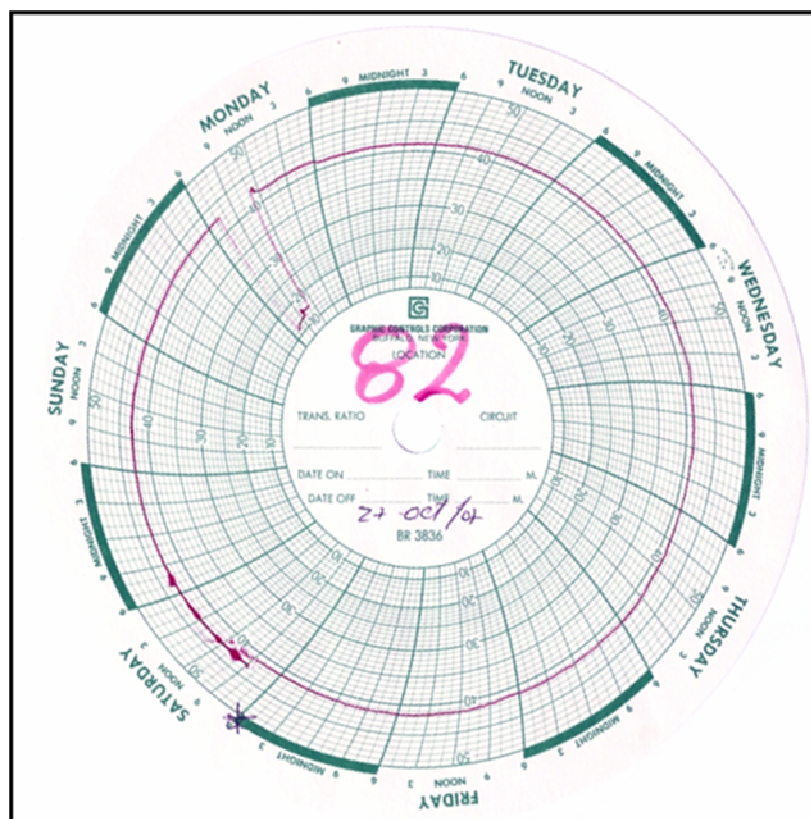
A inicios de la instalación de esta última bomba, se puede notar que trabaja a 56 Hz, con un aporte de 3010 (BFPD). Si se considera que el rango de operación recomendado por los fabricantes es de 1493 a 2987 (BFPD) para esta frecuencia, se deduce que su diseño fue incorrecto; razón por la cual actualmente se encuentra trabajando fuera de rango.

La diferencia actual de presión entre la succión y descarga en el Gráfico de Análisis Nodal de la BES y el corte de agua de 23%, permiten obtener un mayor

caudal de producción y seguir trabajando sobre la presión de burbuja, por lo que se debería cambiar a una bomba a una de mayor potencia que la (SN-2600) instalada actualmente, y se observa al analizar la curva IPR (Anexo No. 1).

Al observar la producción con la bomba SN-2600, notamos que el pozo fue capaz de aportar mayor caudal de fluido que el considerado para el diseño de la bomba. En la carta amperimétrica de finales de octubre (figura 4.8), se observa que tiene una operación normal.

Figura 4.8 CARTA AMPERIMÉTRICA (POZO SSF – 82)



FUENTE: Ingeniería en Petróleo; Área Shushufindi

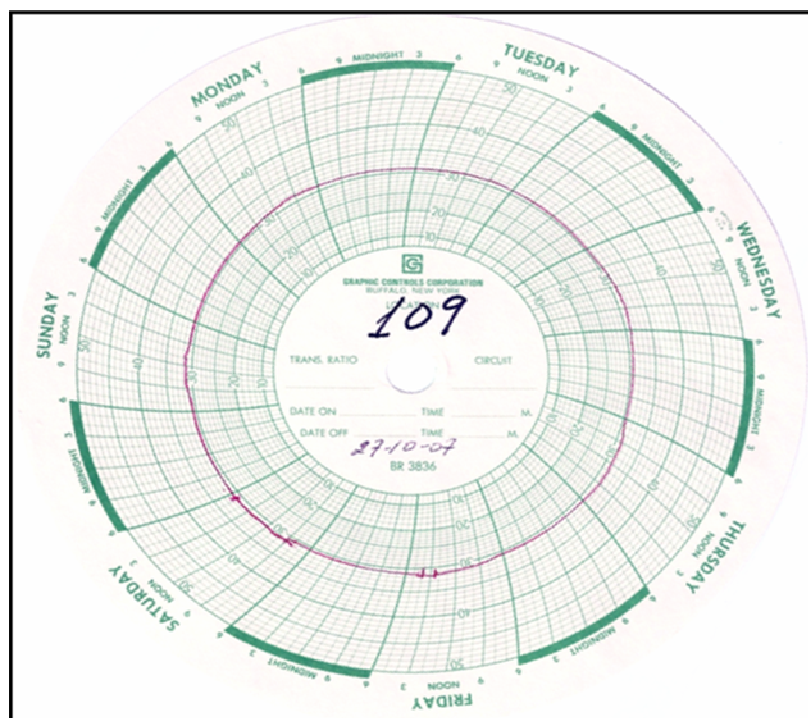
En definitiva, es factible incrementar la producción en 916 BPPD, que es lo máximo permitido por el cupo dado de la DNH, mediante el cambio a una bomba de mayor potencia, y también implementar el sistema de inyección de químico anticorrosivo y antiescala, mediante un capilar en el cable eléctrico como se lo está haciendo actualmente, ya que el historial de reacondicionamientos muestra que el pozo tiene tendencia a problemas por corrosión y escala.

4.4.1.5 Shushufindi – 109D

Del Gráfico de Análisis Nodal de la BES, la curva de descarga tiene un pequeño aumento, deduciendo que se tienen problemas en el flujo vertical. Mientras que la presión de succión se encuentra operando sobre el punto de burbuja y por el corte de agua del 40%, es posible incrementar la tasa de producción, la cual se lograría cambiando a una BES de mayor potencia que la (DN-1100) instalada actualmente, y es acorde con el análisis de la curva IPR (Anexo No. 1).

El Gráfico del Punto de Operación de la BES, muestra que las curvas de la bomba y del sistema cortan en un caudal mayor a la producción actual y dentro del rango óptimo. De hecho, se puede decir que la bomba está trabajando correctamente y que no existen problemas en el sistema y en el yacimiento, como se puede ver en el reporte semanal de la bomba y su respectiva carta amperimétrica (figura 4.9), es decir, se puede incrementar la tasa de flujo actual. Analizando los historiales de reacondicionamiento se concluye, que el pozo tiende a formar escala y corrosión en el equipo instalado.

Figura 4.9 CARTA AMPERIMÉTRICA (POZO SSF – 109D)



FUENTE: Ingeniería en Petróleo; Área Shushufindi

Para el próximo reacondicionamiento, se debe realizar un rediseño a la bomba electrosumergible para incrementar la producción en 918 BPPD, que es lo máximo permitido por el cupo dado de la DNH, y además implementar el sistema de inyección de químico antiescala y anticorrosivo en la BES para mejorar la vida útil del equipo instalado, debido a que el pozo tiene tendencia a formación de escala y corrosión.

4.4.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Según el análisis técnico, los pozos SSF – 35, SSF – 59, SSF – 79 y SSF – 109D se encuentran operando dentro del rango óptimo de la bomba y el pozo SSF – 82 se encuentra operando fuera de rango, específicamente en UPTHURST. Al no disponer de un alto potencial de producción, los pozos SSF – 35 y SSF – 59, deben seguir trabajando como lo están haciendo actualmente y tomar en cuenta las recomendaciones del análisis. Además, como se indica en el análisis técnico respectivo, los pozos SSF – 79, SSF – 82 y SSF – 109D tienen un mayor potencial de producción que el diseño actual, el cual se debe aprovechar rediseñando equipos de mayor potencia, dentro de un margen seguro para el yacimiento y equipo, como se ha considerado en el mismo análisis técnico. Este rediseño permite incrementar la producción del Área Shushufindi y se indica en la tabla 4.6.

Tabla 4.6 Incremento de Producción

Pozo	Pb (psi)	ACTUAL				OPTIMIZACIÓN			Incremento (BPPD)
		BFPD	BPPD	BSW (%)	Psucción (psi)	BFPD	BPPD	Psucción (psi)	
SSF-79	1010	1212	1115	8	1527	1531	1409	1210	294
SSF-82	1030	3010	2318	23	1518	4200	3234	11210	916
SSF-109D	1053	1123	674	40	1665	2654	1592	1253	918

FUENTE: Tabla 3.5 y Análisis Técnico.

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

4.4.3 ANÁLISIS DE LOS POZOS CON BOMBAS FUERA DE RANGO

Antes de entender el porqué de que ciertos pozos se encuentran trabajando fuera del rango de operación recomendado, hay admitir que es muy difícil conocer con certeza las causas. Al investigar este tema, es preciso concluir que son diversos los problemas que lo atañen, siendo los principales para el Área Shushufindi los siguientes:

Problemas del Yacimiento. Debido a un bajo IP, esto quiere decir que la formación no es capaz de aportar con suficiente caudal que la bomba exige, ya sea por depletación natural o por daños ocasionados a la misma.

Problemas en la Bomba. Debido a los problemas de corrosión, escala, fluidos abrasivos, entre otros; los impellers y difusores se alteran y desgastan, reduciendo la eficiencia de levantamiento.

Problemas Eléctricos. Si un motor se encuentra fase a tierra, la energía entregada a la bomba por el motor es menor y por ende también la eficiencia de levantamiento.

Problemas en el Tubing. Si la tubería de producción se encuentra en comunicación con el casing, taponada por problemas de escala, entre otros. Producirá una reducción en la presión y una pérdida de producción.

4.4.4 REDISEÑO DE EQUIPOS

Para el rediseño, se consideran los pozos con alto potencial de producción mencionados en el resultado del análisis técnico, siendo estos los pozos SSF – 79, SSF – 82 y SSF – 109D.

Para el rediseño de los equipos, se toma en cuenta los datos actualizados de los mismos, como son: pruebas de restauración de presión, diagramas de

completaciones actuales y datos de producción, que en este caso se tomaron los del mes de Octubre de 2007.

En el Anexo No. 6, se encuentran los nuevos diagramas de fondo y electrosumergibles sugeridos. En la tabla 4.7, se presentan los datos de los pozos seleccionados para el rediseño y en las tablas 4.8 y 4.9, se muestran los resúmenes de los rediseño de las bombas electrosumergibles.

Se considera para los pozos seleccionados, un rango de seguridad de 200 psi sobre la presión de burbuja para que no existan problemas con las bombas y un incremento de un 30% sobre el cupo asignado, para asegurar la producción requerida por la DNH (Dirección Nacional de Hidrocarburos), debido al factor volumétrico del petróleo.

Tabla 4.7 Datos Para el Rediseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible
Para los Pozos Seleccionados del Área Shushufindi

SHUSHUFINDI – 79								
DATOS DE COMPLETACIÓN			DATOS DE COMPLETACIÓN			DATOS DE COMPLETACIÓN		
			Pr	2816	psi			
DE casing	7	pulg	Pwf	1610	psi	GOR	350	PCS/BLS
DI casing	6,276	pulg	Pb	1010	psi	□g	1,32	
DE tubing	3,5	pulg	Pc	100	psi	□w	1,04	
DI tubing	2,992	pulg	Qf	1212	BFPD	%API	24	
			BSW	8	%	□o	0,91	
Int. (pies)	"U"	9064	IP	0,95	BFPD/psi	Bo	1,129	BLS/BF
		9080	DATOS DE LA IPR			Bg	1,32	BLS/MPCS
Pmp	9072	pies	Pwf Q des	1293	psi	Bw	1,04	BLS/BF
Packer	8838	pies	Qf deseado	1531	BFPD			
Arenas	"U"		Qo	1409	BPPD	Tf	211	F
			Qw	122	BAPD	Ts	95	F
SHUSHUFINDI – 82								
DATOS DE COMPLETACIÓN			DATOS DE COMPLETACIÓN			DATOS DE COMPLETACIÓN		
			Pr	2380	psi			
DE casing	7	pulg	Pwf	1615	psi	GOR	250	PCS/BLS

DI casing	6,276	pulg	Pb	1030	psi	□g	1,1	
DE tubing	3,5	pulg	Pc	85	psi	□w	1,04	

TABLA 4.7 CONTINUACIÓN

SHUSHUFINDI – 82								
DATOS DE COMPLETACIÓN			DATOS DE COMPLETACIÓN			DATOS DE COMPLETACIÓN		
DI tubing	2,992	pulg	Qf	3010	BFPD	%API	29	
			BSW	23	%	□o	0,882	
Int. (pies)	"G2"	8936	IP	3,83	BFPD/psi	Bo	1,288	BLS/BF
	"U"	9012	DATOS DE LA IPR			Bg	1,10	BLS/MPCS
Pmp	8974	pies	Pwf Q des	1296	psi	Bw	1,036	BLS/BF
Packer	8741	pies	Qf deseado	4200	BFPD			
Arenas	"G2+U"		Qo	3234	BPPD	Tf	221	ℱ
			Qw	966	BAPD	Ts	148	ℱ
SHUSHUFINDI – 109D								
DATOS DE COMPLETACIÓN			DATOS DE COMPLETACIÓN			DATOS DE COMPLETACIÓN		
			Pr	2289	psi			
DE casing	7	pulg	Pwf	1987	psi	GOR	294	PCS/BLS
DI casing	6,276	pulg	Pb	1053	psi	□g	1,311	
DE tubing	3,5	pulg	Pc	75	psi	□w	1,04	
DI tubing	2,992	pulg	Qf	1123	BFPD	%API	31	
			BSW	40	%	□o	0,871	
Int. (pies)	"T1"	10374	IP	0,88	BFPD/psi	Bo	1,167	BLS/BF
		10414	DATOS DE LA IPR			Bg	1,31	BLS/MPCS
Pmp	10394	pies	Pwf Q des	1575	psi	Bw	1,042	BLS/BF
Packer	9595	pies	Qf deseado	2654	BFPD			
Arenas	"T1"		Qo	1592	BPPD	Tf	230	ℱ
			Qw	1062	BAPD	Ts	110	ℱ

FUENTE: Forecast de Octubre de 2007, PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

Tabla 4.8 Resumen del Rediseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible para los Pozos Seleccionados del Área Shushufindi

POZO	Q	CÁLCULOS				MOTOR				CAMISA		PROTECTOR		SEPARADOR DE GAS		
		PEB	TEB	TDH	% Gas Libre	Serie	Potencia	Voltaje	Amperaje							
	BFPD						HP	V	A	Si	No	Serie	Modelo	Si	No	Serie
SSF-79	1531	1200	208	6149,3	19,33	540	150	2380	38		X	540	LSBPB y BPBSL	X		540
SSF-82	4200	1203	219	6384,7	3,57	562	360	3400	64		X	540	LSLSL y BPBSL	X		540
SSF-109D	2654	1250	221	6916,8	0,59	540	250	2300	65		X	540	LSBPBSL	X		540

Tabla 4.9 Resumen del Rediseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible para los Pozos Seleccionados del Área Shushufindi

POZO	BOMBA						CABLE					TRANSFORMADOR
	PAB	Tipo	Serie	Etapas	pies/etapa	HP/etapa	Número	Tipo	Longitud	Caída de Voltaje	Pvc	Potencia
	pies								pies	Volt/1000	Volt	KVA
SSF-79	8838	D-1400	400	258	25	0,39	2	CL - 81	9038	25	226	171
SSF-82	8741	GN-4000	540	200	34	1,47	2	CL - 81	8941	25	224	401
SSF-109D	9595	SN-2600	538	150	47	1,31	2	CL - 81	9795	25	245	286

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

4.4.5 RESULTADOS DEL REDISEÑO

En la tabla 4.10, se presenta la producción actual (mes de Octubre de 2007) de los pozos seleccionados para su rediseño, la producción luego de ser rediseñados y la ganancia en producción de petróleo que se obtiene.

La ganancia neta de producción es de 2128 (BPPD), considerando que el potencial de producción de cada pozo, es suficiente para mantener estos niveles de producción.

Tabla 4.10 Resultados del Rediseño

POZO	BSW	Producción Actual	Producción Rediseñada	Ganancia de Producción
	%	BPPD	BPPD	BPPD
SSF-79	8	1115	1409	294
SSF-82	23	2318	3234	916
SSF-109D	40	674	1592	918
TOTAL		4107	6235	2128

FUENTE: Forecast de Octubre de 2007, PETROPRODUCCIÓN

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

4.5 ESTUDIO DE LOS FACTORES QUE AFECTAN AL FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Como todo equipo eléctrico y mecánico, el sistema de bombeo electrosumergible presenta problemas en su funcionamiento debido a muchas razones, que generalmente se relacionan con las condiciones del pozo, las cuales repercuten directamente sobre los elementos que conforman el sistema de bombeo electrosumergible.

Es importante identificar en un equipo el problema que está presentándose y relacionarlo con las posibles causas, con el fin de dar una solución de manera rápida y segura.

4.5.1. CONDICIONES DEL POZO

Las condiciones del pozo influyen directamente sobre los equipos y al no tomar las precauciones adecuadas, disminuirá la vida útil del equipo. Los problemas que se presentan se deben principalmente a fluidos altamente corrosivos, abrasivos, altos contenidos de gas, fluidos viscosos y formación de escala.

4.5.1.1 Fluidos Corrosivos

Los fluidos corrosivos afectan al equipo de la siguiente forma:

El CO₂ y el agua de formación causan corrosión en el housing, etapas, cabeza y base del equipo de fondo, armadura de acero galvanizado del cable, conectores y motor lead.

El H₂S reacciona con el cobre del cable ocasionando que este se desintegre, además el H₂S produce corrosión en ciertos tipos de aceros.

Se pueden solucionar estos problemas utilizando housings resistentes a la corrosión de 9% a 12% de cromo, bases y cabezas de acero inoxidable, cables con armaduras de monel o inconel o con recubrimiento de plomo para protegerlos del H₂S. En cuanto a la protección de las etapas, resulta muy efectiva la aplicación de químicos inyectados en el fluido del pozo mediante capilares o desde la superficie con la ayuda de agua.

4.5.1.2 Fluidos Abrasivos

Este tipo de fluidos se presentan en pozos donde la zona de producción no se encuentra consolidada, dando como resultado el movimiento de sólidos de la formación y su posterior salida con el fluido del yacimiento. Esto trae como resultado problemas de erosión en las etapas, disminuye la eficiencia de la bomba y el equipo de producción. Generalmente, las etapas más afectadas son las superiores debido a las altas velocidades y presión de descarga que se manejan.

Alternativas a este problema se describen a continuación:

- Utilizar etapas resistentes a la abrasión (AR)

- Utilizar controladores de velocidad variable para controlar la producción, con el fin de evitar la salida excesiva de arena de la formación.
- Utilizar separadores de arena en el fondo del equipo (perforaciones).
- Utilizar mallas en el intake de la bomba.

4.5.1.3 Altos Contenidos de Gas

La presencia de un excesivo volumen de gas entrando a la bomba, trae como consecuencia el mal funcionamiento de la bomba a no lograr obtener la presión de descarga necesaria y provocando fluctuaciones en el amperaje, afectando directamente al motor.

Existen algunas alternativas para lograr controlar este problema:

- Utilizar un separador de gas hasta obtener un porcentaje adecuado, el cual puede manejar la bomba.
- Utilizar una presión de entrada a la bomba mayor a la presión de burbuja, con el fin de minimizar la liberación de gas en solución del fluido.

Utilizar bombas compresoras de gas, las cuales utilizan distintas etapas para manejar volúmenes distintos, con el fin de comprimir el gas presente en el fluido.

4.5.1.4 Fluidos Viscosos

La producción de fluidos con alta viscosidad puede causar los siguientes problemas en el equipo electrosumergible:

- Incrementa el requerimiento de potencia del equipo.
- Reduce la eficiencia de la bomba.
- Incrementa las pérdidas por fricción en la tubería incrementando el trabajo del equipo.

Se puede solucionar este problema diseñando bombas con etapas de caudales más altos y motores de mayor potencia. Además se puede utilizar diluyente.

4.5.1.5 Formación de Escala

El diferencial de presión existentes entre una zona y otra, ayudan a la formación de escala en la bomba, ocasionando que esta se tapone o disminuya al tasa de flujo que maneja.

Es importante, controlar este problema mediante la inyección de químicos, para evitar daños posteriores.

4.5.1.6 Alta Temperatura

La temperatura de fondo afecta principalmente al motor, temperaturas por encima de los 250 °F son consideradas como altas para una aplicación de BES. Los equipos están fabricados para soportar altas temperaturas de operación, tomando en cuenta factores tales como:

- Temperatura del fluido
- Corriente de operación
- Enfriamiento del motor

Sin embargo, en ocasiones no es posible seleccionar el motor para satisfacer todos los parámetros. Se debe tener mucho cuidado en el enfriamiento del motor, ya que está expuesto a temperaturas muy altas durante su funcionamiento, y el material de aislamiento de los bobinados se deteriora rápidamente.

4.5.1.7 Producción del Pozo

La caída de producción es uno de los primeros indicativos de un problema en el equipo electrosumergible. Al controlar constantemente los datos de producción del pozo (tasa, presión de superficie, %BSW), se determinan los siguientes factores:

- Punto de operación de la bomba dentro de la curva
- Tendencia de producción del pozo
- Desgaste o taponamiento de la bomba
- Huecos en tubería

4.5.2. DISEÑO DEL EQUIPO

Este es el primer factor mediante el cual se logra un buen tiempo de vida. La bomba debe ser diseñada para operar dentro del rango recomendado durante la vida de la bomba, para esto es muy importante considerar el IP y las propiedades del fluido, datos incorrectos sobre las características del fluido pueden causar un error en el cálculo de la potencia del motor y ocasiona una falla prematura. Además si no se tiene la información confiable del IP del pozo, la bomba trabajará en condiciones inapropiadas, ocasionando una reducción en el tiempo de vida en las BES.

4.5.3. CONTROLADORES DEL MOTOR

En muchas ocasiones las fallas en los controladores de superficie, son la causa del mal funcionamiento del sistema. Dependiendo del controlador que se use (Switchboard o VSC), habrá mayor o menor dificultad para su reparación.

Es comprensible que ciertas partes de estos controladores fallen ya que son diseñados como medios de protección del motor (fusibles, pero también existen otros componentes que por su uso se deterioran, saturan o colapsan como son tarjetas electrónicas, transformadores, transistores, condensadores, entre los principales).

Los controladores de superficie protegen a motor, respecto a los siguientes parámetros:

- Sobrecarga
- Baja carga
- Presión

Se ha visto que únicamente los pozos con gran aporte son candidatos a controlarse con un variador, pero estos resultados se muestran en las condiciones actuales del Área Shushufindi.

Ante la imprescindible necesidad del uso de variadores de frecuencia, no solo en pozos con altos aportes, sino en donde se quiere utilizar el sinnúmero de ventajas

que ofrecen los mismos, es necesario tomar medidas que solucionen los posibles problemas que están afectando al tiempo de vida de equipos controlados por variadores. A continuación se exponen los principales temas a tomarse en cuenta:

4.5.3.1 Armónicos

Una ventaja al utilizar variadores con sus respectivos transformadores desfasadores es que aumenta la vida de los equipos indistintamente si son grandes o pequeños. Así mismo un gran problema que se presenta al utilizar variadores es que aportan armónicos a la carga (motor), y a la fuente.

Todos los picos que se disparan de la onda sinusoidal producen calor y consecuentemente sobrecalentamiento en el motor, además de vibración al equipo.

Para reducir la cantidad de armónicos y presencia de ruidos es necesario incrementar la utilización de filtros (bancos de capacitores montados en los variadores).

4.5.3.2 Humedad

En muchos casos, la producción de un pozo se ha detenido por problemas en el variador. Entre estos problemas se ha localizado componentes del variador quemados, debido a la humedad, esto se ha producido ya que ciertos equipos no poseen una protección adecuada para contrarrestar factores climáticos como lluvias que además producen fuertes descargas eléctricas.

4.5.3.3 Seguridad

Un problema que también agrava el normal funcionamiento de las instalaciones ubicadas en los pozos es la falta de seguridad. Ciertos variadores no poseen cerramientos o protecciones físicas han sido mutilados y alterados por personas ajenas a la empresa, muchas veces se han reportado daños en los registradores amperimétricos e incluso robos de cables provocando el paro parcial o total del pozo.

4.5.3.4 Capacitación Personal

Es necesario capacitar a todo el personal relacionado con el manejo y monitoreo del sistema de bombeo electrosumergible.

Todas las ventajas al utilizar variadores se ven disminuidas si el personal desconoce de las mismas, por lo cual es imprescindible instruir al personal, principalmente del Área Energética, Ingeniería de Petróleo y operadores del campo en tareas vitales y complejas.

4.5.4. FALLAS DE INSTALACIÓN

Es posible que durante la instalación de los equipos existan fallas, como por ejemplo en el llenado del aceite, acoples, empalme e incluso cuando el equipo se está bajando y el cable topa contra las paredes del casing pudiendo sufrir algún daño.

Este tipo de fallas se las trata de minimizar realizando buenas instalaciones, cumpliendo los procedimientos y trabajando siempre con seguridad, de esta manera es como el técnico de campo puede garantizar que la instalación no sea la causante de fallas en el equipo electrosumergible.

4.5.5. ENERGÍA ELÉCTRICA

Otro factor que influye en la vida útil del equipo son las variaciones en la superficie como consecuencia de transformadores en mal estado, problemas de generación, cables a tierra y problemas en variadores o switchboard.

Este tipo de problemas se los debe detectar y solucionar en el menor tiempo, para evitar problemas posteriores en el motor.

4.5.6. EQUIPOS

Los equipos ocasionalmente tienen problemas de manufactura, dando como resultado fallas en la operación en un lapso corto de funcionamiento.

Estos problemas son muy difíciles de percibir, razón por la cual la única manera de detectarlos es cuando el equipo se encuentra en operación.

4.5.6.1 Causas de Fallas en los Equipos

4.5.6.1.1 Fallas en las bombas

- Operación en Upthrust
- Operación en Downthrust
- Taponamiento por formación de escala
- Desgaste debido a flujos abrasivos
- Torsión en el eje, debido a atascamiento de la bomba por back spin al arrancar un equipo antes de que este haya terminado de girar, cuando el flujo está descendiendo por la tubería de producción.

4.5.6.1.2 Fallas en los motores

- Desbalance de voltaje y corriente
- Velocidad de refrigeración no adecuada
- Contaminación debido a daños en el sello

4.5.6.1.3 Fallas en los cables

- Altas presiones de gas
- Altas temperaturas
- Elevados amperajes
- Corrosión
- Daños mecánicos tales como: aplastamiento, estiramiento, doblado y corte.

4.5.7. CONDICIONES DE OPERACIÓN

4.5.7.1 Sobrecarga

Esta condición de operación es una de las más peligrosas y puede provocar que el motor se cortocircuite.

Las causas por las que ocurre esta sobrecarga pueden ser diversas, y a continuación se describen algunas de ellas.

4.5.7.1.1 Atascamiento de la bomba

Los atascamientos se producen cuando factores como: escala, arena, fluidos viscosos y elementos extraños al fluido del pozo, obstruyen el giro normal de las etapas de la bomba y en ocasiones la detienen por completo.

Debido al atascamiento, es normal que la bomba requiera de mayor potencia por parte del motor para seguir girando, pero se debe tomar en cuenta que el amperaje aumenta causando picos de corriente, que en ocasiones superan el dato de placa del motor. Estos picos son detectados por controladores que instantáneamente cortan la alimentación de energía con el fin de evitar daños al motor.

Cuando el equipo no arranca por atascamiento de las bombas, se puede intentar el arranque suministrando voltaje extra, solo al momento de arranque, para poder generar un par de torsión mayor con el fin de liberar la bomba.

4.5.7.1.2 Atascamiento del motor

Esto ocurre cuando material que se desprende de los rotores interfieren en la rotación, produciendo fricción entre el housing y los rotores, llegando hasta el punto en el cual la temperatura funde los materiales y detiene o trava el giro del motor.

Otra razón para que se produzca un atascamiento, se da cuando los bobinados del motor pierden su aislamiento provocando que la temperatura en los conductores aumente hasta el punto que se produce cortocircuito.

4.5.7.1.3 Voltaje de alimentación

La alimentación al motor es un factor determinante para el buen funcionamiento del equipo, ya que el suministrar un voltaje alto o bajo, con respecto al dato necesario para alimentar al motor, repercute directamente en el amperaje, elevando y haciendo que el motor trabaje con amperajes altos innecesariamente, por esta razón se debe procurar alimentar al motor con un voltaje mayor al

necesario, pero sin que se produzca una sobrealimentación, ya que se debe tener en cuenta que el cable de extensión del motor (MLE) resiste hasta determinados valores de voltaje dependiendo de la serie.

4.5.7.2 Baja Carga

Un amperaje bajo en el funcionamiento del motor no es un problema grave como lo son los amperajes altos. Sin embargo, los controladores de superficie también actúan sobre este parámetro ya que el funcionamiento del equipo con este tipo de amperajes puede provocar daños especialmente al yacimiento.

4.5.7.2.1 Nivel de producción

Controlar el nivel de producción es vital tanto para el equipo como para el pozo, ya que una exagerada producción ocasiona que el nivel de fluido descienda por debajo del nivel de succión, la bomba se quede sin fluido y el motor trabaje en vacío, provocando una disminución en el amperaje.

Es importante tener en cuenta las condiciones del pozo, en especial aquellos que producen arena, ya que paradas largas del equipo ocasionan acumulación de arena en las perforaciones, provocando un taponamiento de las mismas y pérdida del nivel de producción.

En estos casos es aconsejable mantener apagado el equipo el menor tiempo posible o tratar de recircular la producción al interior del pozo, siempre y cuando la parada no sea por un período prolongado.

4.5.7.2.2 Rotura de eje

Una de las causas por las que el motor consume amperajes bajos se debe a roturas de los ejes, que generalmente se producen entre el motor y el sello.

Las roturas se producen ya sea por atascamientos de la bomba o arranques bruscos, es decir, sin variadores de frecuencia.

Este problema se presenta en equipos grandes que al necesitar torques elevados para su funcionamiento, necesitan de arranques suaves y controlados y no que se

los imparta el torque de funcionamiento al instante del arranque como lo hacen los arrancadores directos.

4.5.7.3 Presión

Este parámetro también resulta ser peligroso para el equipo electrosumergible y en especial para las bombas. Las paradas por presión se deben a problemas en la línea de producción, que por problemas en los separadores se incrementa la presión, disparando alarmas y cerrando válvulas en el cabezal.

El disparo de las alarmas afecta también a los controladores de superficie, apagando el quipo para que deje de bombear, ya que un exceso de presión en el housing lo puede fracturar.

4.5.7.4 Problemas con la Tubería

Algunos yacimientos del Área Shushufindi producen fluidos que en su composición contienen sustancias altamente corrosivas (especialmente el agua de formación con salinidades muy altas), generando agujeros en las tuberías y por ende una comunicación tubing – casing; llevando a una recirculación de fluido producido dando como consecuencia la disminución de la producción (Ver figuras 4.10 y 4.11)

Figura 4.10 HUECO EN TUBERÍA



FUENTE: Tubería del Área Shushufindi

Figura 4.11 PROBLEMAS CON LA TUBERÍA



FUENTE: Tubería del Área Shushufindi

4.5.8 LECTURAS ELÉCTRICAS

La toma de lecturas eléctricas cuando el equipo no está en funcionamiento, es la única manera de saber las condiciones reales del equipo en el fondo del pozo.

Los valores de las lecturas dan valiosa información de las condiciones del motor y del cable de alimentación, la cual sirve para establecer pautas y tomar decisiones a los posibles problemas que puede tener el equipo electrosumergible.

Las medidas eléctricas que se realizan son:

- Resistencia entre fases
- Resistencia a tierra

Cada una de estas mediciones da información del desbalance entre fases y el aislamiento de las mismas con respecto a tierra.

En muchas ocasiones el problema no se relaciona con el motor ni con el cable, sino que la falla se produce en la conexión en el cabezal, simplificando el problema, de un trabajo de pulling a una simple reparación en el cabezal del pozo.

4.5.8.1 Desbalance entre Fases

Esta lectura provee la información acerca de los bobinados del motor. Estos deben tener una medida de resistencia entre las tres fases. Caso contrario, una de ellas se encuentra con problemas, dando como resultado que el motor deje de funcionar. Es improbable que con un desbalance de fases, el motor pueda funcionar nuevamente.

4.5.8.2 Bajo Aislamiento

Un bajo aislamiento de las fases es un problema común en los equipos electrosumergibles, ya que debido a las exigentes condiciones de operación y altas temperaturas, las características de aislamiento tanto de los bobinados del motor como de las fases del cable de alimentación, se van perdiendo, hasta llegar a un punto en que las fases se cortocircuitan y el motor deja de funcionar. A pesar del bajo aislamiento el motor puede continuar funcionando hasta determinados valores de aislamiento eléctrico.

4.5.8.3 Fase a Tierra

Una fase a tierra significa que una de las fases se encuentra cortocircuitada ya sea en los bobinados del motor o en el cable de alimentación, ocasionando que entre una de las fases no exista un voltaje adecuado para el normal funcionamiento del motor.

Es común que la fase a tierra se deba al PHD o sensor de fondo, el cual al estar conectado en el punto estrella del motor y a tierra, por una falla en el paquete inductor o en el transductor, la señal se vaya directamente a tierra y no pase por las partes componentes del PHD.

4.5.8.4 Cartas Amperimétricas

Este método se ha descrito en el Anexo No. 7.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

Las bombas electrosumergibles instaladas actualmente en el Área Shushufindi se encuentran produciendo 39209 BPPD al mes de Octubre del 2007.

Los pozos del Área Shushufindi con bombeo electrosumergible suman 62; de los cuales, 38 pozos se encuentran instaladas BES de la marca REDA y 24 pozos con BES de la marca Centrilift.

El análisis técnico – económico de los pozos seleccionados, se hace en base al incremento de producción que se logra mediante la implementación del sistema de bombeo electrosumergible, esto sirve para realizar una comparación de los sistemas de levantamiento actuales de los pozos seleccionados con el sistema de levantamiento propuesto en el estudio. También, se hace en base a los cambios de bombas y rediseños propuestos en los pozos que se encuentran trabajando en UPTHURST y en los que tienen un potencial de producción mayor que el diseño actual, en los cuales se recomienda la utilización de bombas de mayor capacidad. Esto permitiría aumentar la producción de petróleo actual del Área Shushufindi.

En la tabla 5.1, se detalla la proyección propuesta que beneficiará al Área de estudio, considerando el potencial de los pozos.

Tabla 5.1 Proyección Propuesta

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN (31 – OCT – 2007)						PROYECCIÓN PROPUESTA					INCREMENTO	
	Zona	Método	°API	BPPD	BAPD	BSW (%)	Método	BFPD	BPPD	BAPD	BSW (%)	BPPD	BAPD
SSF-77	U+T	PPG	28	985	713	42	PPS	2102	1219	883	42	234	170
SSF-79	U	PPS	24	1115	97	8	PPS	1531	1409	122	8	294	25

TABLA 5.1 CONTINUACIÓN

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN (31 – OCT – 2007)						PROYECCIÓN PROPUESTA					INCREMENTO	
	Zona	Método	°API	BPPD	BAPD	BSW (%)	Método	BFPD	BPPD	BAPD	BSW (%)	BPPD	BAPD
SSF-82	G2+U	PPS	29	2318	692	23	PPS	4200	3234	966	23	916	274
SSF-87	T	PPG	31	620	790	56	PPS	1701	748	953	56	128	163
SSF-109D	TI	PPS	31	674	449	40	PPS	2654	1592	1062	40	918	613
TOTAL				5712	2741	33,8		12188	8202	3986	33,8	2490	1245

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

El incremento de la producción de petróleo estimado de los pozos seleccionados es de 2490 BPPD, lo que implica un incremento en la producción de agua de formación de 1245 BAPD; con la cual no existen problemas para la reinyección, como se indicó en el Capítulo 1.

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo de la evaluación económica del presente estudio, es determinar si el proyecto es viable o no; y cuál es el beneficio económico que generará el mismo.

La información para la evaluación económica fue proporcionada por el Departamento de Ingeniería de Petróleos de Petroproducción – Quito. Los datos proporcionados fueron los costos de reacondicionamiento para el cambio de sistema de levantamiento y cambio de bomba por rediseño de la misma.

El estudio económico se basa principalmente, en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, Valor Actual Neto o Valor Presente Neto (VAN o VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Relación Costo – Beneficio (B/C) del proyecto; que determinarán si el proyecto es o no rentable.

5.2.1 CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

5.2.1.1 Valor Actual Neto (VAN): También es conocido como Valor Presente Neto (VPN) y es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto, medido en monedas actuales (monedas actuales es el valor del dinero medido al día de hoy).

El Valor Actual Neto, es igual a la sumatoria de los flujos de caja actualizados de cada mes, es decir los valores actuales de los ingresos menos los egresos, a una tasa de actualización i . Su ecuación es la siguiente:

$$VAN = \sum_{j=0}^n VAI_j(i) - \sum_{j=0}^n VAE_j(i) \quad (5.1)$$

Donde: $VAI_j(i)$ = valor actual del ingreso neto del período j ; a una tasa de actualización i .

$VAE_j(i)$ = valor actual del egreso neto del período j ; a una tasa de actualización i .

Si i es la tasa de actualización, entonces:

- **VAN** es menor que 0, el proyecto no es viable
- **VAN** es igual a 0, el proyecto es indiferente, y si
- **VAN** es mayor que 0, el proyecto es viable

El VAN, se ve afectado generalmente por el alto porcentaje en los costos de instalación y operación; la tasa de actualización y los precios de venta.

5.2.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR): También denominada Tasa Interna de Rendimiento. La Tasa Interna de Retorno no es una característica propia del proyecto y es la medida más adecuada de la rentabilidad de un proyecto.

Tasa Interna de Retorno de un proyecto, es la tasa de actualización que hace que el VAN del proyecto sea igual a cero.

Si $VAN = 0$, entonces $TIR = i$

Si i es la tasa de actualización, entonces:

- **TIR** es menor que i , el proyecto no es viable
- **TIR** es igual a i , el proyecto es indiferente, y si
- **TIR** es mayor que i , el proyecto es viable

5.2.1.3 Relación Beneficio – Costo (B/C): La Relación Costo – Beneficio a una tasa interna de actualización i es el cociente que resulta de dividir la sumatoria del valor actual de los ingresos netos entre la sumatoria del valor actual neto de los egresos a una tasa de actualización i .

$$(B/C)(i) = \frac{\sum_{j=0}^n VAI_j(i)}{\sum_{j=0}^n VAE_j(i)} \quad (5.2)$$

Si i es la tasa de actualización, entonces:

- (B/C) (i)** es menor que 1, el proyecto no es viable
(B/C) (i) es igual a 1, el proyecto es indiferente, y si
(B/C) (i) es mayor que 1, el proyecto es viable

Resumiendo, un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El Valor Actual Neto (VAN) es mayor que 0.
- La Tasa Interna de Retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización i .
- La Relación Beneficio – Costo (B/C) (i) es mayor que 1.

En el análisis económico se utilizó la ecuación de declinación exponencial para obtener los caudales en los diferentes meses de evaluación del proyecto:

$$q = q_1 \times e^{-Dt} \quad (5.3)$$

Donde: q = caudal esperado a cierto período de tiempo t [BFPD]

q_1 = caudal inicial [BFPD]

D = porcentaje de declinación anual del campo

t = tiempo al cual se desea calcular el nuevo caudal [años]

5.2.2 COSTOS DE PREPRODUCCIÓN

Es el valor que representa implementar el sistema de bombeo electrosumergible y cambiar de bombas electrosumergibles. Los costos para realizar los trabajos de reacondicionamiento para el cambio de sistema de levantamiento artificial y el cambio de bombas electrosumergibles de los pozos seleccionados, se detallan en las tablas 5.2 y 5.3, respectivamente.

Tabla 5.2 Costos Estimados de Reacondicionamiento Para Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial a Bombeo Electrosumergible de los Pozos Seleccionados en el Área Shushufindi

Operación – Compañía - Materia	Costos USD
Movimiento de la Torre	10000
Trabajo de la Torre (12 días)	84000
Supervisión y Transporte	10000
Equipo de Subsuelo + Superficie	350000
Supervisión e Instalación Eléctrica + Hidráulica	10000
Químicos	5000
Obras Civiles (Plataforma y Mallas)	5000
Unidad de Wire Line + Vaccum + Spooler	10000
Unidad de Cable Eléctrico	30000
Unidad de Bombeo + Herramientas	40000
Contingencias (+/- 30%)	50000
TOTAL	604000

FUENTE: Ingeniería de Petróleos, Petroproducción – Quito

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

Tabla 5.3 Costos Estimados de Reacondicionamiento Para Cambio de Bombas Electrosumergibles de los Pozos Seleccionados en el Área Shushufindi

Operación – Compañía - Materia	Costos USD
Movimiento de la Torre	8000
Trabajo de la Torre (10 días)	70000
Supervisión y Transporte	15000
Equipo de Subsuelo	120000
Supervisión e Instalación Eléctrica	5000
Químicos	5000
Unidad de Wire Line + Vaccum + Spooler	10000

TABLA 5.3 CONTINUACIÓN

Operación – Compañía - Materia	Costos USD
Unidad de Cable Eléctrico	5000
Unidad de Bombeo + Herramientas	20000
Contingencias (+/- 30%)	64000
TOTAL	322000

FUENTE: Ingeniería de Petróleos, Petroproducción – Quito

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

En la tabla 5.4, se presenta la inversión de producción y se detalla: el costo total por pozo, la producción a recuperarse y los días estimados para realizar los reacondicionamientos propuestos.

Tabla 5.4 Costos de Preproducción de los Pozos Seleccionados

POZO	Objetivo del Reacondicionamiento	Producción a Recuperarse	Costo Estimado	Tiempo de Reparación
		BPPD	USD	Días
SSF-77	Cambio de tipo de levantamiento artificial	1219	604000	12
SSF-79	Cambio de bomba	1409	322000	10
SSF-82	Cambio de bomba	3234	322000	10
SSF-87	Cambio de tipo de levantamiento artificial	748	604000	12
SSF-109D	Cambio de bomba	1592	322000	10
TOTAL		8202	2174000	54

FUENTE: Tablas 5.1, 5.2 y 5.3

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

En la tabla 5.5, se presenta la inversión de preproducción y se detalla: el costo por los pozos productores y el costo total o inversión inicial.

Tabla 5.5 Costos de Preproducción de los Pozos Productores

POZO	Objetivo del Reacondicionamiento	Costo Estimado
		USD
SSF-77	Cambio de tipo de levantamiento artificial	604000
SSF-79	Cambio de bomba	322000
SSF-82	Cambio de bomba	322000
SSF-87	Cambio de tipo de levantamiento artificial	604000
SSF-109D	Cambio de bomba	322000
TOTAL		2174000

FUENTE: Tabla 5.4

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

5.2.3 INGRESOS

Los ingresos por mes se obtienen multiplicando el valor del barril de petróleo (por ejemplo 35 USD) por el número de barriles de petróleo producido en cada mes. Como en el primer mes empieza la ejecución del proyecto, no se tiene producción en el mismo, por lo tanto, los resultados de estos trabajos o la producción del primer pozo productor intervenido en el primer mes, empezará a principios del segundo mes. Para el cálculo de la producción por mes durante el tiempo de evaluación económica se considera una declinación de producción del 7% anual (0,583% mensual), que refleja el comportamiento del Área Shushufindi en los últimos años (Valor Obtenido del Departamento de Ingeniería en Petróleos Petroproducción – Quito 2007).

5.2.4 EGRESOS

Los egresos mensuales, constituyen la suma entre los costos de reparación de los pozos productores, el costo de los futuros reacondicionamientos dentro del periodo de evaluación económica (el tiempo de vida útil para las bombas electrosumergibles, se considera 13 meses, dato suministrado por el Departamento de Ingeniería de Petróleos, Petroproducción - Quito), el costo operativo de producción de 7,24 \$/barril (valor obtenido del Departamento de Ingeniería en Petróleos, Petroproducción – Quito). El monto total de inversión asciende a 2'174.000 USD que se desembolsarán mes a mes, en los 24 meses que durará el período de evaluación económica del proyecto (Ver tabla 5.9). Es necesario comprender que los pozos de este proyecto, puede necesitar intervenciones dentro del período de evaluación económica y costos de reacondicionamiento inesperados que no se incluyen en el proyecto.

5.2.5 HIPÓTESIS BAJO LA CUAL SE REALIZA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Las hipótesis en las que se basa esta evaluación económica son las siguientes:

- Se estima a una tasa de actualización anual igual al 12%, siendo la tasa de actualización mensual igual a 1% (valor sugerido por el “Departamento de Ingeniería de Petróleos” Petroproducción - Quito).

- No intervienen los impuestos fiscales, razón por la cual no se considera la depreciación contable de los equipos.
- No se incluye el costo de reparación de los pozos dentro del costo operativo, ya sea que algunos de estos se paren. La estimación del costo operativo es de 7,24 USD/BBL.
- De acuerdo con los historiales de producción, se estima una declinación de producción promedio del 7% anual. Entonces se establece que el proyecto tiene una declinación mensual de 0,583%, siendo el período mensual considerado equivalente a 30 días. Ver tabla 5.9.
- Se determina un incremento de producción de 2490 BPPD, que se obtendrán al implementar el sistema de bombeo electrosumergible y al cambiar a bombas electrosumergibles de mayor potencia.
- Se determinan los costos de los reacondicionamientos: por la implementación del sistema de bombeo electrosumergible de 604.000 USD y por cambio de bombas electrosumergibles el costo de 322.000 USD. Estos costos son estimados de acuerdo a trabajos similares realizados en el Área Shushufindi.
- No se considera devaluación monetaria durante 2 años de duración del proyecto.
- Se prevé que se realizará en 12 días un reacondicionamiento para un pozo a implementar el sistema de bombeo electrosumergible y 10 días un reacondicionamiento para un pozo a cambiar de bomba electrosumergible; tiempo en el que no se tendrá producción.
- Promedio de vida útil de las bombas electrosumergibles de 13 meses.
- Se estima un porcentaje de contingencias +/- 30%.

A continuación en la tabla 5.6, se detalla un resumen de las hipótesis en las que se basa el análisis económico.

Tabla 5.6 Análisis Económico del Proyecto

POZO	COSTO (USD)	TIEMPO (DÍAS)	Incremento de Producción Estimada (BPPD)	2490
			Costo Operativo (USD/BBL)	7,24
SSF-77	604000	12	Declinación de Producción (%/año)	7
SSF-79	322000	10	Período Mensual Considerado (Días)	30
SSF-82	322000	10	Costo Promedio por Pozos Productores (USD)	604000
SSF-87	604000	12	Precio Estimado de Venta de Crudo (USD/BBL)	35
SSF-109D	322000	10	Tasa de Actualización Estimada Mensual (%)	0,01
TOTAL	2174000	54	Promedio de Vida Útil de las BES (meses)	13

FUENTE: Departamento de Ingeniería en Petróleos; Petroproducción – Quito

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

El análisis económico del proyecto se realiza para precios de venta del petróleo de 35 USD/BBL y 45 USD/BBL, valores con los cuales se calcularon el presupuesto general del Estado para el año 2007 y 2008 respectivamente y 50 USD/BBL, valor estimado debido a las condiciones favorables del mercado. La tabla 5.9, indica el cálculo de la producción mensual e incluye la declinación del 0,583% mensual; las tablas 5.10, 5.11 y 5.12, detallan el cálculo del VAN y TIR.

5.2.6 CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS

Para la ejecución de los trabajos propuestos, se elaboró un cronograma que se fundamenta básicamente en la realización de un determinado número de trabajos por mes y se detalla en la tabla 5.7.

Tabla 5.7 Cronograma de Trabajos Propuestos

POZO	MÉTODO	MES					
		1			2		
SSF-79	PPS	X					
SSF-82	PPS		X				
SSF-109D	PPS			X			
SSF-77	PPS				X	X	
SSF-87	PPS					X	X
Incremento de Producción (BPPD)		2128			362		

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

El tiempo necesario para la ejecución de este proyecto es de 2 meses, trabajando con una torre de reacondicionamiento.

En la industria petrolera la rentabilidad es alta, por lo cual las inversiones son recuperadas a corto plazo de 1 a 3 años, para asegurar la recuperación de la inversión y obtener ganancias del proyecto.

Una de las principales ventajas que se presenta en este proyecto, se debe a que la mayoría de los pozos cuentan con las facilidades de producción completas. La estimación de la necesidad de futuros reacondicionamientos después que haya sido instalado el nuevo equipo del sistema de levantamiento en los pozos seleccionados, se basa en la experiencia obtenida en el campo y en el historial de reacondicionamiento y se prevé que necesitarán un reacondicionamiento cada 13 meses.

En la tabla 5.8, se detalla la estimación de la necesidad de futuros reacondicionamientos de los pozos seleccionados.

Tabla 5.8 Estimación de Futuros Reacondicionamientos

POZO	TIEMPO DE PRODUCCIÓN (AÑOS)	TOTAL DE WO REALIZADOS A OCTUBRE DEL 2007	PROMEDIO DE WO POR AÑO	TIEMPO APROX. DEL PRÓXIMO WO POR AÑO	TIEMPO APROX. DEL PRÓXIMO WO POR MES
SSF-77	15	2	0,13	0	13
SSF-79	15	9	0,6	1	12
SSF-82	14	10	0,71	1	12
SSF-87	13	2	0,15	0	13
SSF-109D	2	2	1	1	12

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

En la tabla 5.9, se presenta el cálculo de la producción mensual estimada para realizar de todos los cálculos necesarios.

En las tabla 5.10, 5.11 y 5.12, y en los gráficos 5.1, 5.2, y 5.3, se detallan los resultados del análisis económico para los diferentes precios del barril de petróleo.

Tabla 5.9 Cálculo de la Producción mensual (incluye declinación del 0,583% mensual)

Mes	Período	Producción de 3 pozos que entran a producir en el segundo mes [BPPD]	Producción de 2 pozos que entran a producir en el tercer mes [BPPD]	Producción diaria [BPPD]	Producción mensual [BPPM]
1	0	0	0	0	0
2	1	2128	0	2128	63840
3	2	2116	362	2478	74329
4	3	2103	360	2463	73896
5	4	2091	358	2449	73467
6	5	2079	356	2435	73039
7	6	2067	354	2420	72614
8	7	2055	352	2406	72192
9	8	2043	350	2392	71772
10	9	2031	348	2378	71355
11	10	2019	345	2365	70940
12	11	2007	343	2351	70527
13	12	1996	341	2337	70117
14	13	0	340	340	10185
15	14	1973	0	1973	59178
16	15	1961	336	2297	68901
17	16	1950	334	2283	68500
18	17	1938	332	2270	68101
19	18	1927	330	2257	67705
20	19	1916	328	2244	67311
21	20	1905	326	2231	66920
22	21	1894	324	2218	66531
23	22	1883	322	2205	66144
24	23	1872	320	2192	65759

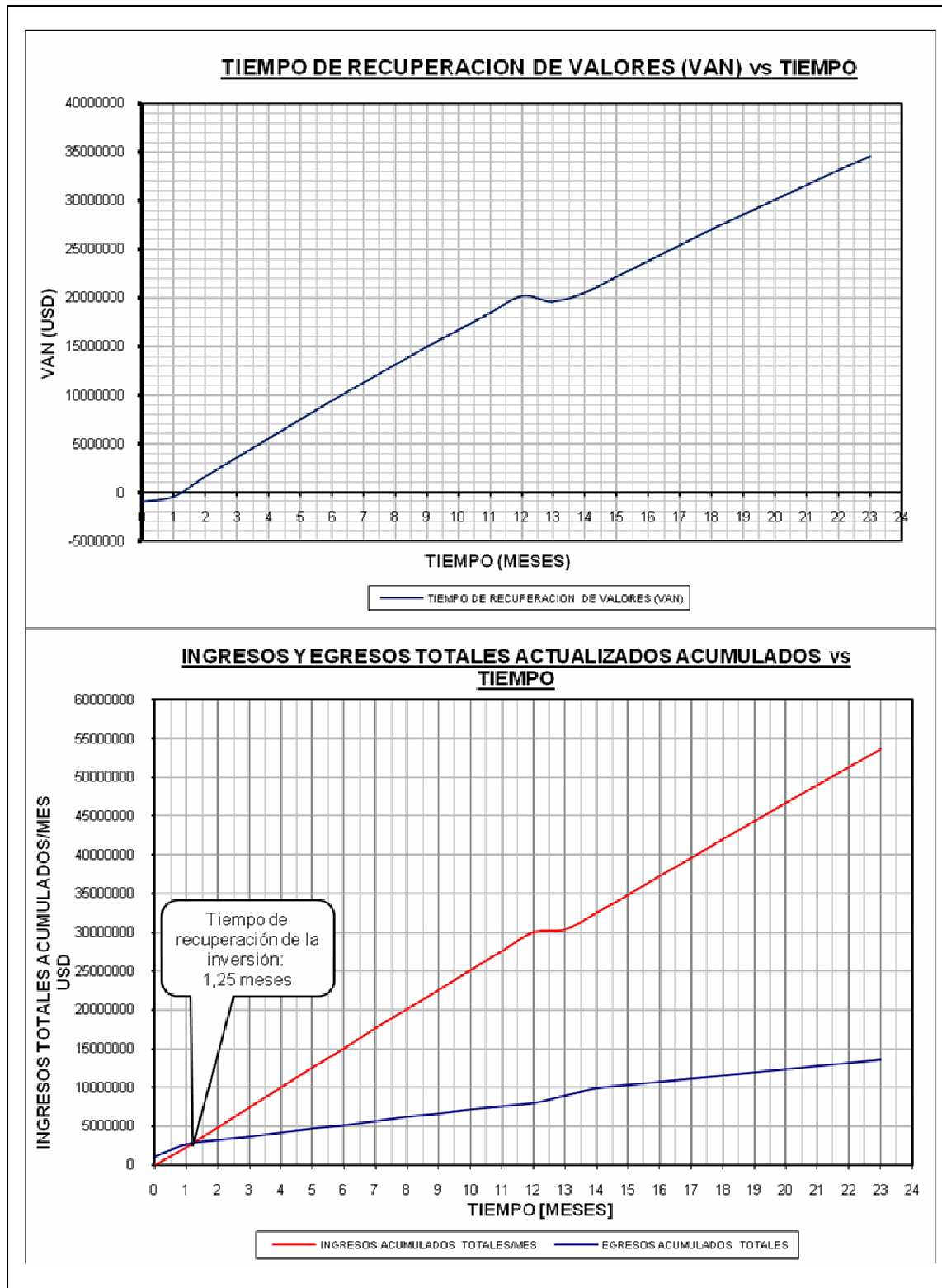
ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

Tabla 5.10 Cálculo del VAN y TIR para 35 USD/BBL

Meses	Periodo	Número de pozos reparados por mes	Número de pozos produciendo cada mes	Producción diaria (incluye declinación del 0.583% mensual) [BPPD]	Producción mensual con declinación 7% anual (0.583% mensual) [BPPM]	Ingreso total/mes (USD)	Ingreso total acumulados (USD)	Costos de reparación de pozos (USD)	Costos operativos 7.24 USD/BBL	Egreso total/mes (USD)	Flujo de caja (USD)	Ingreso total actualizado (USD)	Ingreso total actualizado acumulado (USD)	Egreso total actualizado (USD)	Egreso total actualizado acumulado (USD)	Flujo de caja actualizado con 0,01% mensual (USD)	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	3	0	0	0	-	-	966.000	0	966.000	-966.000	-	-	966.000	966.000	-966.000	-966.000
2	1	2	3	2128	63840	2.234.400	2.234.400	1.208.000	462.202	1.670.202	564.198	2.213.398	2.213.398	1.654.502	2.620.502	558.895	-407.105
3	2	0	5	2478	74329	2.601.504	4.835.904	0	538.140	538.140	2.063.364	2.552.828	4.766.225	528.071	3.148.573	2.024.757	1.617.652
4	3	0	5	2463	73896	2.586.373	7.422.277	0	535.010	535.010	2.051.363	2.514.123	7.280.349	520.064	3.668.637	1.994.059	3.611.711
5	4	0	5	2449	73467	2.571.329	9.993.606	0	531.898	531.898	2.039.432	2.476.006	9.756.355	512.180	4.180.817	1.963.827	5.575.538
6	5	0	5	2435	73039	2.556.374	12.549.980	0	528.804	528.804	2.027.570	2.438.467	12.194.821	504.414	4.685.231	1.934.052	7.509.590
7	6	0	5	2420	72614	2.541.505	15.091.485	0	525.728	525.728	2.015.776	2.401.496	14.596.318	496.767	5.181.998	1.904.730	9.414.320
8	7	0	5	2406	72192	2.526.723	17.618.207	0	522.671	522.671	2.004.052	2.365.087	16.961.404	489.235	5.671.233	1.875.852	11.290.172
9	8	0	5	2392	71772	2.512.026	20.130.234	0	519.631	519.631	1.992.396	2.329.229	19.290.633	481.818	6.153.051	1.847.411	13.137.583
10	9	0	5	2378	71355	2.497.416	22.627.649	0	516.608	516.608	1.980.807	2.293.915	21.584.548	474.513	6.627.563	1.819.402	14.956.985
11	10	0	5	2365	70940	2.482.890	25.110.539	0	513.603	513.603	1.969.286	2.259.136	23.843.684	467.318	7.094.882	1.791.818	16.748.803
12	11	0	5	2351	70527	2.468.448	27.578.987	0	510.616	510.616	1.957.832	2.224.885	26.068.569	460.233	7.555.115	1.764.651	18.513.454
13	12	0	5	2337	70117	2.454.091	30.033.078	0	507.646	507.646	1.946.445	2.191.153	28.259.722	453.256	8.008.371	1.737.897	20.251.351
14	13	3	2	340	10185	356.476	30.389.554	966.000	73.740	1.039.740	-683.263	315.291	28.575.012	919.613	8.927.984	-604.322	19.647.029
15	14	2	3	1973	59178	2.071.223	32.460.778	644.000	428.447	1.072.447	998.776	1.814.704	30.389.717	939.626	9.867.609	875.079	20.522.107
16	15	0	5	2297	68901	2.411.518	34.872.296	0	498.840	498.840	1.912.678	2.092.994	32.482.711	432.951	10.300.560	1.660.043	22.182.151
17	16	0	5	2283	68500	2.397.492	37.269.787	0	495.938	495.938	1.901.553	2.061.261	34.543.972	426.387	10.726.947	1.634.875	23.817.025
18	17	0	5	2270	68101	2.383.547	39.653.334	0	493.054	493.054	1.890.493	2.030.010	36.573.982	419.922	11.146.869	1.610.088	25.427.113
19	18	0	5	2257	67705	2.369.684	42.023.018	0	490.186	490.186	1.879.498	1.999.233	38.573.215	413.556	11.560.424	1.585.677	27.012.790
20	19	0	5	2244	67311	2.355.901	44.378.919	0	487.335	487.335	1.868.566	1.968.922	40.542.137	407.286	11.967.710	1.561.636	28.574.427
21	20	0	5	2231	66920	2.342.198	46.721.116	0	484.500	484.500	1.857.698	1.939.070	42.481.207	401.111	12.368.820	1.537.960	30.112.386
22	21	0	5	2218	66531	2.328.575	49.049.691	0	481.682	481.682	1.846.892	1.909.671	44.390.878	395.029	12.763.850	1.514.642	31.627.029
23	22	0	5	2205	66144	2.315.031	51.364.722	0	478.881	478.881	1.836.150	1.880.718	46.271.597	389.040	13.152.890	1.491.678	33.118.707
24	23	0	5	2192	65759	2.301.566	53.666.288	0	476.095	476.095	1.825.471	1.852.204	48.123.801	383.142	13.536.031	1.469.063	34.587.770
									11.101.255	14.885.255	126,49%	48.123.801		13.536.031		34.587.770	

INVERSION TOTAL (USD)	14.885.255
TASA INTERNA DE RETORNO (MENSUAL) (TIRm) %	126,49%
VALOR ACTUAL NETO (VAN) USD	34.587.770
BENEFICIO/COSTO	3,56

Gráfico 5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO – 35 USD/BBL



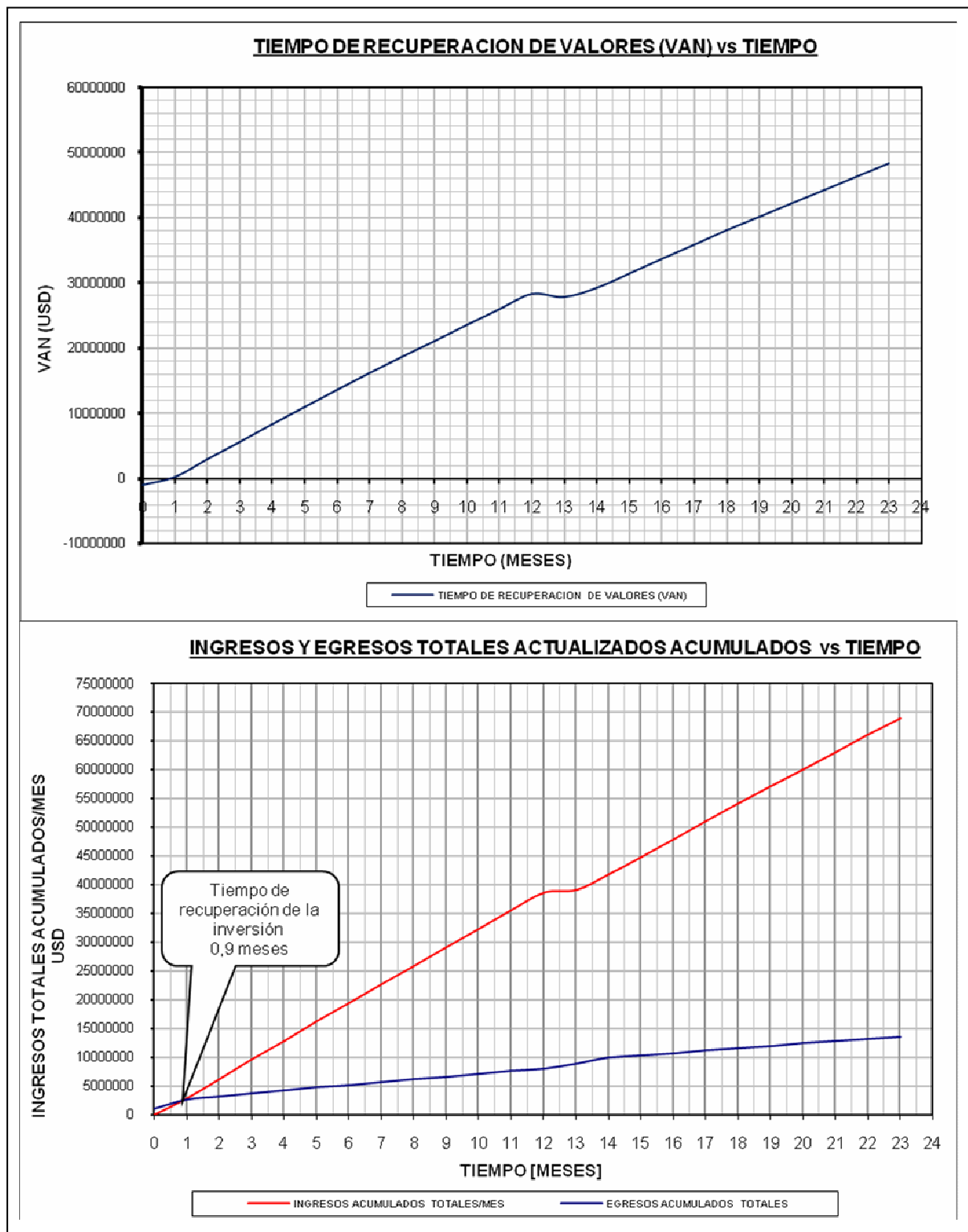
FUENTE: Tabla 5.11
ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

Tabla 5.11 Cálculo del VAN y TIR para 45 USD/BBL

Meses	Periodo	Número de pozos reparados por mes	Número de pozos produciendo cada mes	Producción diaria (incluye declinación del 0.583% mensual) [BPPD]	Producción mensual con declinación 7% anual (0.583% mensual) [BPPM]	Ingreso total/mes (USD)	Ingreso total acumulados (USD)	Costos de reparación de pozos (USD)	Costos operativos 7,24 USD/BBL	Egreso total/mes (USD)	Flujo de caja (USD)	Ingreso total actualizado (USD)	Ingreso total actualizado acumulado (USD)	Egreso total actualizado (USD)	Egreso total actualizado acumulado (USD)	Flujo de caja actualizado con 0,01% mensual (USD)	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	3	0	0	0	-	-	966.000	0	966.000	-966.000	-	-	966.000	966.000	-966.000	-966.000
2	1	2	3	2128	63840	2.872.800	2.872.800	1.208.000	462.202	1.670.202	1.202.598	2.845.797	2.845.797	1.654.502	2.620.502	1.191.294	225.294
3	2	0	5	2478	74329	3.344.791	6.217.591	0	538.140	538.140	2.806.651	3.282.207	6.128.004	528.071	3.148.573	2.754.136	2.979.431
4	3	0	5	2463	73896	3.325.336	9.542.927	0	535.010	535.010	2.790.327	3.232.444	9.360.448	520.064	3.668.637	2.712.380	5.691.811
5	4	0	5	2449	73467	3.305.995	12.848.922	0	531.898	531.898	2.774.097	3.183.436	12.543.885	512.180	4.180.817	2.671.257	8.363.068
6	5	0	5	2435	73039	3.286.766	16.135.688	0	528.804	528.804	2.757.962	3.135.171	15.679.056	504.414	4.685.231	2.630.757	10.993.825
7	6	0	5	2420	72614	3.267.649	19.403.337	0	525.728	525.728	2.741.921	3.087.638	18.766.694	496.767	5.181.998	2.590.872	13.584.696
8	7	0	5	2406	72192	3.248.643	22.651.981	0	522.671	522.671	2.725.973	3.040.826	21.807.520	489.235	5.671.233	2.551.591	16.136.287
9	8	0	5	2392	71772	3.229.748	25.881.729	0	519.631	519.631	2.710.118	2.994.723	24.802.243	481.818	6.153.051	2.512.905	18.649.192
10	9	0	5	2378	71355	3.210.963	29.092.692	0	516.608	516.608	2.694.355	2.949.319	27.751.562	474.513	6.627.563	2.474.806	21.123.999
11	10	0	5	2365	70940	3.192.287	32.284.978	0	513.603	513.603	2.678.683	2.904.604	30.656.166	467.318	7.094.882	2.437.285	23.561.284
12	11	0	5	2351	70527	3.173.719	35.458.698	0	510.616	510.616	2.663.103	2.860.566	33.516.732	460.233	7.555.115	2.400.333	25.961.617
13	12	0	5	2337	70117	3.155.260	38.613.957	0	507.646	507.646	2.647.614	2.817.196	36.333.928	453.256	8.008.371	2.363.941	28.325.557
14	13	3	2	340	10185	458.327	39.072.284	966.000	73.740	1.039.740	-581.413	405.374	36.739.302	919.613	8.927.984	-514.239	27.811.318
15	14	2	3	1973	59178	2.663.001	41.735.286	644.000	428.447	1.072.447	1.590.554	2.333.191	39.072.493	939.626	9.867.609	1.393.566	29.204.884
16	15	0	5	2297	68901	3.100.523	44.835.809	0	498.840	498.840	2.601.683	2.690.992	41.763.485	432.951	10.300.560	2.258.041	31.462.925
17	16	0	5	2283	68500	3.082.489	47.918.298	0	495.938	495.938	2.586.551	2.650.193	44.413.679	426.387	10.726.947	2.223.807	33.686.732
18	17	0	5	2270	68101	3.064.561	50.982.859	0	493.054	493.054	2.571.507	2.610.013	47.023.692	419.922	11.146.869	2.190.091	35.876.823
19	18	0	5	2257	67705	3.046.736	54.029.595	0	490.186	490.186	2.556.550	2.570.442	49.594.133	413.556	11.560.424	2.156.886	38.033.709
20	19	0	5	2244	67311	3.029.015	57.058.610	0	487.335	487.335	2.541.680	2.531.471	52.125.604	407.286	11.967.710	2.124.185	40.157.894
21	20	0	5	2231	66920	3.011.397	60.070.007	0	484.500	484.500	2.526.897	2.493.090	54.618.694	401.111	12.368.820	2.091.980	42.249.874
22	21	0	5	2218	66531	2.993.882	63.063.889	0	481.682	481.682	2.512.200	2.455.292	57.073.986	395.029	12.763.850	2.060.263	44.310.137
23	22	0	5	2205	66144	2.976.468	66.040.357	0	478.881	478.881	2.497.588	2.418.067	59.492.053	389.040	13.152.890	2.029.026	46.339.163
24	23	0	5	2192	65759	2.959.156	68.999.514	0	476.095	476.095	2.483.061	2.381.406	61.873.458	383.142	13.536.031	1.998.264	48.337.427
									11.101.255	14.885.255	182,87%	61.873.458			13.536.031	48.337.427	

INVERSION TOTAL (USD)	14.885.255
TASA INTERNA DE RETORNO (MENSUAL) (TIRm) %	182,87%
VALOR ACTUAL NETO (VAN) USD	48.337.427
BENEFICIO/COSTO	4,57

Gráfico 5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO – 45 USD/BBL



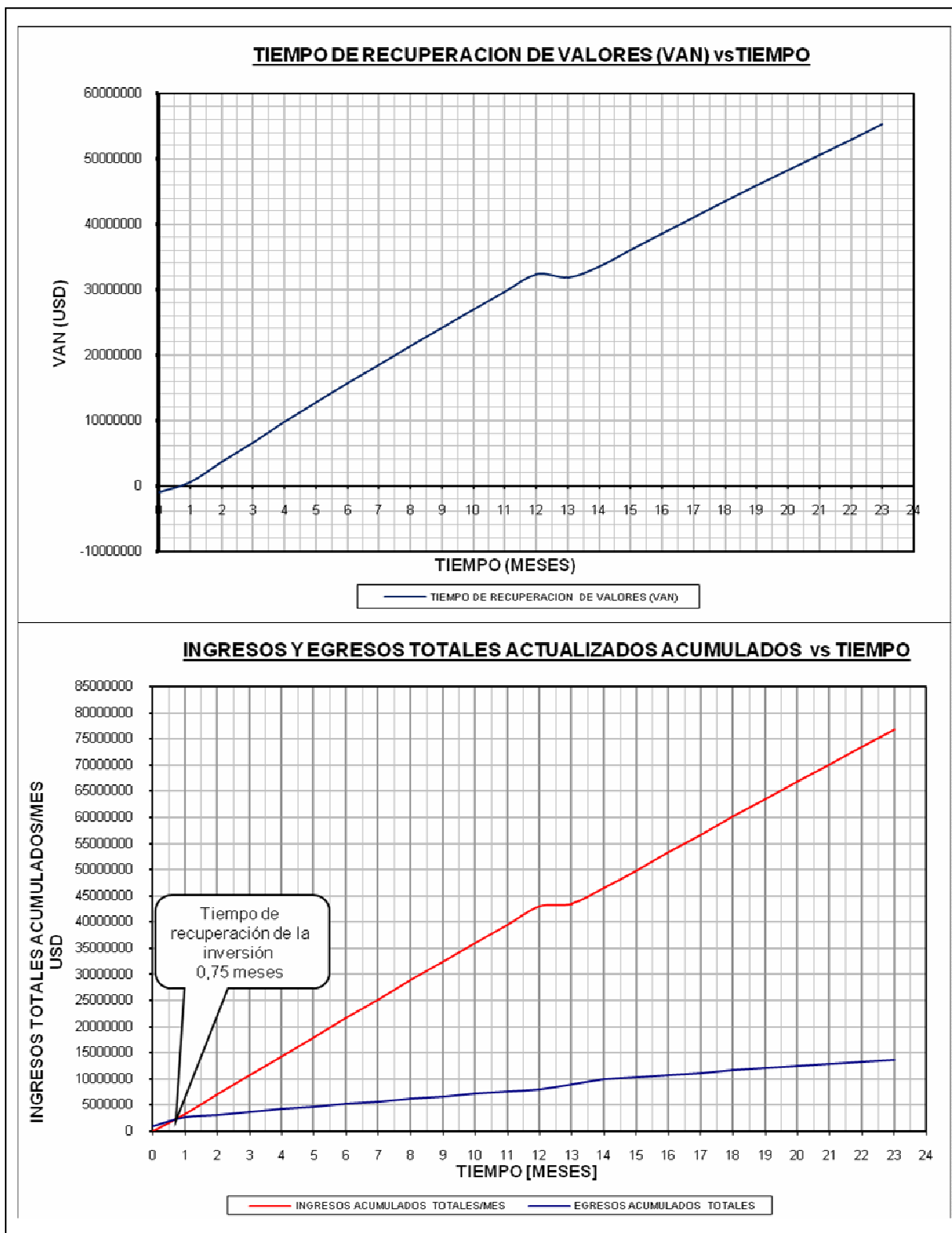
FUENTE: Tabla 5.12
ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

Tabla 5.12 Cálculo del VAN y TIR para 50 USD/BBL

Periodo	Número de pozos reparados por mes	Número de pozos produciendo cada mes	Producción diaria (incluye declinación del 0.583% mensual) [BPPD]	Producción mensual con declinación 7% anual (0.583% mensual) [BPPM]	Ingreso total/mes (USD)	Ingreso total acumulado (USD)	Costos de reparación de pozos (USD)	Costos operativos 7,24 USD/BBL	Egreso total/mes (USD)	Flujo de caja (USD)	Ingreso total actualizado (USD)	Ingreso total actualizado acumulado (USD)	Egreso total actualizado (USD)	Egreso total actualizado acumulado (USD)	Flujo de caja actualizado con 0,01% mensual (USD)	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)	
1	0	3	0	0	-	-	966.000	0	966.000	-966.000	-	-	966.000	966.000	-966.000	-966.000	
2	1	2	3	2128	63840	3.192.000	3.192.000	1.208.000	462.202	1.670.202	1.521.798	3.161.996	3.161.996	1.654.502	2.620.502	1.507.494	541.494
3	2	0	5	2478	74329	3.716.434	6.908.434	0	538.140	538.140	3.178.295	3.646.897	6.808.893	528.071	3.148.573	3.118.826	3.660.320
4	3	0	5	2463	73896	3.694.818	10.603.252	0	535.010	535.010	3.159.808	3.591.605	10.400.498	520.064	3.668.637	3.071.541	6.731.861
5	4	0	5	2449	73467	3.673.328	14.276.580	0	531.898	531.898	3.141.430	3.537.152	13.937.650	512.180	4.180.817	3.024.972	9.756.833
6	5	0	5	2435	73039	3.651.962	17.928.543	0	528.804	528.804	3.123.158	3.483.524	17.421.173	504.414	4.685.231	2.979.110	12.735.942
7	6	0	5	2420	72614	3.630.721	21.559.264	0	525.728	525.728	3.104.993	3.430.709	20.851.883	496.767	5.181.998	2.933.942	15.669.885
8	7	0	5	2406	72192	3.609.604	25.168.868	0	522.671	522.671	3.086.933	3.378.695	24.230.578	489.235	5.671.233	2.889.460	18.559.345
9	8	0	5	2392	71772	3.588.609	28.757.477	0	519.631	519.631	3.068.978	3.327.470	27.558.048	481.818	6.153.051	2.845.652	21.404.997
10	9	0	5	2378	71355	3.567.736	32.325.213	0	516.608	516.608	3.051.128	3.277.021	30.835.069	474.513	6.627.563	2.802.508	24.207.506
11	10	0	5	2365	70940	3.546.985	35.872.198	0	513.603	513.603	3.033.382	3.227.337	34.062.406	467.318	7.094.882	2.760.019	26.967.524
12	11	0	5	2351	70527	3.526.355	39.398.553	0	510.616	510.616	3.015.739	3.178.407	37.240.813	460.233	7.555.115	2.718.173	29.685.698
13	12	0	5	2337	70117	3.505.844	42.904.397	0	507.646	507.646	2.998.198	3.130.218	40.371.031	453.256	8.008.371	2.676.962	32.362.660
14	13	3	2	340	10185	509.252	43.413.649	966.000	73.740	1.039.740	-530.488	450.415	40.821.446	919.613	8.927.984	-469.198	31.893.463
15	14	2	3	1973	59178	2.958.891	46.372.540	644.000	428.447	1.072.447	1.886.443	2.592.435	43.413.881	939.626	9.867.609	1.652.809	33.546.272
16	15	0	5	2297	68901	3.445.026	49.817.565	0	498.840	498.840	2.946.186	2.989.991	46.403.872	432.951	10.300.560	2.557.041	36.103.312
17	16	0	5	2283	68500	3.424.988	53.242.553	0	495.938	495.938	2.929.050	2.944.659	49.348.532	426.387	10.726.947	2.518.273	38.621.585
18	17	0	5	2270	68101	3.405.067	56.647.621	0	493.054	493.054	2.912.014	2.900.014	52.248.546	419.922	11.146.869	2.480.092	41.101.677
19	18	0	5	2257	67705	3.385.262	60.032.883	0	490.186	490.186	2.895.076	2.856.047	55.104.593	413.556	11.560.424	2.442.491	43.544.168
20	19	0	5	2244	67311	3.365.572	63.398.455	0	487.335	487.335	2.878.237	2.812.745	57.917.338	407.286	11.967.710	2.405.460	45.949.628
21	20	0	5	2231	66920	3.345.997	66.744.452	0	484.500	484.500	2.861.497	2.770.100	60.687.438	401.111	12.368.820	2.368.990	48.318.618
22	21	0	5	2218	66531	3.326.535	70.070.988	0	481.682	481.682	2.844.853	2.728.102	63.415.540	395.029	12.763.850	2.333.073	50.651.691
23	22	0	5	2205	66144	3.307.187	73.378.175	0	478.881	478.881	2.828.306	2.686.741	66.102.281	389.040	13.152.890	2.297.701	52.949.391
24	23	0	5	2192	65759	3.287.951	76.666.126	0	476.095	476.095	2.811.856	2.646.006	68.748.287	383.142	13.536.031	2.262.864	55.212.256
									11.101.255	14.885.255	212,18%	68.748.287		13.536.031		55.212.256	

INVERSION TOTAL (USD)	14.885.255
TASA INTERNA DE RETORNO/ (MENSUAL) (TIRm) %	212,18%
VALOR ACTUAL NETO (VAN) USD	55.212.256
BENEFICIO/COSTO	5,08

Gráfico 5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO – 50 USD/BBL



FUENTE: Tabla 5.13
ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

5.2.7 DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN, VALOR ACTUAL NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO

La evaluación económica se realiza para 24 meses y al final de los 2 años para un precio de 35 USD/BBL, se tendrá una ganancia (VAN) de 34.587.770 USD, como se observa en la tabla 5.10 (gráfico 5.1), un B/C del proyecto de 3,56, el TIR mensual de 126,49%, parámetros que demuestran, que el proyecto es rentable. La inversión del proyecto se recuperará en un período de 1,25 meses de ejecutado el mismo, tal como se indica en el gráfico 5.1. A continuación, la tabla 5.13, detalla los resultados obtenidos del análisis económico.

Tabla 5.13 Parámetros del Análisis Económico

PRECIO DEL PETRÓLEO (USD/BBL)	TIR MENSUAL (%)	VAN (USD)	BENEFICIO/COSTO	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (MESES)
35	126,49	34.587.770	3,56	1,25
45	182,87	48.337.427	4,57	0,9
50	212,18	55.212.256	5,08	0,75

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El sistema de levantamiento artificial más utilizado en el Área Shushufindi, es el bombeo electrosumergible con el 87%, seguido por Gas Lift con el 10% y por último el Bombeo Hidráulico con el 3%.
- El sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, es un medio muy efectivo y económico de levantar altos volúmenes de fluido de grandes profundidades bajo una variedad de condiciones de pozo.
- El sistema de bombeo electrosumergible, permite la extracción del petróleo en pozos donde otros sistemas de levantamiento artificial no pueden actuar eficientemente como en pozos direccionales o los pozos muy profundos.
- Los 2 pozos seleccionados para el cambio de sistema de levantamiento artificial a BES del Área Shushufindi son: SSF – 77 y SSF – 87, actualmente se encuentran produciendo con Gas Lift; y los pozos seleccionados para el análisis nodal son: SSF – 35, SSF – 59, SSF – 79, SSF – 82 y SSF – 109D.
- Se propone cambiar el sistema de levantamiento artificial de los pozos de gas lift seleccionados con la finalidad de aprovechar el alto potencial y evitar problemas como: el alto costo de mantenimiento de los compresores utilizados para el sistema de gas lift, el tiempo de vida de los equipos que al momento superan más de 30 años, pone en riesgo las operaciones y vidas humanas, entre ellas las de las poblaciones cercanas a los pozos, además de problemas debido al alto corte de agua que hace ineficiente su producción por Gas Lift.
- No se han seleccionado pozos con sistema de Bombeo Hidráulico debido a que no cumplen con los requisitos propuestos en el proyecto.

- Para realizar trabajos de reacondicionamiento a un determinado pozo, primero, se debe realizar el respectivo análisis nodal para poder detectar los diferentes problemas existentes tanto en el yacimiento, equipo electrosumergible, tubería, accesorios y facilidades de producción.
- El correcto diseño depende en gran parte de la calidad de los datos utilizados, datos incorrectos pueden conducir a una determinación de tamaño incorrecto de la bomba, del motor o de otros componentes del sistema y finalmente conduce a la falla prematura del equipo.
- Mediante la implementación del bombeo electrosumergible en los pozos de gas lift seleccionados del Área Shushufindi, se tendrá un incremento de producción de 362 BPPD y un ahorro de gas comprimido de 3491 MPCD.
- No es posible evitar que una bomba opere fuera del rango recomendado, mediante variaciones de frecuencia, su única solución es un rediseño del equipo.
- Con el análisis nodal, se encontró que el pozo SSF – 82 opera fuera de rango con empuje ascendente (UPTHRUST), debido a que el diseño no fue el acertado desde el inicio de la producción.
- Los pozos SSF – 35 y SSF – 59 están operando dentro del rango operativo de la bomba. Esto es el resultado de un adecuado diseño de las bombas electrosumergibles y que las condiciones del yacimiento no han sufrido una variación considerable con respecto al tiempo de funcionamiento.
- Con el análisis nodal, se seleccionan dos pozos: SSF – 79 y SSF – 109D, con alto potencial de producción, a los cuales se puede rediseñar un equipo de mayor capacidad que el actual y con el margen de seguridad adecuado.
- Con el rediseño de los tres pozos seleccionados del Área Shushufindi: SSF – 79, SSF – 82 y SSF – 109D, se tiene un incremento de producción de 2128 BPPD.

- La implementación y el rediseño del bombeo electrosumergible de los pozos seleccionados, implica una producción de agua de formación de 1245 BAPD, puede ser tratada adecuadamente y reinyectada para no contaminar el medio ambiente con el sistema actual.
- La potencia requerida por los equipos del sistema de bombeo electrosumergible para los pozos SSF – 77, SSF – 79, SSF – 82, SSF – 87 y SSF – 109D es de 1375 KW, debe ser suministrada por el Sistema de Generación Eléctrica del Área Shushufindi.
- El incremento de producción estimada mediante la implementación y rediseño del bombeo electrosumergible en los 5 pozos seleccionados, es de 2490 BPPD; el incremento representa un 5,53% de la producción actual de Área en estudio.
- La utilización de un VSC para el control del motor, es una parte fundamental, por medio de este, se puede tener control sobre los niveles de producción, y un control total al momento del arranque, con el fin de evitar torques excesivos, que puedan afectar al motor y a los ejes.
- Las condiciones de pozo que más afectan a la vida útil de operación de los equipos electrosumergibles en los pozos, son: la alta temperatura, altas relaciones gas – petróleo, los fluidos de pozo que contienen materiales abrasivos, los fluidos corrosivos y la formación de escala.
- La información que registran las cartas amperimétricas es de mucha utilidad porque hacen un registro continuo de las variaciones de corriente, permite al técnico del campo actuar y tomar acciones correctivas, con el propósito de evitar daños considerables en el equipo de subsuelo.
- Las lecturas eléctricas que se hacen a los equipos de superficie, así como de fondo, proporcionan un diagnóstico de las condiciones en las que se encuentra funcionando el motor, facilitando de esta manera la toma de decisiones, para dar soluciones a los problemas.

- El análisis económico del proyecto, se basa principalmente en el criterio del valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y la relación costo – beneficio (B/C), que determina la puesta en marcha o no del proyecto.
- El análisis económico, es realizado para los siguientes precios de venta del petróleo: 35 y 45 USD/BBL, valores con los cuales se calcularon el presupuesto general del Estado para el año 2007 y 2008, respectivamente y 50 USD/BBL, valor estimado, debido a las condiciones favorables del mercado.
- La evaluación económica se realiza para 24 meses y se calcula para un tiempo estimado de duración del proyecto de 2 años, para un costo de 35, 45 y 50 USD/BBL, siendo el proyecto rentable para los tres valores considerados como se puede observar en la tabla 5.13.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar los trabajos de reacondicionamiento propuestos para la implementación y cambio de bombas que permitirán un incremento de producción estimada de 2490 BPPD a un costo estimado de 2'174.000 USD.
- Pozos de gas lift con altos cortes de agua de 40% y 60%, presentan un excesivo consumo de gas, por lo que se recomienda un cambio a mediano plazo al sistema artificial por bombeo electrosumergible.
- Cuando se debe seleccionar entre dos equipos tanto para motores como bombas, se recomienda seleccionar los de mayor tamaño, debido a su menor costo y mayor eficiencia.
- Realizar análisis físico – químico de las aguas como del gas provenientes de la formación, de tal manera que permitan controlar la corrosión y escala, sobre todo en aquellos pozos que poseen altos cortes de agua.
- Para evitar problemas de corrosión y escala se recomienda bajar equipo BES con cable capilar para los pozos seleccionados.

- La duración de los equipos depende en gran parte de los arranques aplicados, por lo que hay que procurar que estos sean suaves y en el menor número posible, por tal motivo, se recomienda instalar en todos los pozos seleccionados variadores de frecuencia, además permiten controlar la producción.
- Se recomienda bajar bombas con manejadores de gas en pozos con alta producción de gas.
- Se recomienda realizar pruebas de B'UP para actualizar los datos de presión de los pozos del Área Shushufindi - Aguarico, y de esta manera obtener los actuales índices de productividad (IP) de los pozos, así como su declinación conforme avanza la producción, de tal manera que permitan mantener los diseños de los equipos y obtener un mayor tiempo de duración. Es importante tener en cuenta un tiempo de flujo de 8 a 10 horas y un tiempo de cierre de 14 a 16 horas; para las arenas "U" y "T", respectivamente.
- Se recomienda la medición del nivel dinámico del fluido y con el valor, comprobar la presión de fondo fluyente de los pozos, de esta manera se podría aumentar con mayor seguridad la frecuencia de operación sin peligro de dejar sin fluido a la bomba.
- Se recomienda en pozos desviados instalar BES con centralizador, en una sección recta del casing, para tener un sistema de enfriamiento adecuado y evitar formación de escala.
- Se recomienda en pozos que trabajan con VSC, instalar variadores de 12 pulsos con los respectivos transformadores desfasadores.
- Se recomienda poner en marcha este proyecto, debido a que se logra un incremento de producción y los indicadores económicos: VAN para el precio de 35 USD/BBL, es 34.587.770 USD, para 45 USD/BBL, es 48.337.427 USD y para el precio de 50 USD/BBL, es 55.212.256 USD; muestran que el proyecto es económicamente rentable.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AMAGUA S. Jorge P. (2005). Diseño y Optimización del Bombeo Electrosumergible en la Producción de Petróleo en el Área Libertador, Tesis EPN, Quito – Ecuador.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (A.P.I). Manual de Recomendaciones Prácticas para BES.
- ARCHIVOS DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS (2007). Área Shushufindi.
- Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana, ARPEL.
- Brown Kermit E. (1980). The Technology of Artificial Lift Methods, Volumen 2B, Tulsa – USA, Penn Well Publishing Company.
- BAKER HUGHES CENTRILIFT (2002). Manual de Instrucciones para el Servicio de Campo, Mendoza – Argentina.
- BAKER HUGHES CENTRILIFT (2005). Artificial Lift Submersible Systems Field Service Manual.
- BAKER HUGHES CENTRILIFT (2003). Product Catalog, Manual.
- CABEZAS Marco y FREIRE Robinson (2004), Estudio del Comportamiento de la Producción de Pozos del Campo Shushufindi Operados con BES Mediante Análisis Nodal, Tesis EPN, Quito-Ecuador.
- CHICAIZA Segundo y PADILLA Roberto (2001). Sistema de Bombeo Electrosumergible, Tesis EPN, Quito – Ecuador.
- Luis Gómez y Ovadia Shoham (2003). Artificial Lift Systems and Nodal Analysis, Quito – Ecuador.
- PETROECUADOR (2001). Glosario de la Industria Hidrocarburífera.

- PETROECUADOR (1991). Estudio de los Yacimientos del Área Shushufindi – Aguarico. Tecnie.
- PETROECUADOR (2003). Evaluación de Registros y Cálculo de Reservas.
- PETROECUADOR (1998). Estudio de Simulación Matemática. Informe Final Shushufindi – Aguarico, CMG.
- PETROECUADOR (2003). Estudio de Simulación de Yacimientos del Campo Shushufindi – Aguarico Oriente Basin Ecuador. Volúmenes V-1, I, VII-2, II, III-2, IV, VI. CORELAB.
- PETROECUADOR (2004). Estudio de Simulación de Yacimientos del Campo Shushufindi – Aguarico Oriente Basin Ecuador. Reporte Final. Volúmenes V-1, V2, I, II, III-1, III-2, IV, VII-1, VI. CORELAB.
- PETROECUADOR. Arévalo G. (1985). Distribución de Tamaño y Determinación del Radio Promedio de Poros.
- PETROECUADOR (1991). Estudio de Yacimientos. Volúmenes 1 y 2. TECNIE Consultores Petroleros.
- SCHLUMBERGER (2001). Product Catalog, REDA Production Systems.
- SCHLUMBERGER (2002). Artificial Lift Technical Service Manual.
- SCHLUMBERGER (1998). Curso Avanzado de operaciones de BES, REDA, Quito – Ecuador.
- SCHLUMBERGER (1998). Reda Field Service School, REDA, Bartlestown, Estados Unidos, 1998.

PAGINAS WEB

- www.slb.com
- www.bakerhughes.com

ABREVIATURAS

A	=	Amperaje
A	=	Área
AGU	=	Aguarico
°API	=	Gravedad específica del petróleo en grados API
BBL	=	Barriles
B'UP	=	Prueba de restauración de presión
BAPD	=	Barriles de agua por día
BES	=	Bombeo electrosumergible
BF	=	Barriles fiscales
BFPD	=	Barriles de fluido por día
BHA	=	Bottom Hole Assembly (Instalación de Fondo del Pozo)
BHP	=	Bottom Hole Pressure (Presión de Fondo del Pozo)
BHT	=	Bottom Hole Temperatura (Temperatura de Fondo de Pozo)
BLS	=	Barriles
BN	=	Barriles normales
Bo	=	Factor volumétrico del petróleo
Boi	=	Factor volumétrico inicial del petróleo

BPM	=	Barriles por minuto
BPPD	=	Barriles de petróleo por día
% BSW	=	Porcentaje de agua y sedimentos básicos
“BT”	=	Arena “Basal Tena”
BY/BN	=	Barriles de yacimiento/barriles de superficie
CAP	=	Contacto agua – petróleo
CDZ	=	Condorazo
Co	=	Compresibilidad del petróleo
CSG	=	Casing, tubería de revestimiento
CTK	=	Contra tanque
c/u	=	Cada uno
DPP	=	Número de disparos por pie
EF	=	Eficiencia de flujo
°F	=	Grados Fahrenheit
FECHA	=	Día, mes y año de registro de datos
Ft	=	Pie
FR	=	Factor de recobro
FWKO	=	Free Water Knock Out (Deshidratador de agua libre)
Gals, gls	=	Galones
GEN	=	Generador
GF	=	Gas de formación
GLS	=	Gas lift survey (Prueba de gas lift)
GOR	=	Relación gas – petróleo
GPD	=	Galones por día

"G2"	=	Arena "G2"
ho	=	Espesor de arena con petróleo
HP	=	Horse power (caballos de potencia)
Hrs	=	Horas
Hz	=	Hertzios
ID	=	Diámetro interno
IP o J	=	Índice de productividad
IPA	=	Índice de productividad actual
IPI	=	Índice de productividad inicial
in	=	pulgadas
IPR	=	Relación del índice de productividad
K	=	Permeabilidad
Km	=	Kilómetros
KVA	=	Kilovoltios - amperios
KW	=	Kilovatios
LA	=	Línea de alta
Lb	=	Libra
LF	=	Línea de flujo
LPG	=	Libras por galón
min	=	Minutos
MLE	=	Motor Lead Extension (Cable de Extensión del Motor)
MMPCD	=	Miles de millones de pies cúbicos por día
MPCD	=	Miles de pies cúbicos por día

MW	=	Megavatios
OD	=	Diámetro externo
PA	=	Pozo abandonado
Pb	=	Presión de burbuja
PC	=	Pozo cerrado
PCS	=	Pies cúbicos estándar
Pc	=	Presión fluyente de cabeza
Pcierre	=	Presión de cierre
Pi	=	Presión inicial
Ø	=	Porosidad
pies	=	Unidad de longitud (1 pie = 0,3028 m)
POES	=	Petróleo original en sitio
POZO	=	Pozo produciendo mediante bombas electrosumergibles
PP	=	Pozo produciendo
PPF	=	Producción por flujo natural
PPG	=	Producción por bombeo neumático (Gas Lift)
PPH	=	Producción por bombeo hidráulico
ppm	=	Partes por millón
PPS	=	Producción por bombeo electrosumergible
Pr	=	Presión de reservorio
PSI	=	Libras fuerza por pulgada cuadrada

Pwf	=	Presión de fondo fluyente
Pws	=	Presión de fondo estática
Q, q	=	Caudal de producción
Qo	=	Caudal de petróleo
Qw	=	Caudal de agua
Qt	=	Caudal de fluido
RGL	=	Relación gas - líquido
RGP	=	Relación gas - petróleo
RPM	=	Revoluciones por minuto
Rw	=	Resistividad del agua
γ_g	=	Gravedad específica del gas
SSF	=	Shushufindi
SQZ	=	Squeeze (cementación forzada)
Sp. Gr.	=	Gravedad específica
St	=	Daño total
Swi	=	Saturación inicial de agua
T	=	Temperatura
TBG	=	Tubing, tubería de producción
Te, T/P	=	Tiempo de evaluación
TI	=	Temperatura de intake
"Ti" o "Tinf"	=	Arena "T" inferior
TKS	=	Tanques

TM	=	Temperatura del motor
“Ts” o “Tsup”	=	Arena “T” superior
“TY”	=	Arena Tiyuyacu
“Ui” o “Uinf”	=	Arena “U” inferior
“Us” o “Usup”	=	Arena “U” superior
μ o VISC	=	Viscosidad del petróleo
μ_w	=	Viscosidad del agua
V	=	Voltaje
WT	=	Wash tank (tanque de lavado)
ZONA	=	Arena evaluada en la prueba de presión

POZOS CERRADOS

CA	=	Abandonado
CP	=	Pozo cerrado
CPG	=	Cerrado por gas lift
CPHJ	=	Cerrado por bombeo hidráulico jet
CPHP	=	Cerrado por bombeo hidráulico
CPS	=	Cerrado por bombeo electrosumergible
CPR	=	Cerrado por reinyector

QUÍMICOS

AC	=	Anticorrosivo
AE	=	Antiescala
BC	=	Biocida
CG	=	Coagulante
Cl^{-1}	=	Ión cloruro
FL	=	Floculante
$NaCl^{-}$	=	Ión cloruro de sodio
SF	=	Surfactante

MX-592	=	Químico antiescala
MX-593	=	Químico antiescala
C-950	=	Químico anticorrosivo

ANEXOS

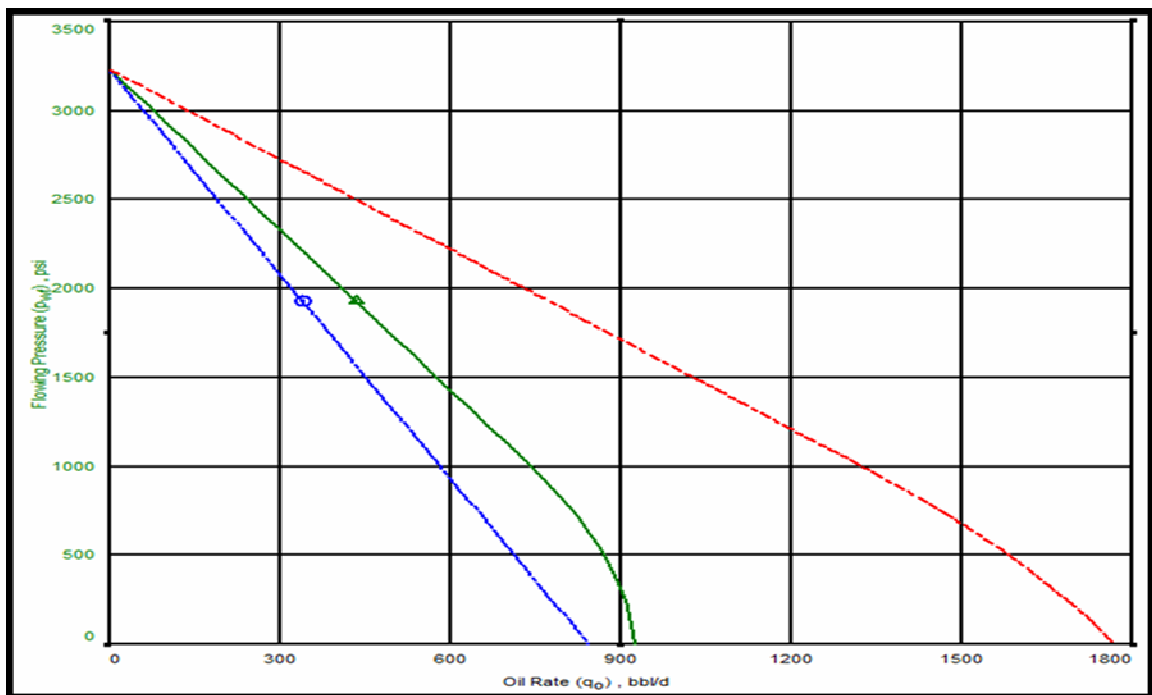
ANEXO No. 1

IPR'S

SSF-35 ("U") IPR

DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR			
Pr (psi)	3232	Qf (BFPD)	775
Pwf (psi)	1926	BSW (%)	44
Pb (psi)	1010	Qo (BPPD)	434
IP(b/d/psi)	0,83	Qw (BAPD)	341

Reservoir Pressure (p _R)	3232.00	psi	Results Maximum Oil Rate = 924.862 bbl/d Maximum Water Rate = 843.884 bbl/d Maximum Total Rate = 1768.746 bbl/d	
Bubble Point Pressure (p _b)	1010.00	psi		
Test Pressure (p _{wf})	1926.00	psi		
Oil Test Rate (q _o)	434.000	bbl/d		
Water Test Rate (q _w)	341.000	bbl/d		



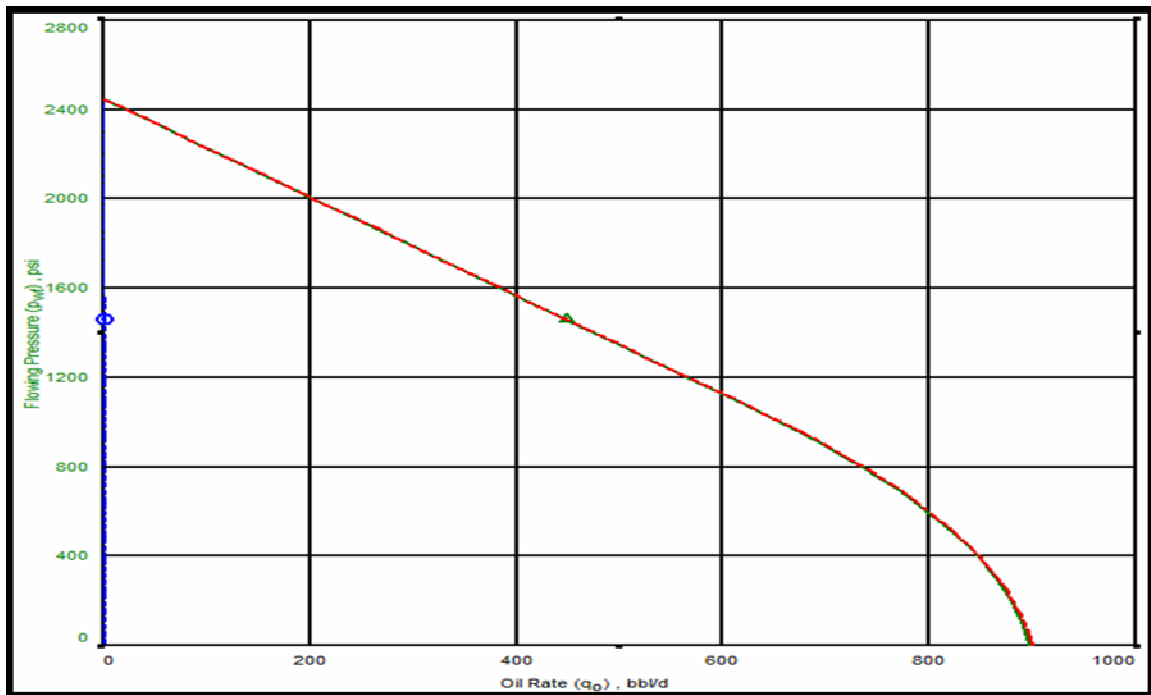
Flowing Pressure	Oil Rate	Water Rate	Total Rate
psi	bbl/d	bbl/d	bbl/d
0.00	924.862	843.884	1768.746
300.00	900.624	765.553	1666.177
600.00	850.065	687.222	1537.287
900.00	773.183	608.891	1382.074
1010.00**	738.398	580.170	1318.568
1200.00	675.259	530.560	1205.819
1500.00	575.565	452.230	1027.795
1800.00	475.871	373.899	849.770
1926.00*	434.000	341.000	775.000
2100.00	376.178	295.568	671.746
2400.00	276.484	217.237	493.721
2700.00	176.790	138.907	315.697
3000.00	77.096	60.576	137.672
3232.00	0.000	0.000	0.000

Note : * Test Point
 ** Bubble Point
 Oil IPR based on Vogel's Equation.
 (Quadratic Curve Factor=0.2)

SSF-59 ("US") IPR

DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR			
Pr (psi)	2449	Qf (BFPD)	449
Pwf (psi)	1460	BSW (%)	0,2
Pb (psi)	1053	Qo (BPPD)	448
IP(b/d/psi)	0,51	Qw (BAPD)	1

Reservoir Pressure (pR)	2449.00	psi			
Bubble Point Pressure (p _b)	1053.00	psi	<u>Results</u>		
Test Pressure (p _{wf})	1460.00	psi	Maximum Oil Rate =	897.359	bb/d
Oil Test Rate (q _o)	448.000	bb/d	Maximum Water Rate =	2.476	bb/d
Water Test Rate (q _w)	1.000	bb/d	Maximum Total Rate =	899.835	bb/d

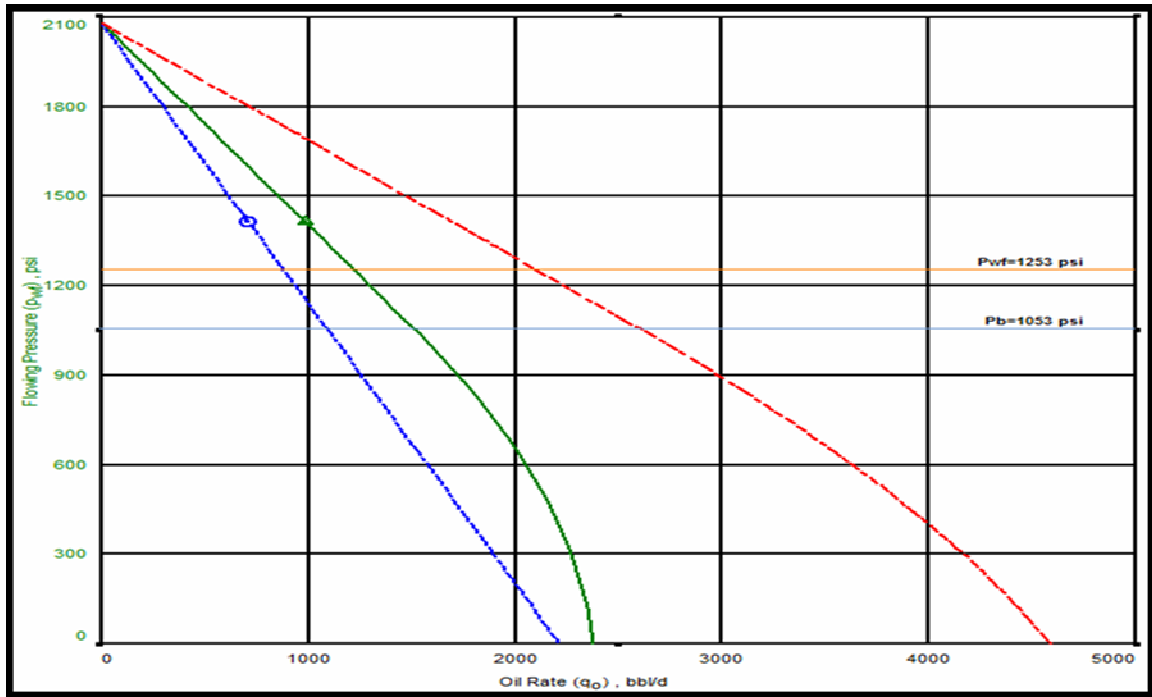


Flowing Pressure psi	Oil Rate bb/d	Water Rate bb/d	Total Rate bb/d
0.00	897.359	2.476	899.835
200.00	879.645	2.274	881.919
400.00	846.636	2.072	848.707
600.00	798.331	1.870	800.200
800.00	734.731	1.667	736.398
1000.00	655.835	1.465	657.300
1053.00**	632.364	1.412	633.776
1200.00	565.776	1.263	567.038
1400.00	475.179	1.061	476.240
1460.00*	448.000	1.000	449.000
1600.00	384.582	0.858	385.441
1800.00	293.986	0.656	294.642
2000.00	203.389	0.454	203.843
2200.00	112.793	0.252	113.044
2400.00	22.196	0.050	22.246
2449.00	0.000	0.000	0.000

Note : * Test Point
 ** Bubble Point
 Oil IPR based on Vogel's Equation.
 (Quadratic Curve Factor=0.2)

SSF-77 ("U+T") IPR

Reservoir Pressure (p _g)	2081.00	psi	<u>Results</u>		
Bubble Point Pressure (p _b)	1053.00	psi			
Test Pressure (p _{wf})	1412.00	psi			
Oil Test Rate (q _o)	985.000	bbbl/d			
Water Test Rate (q _w)	713.000	bbbl/d			
			Maximum Oil Rate =	2374.895	bbbl/d
			Maximum Water Rate =	2217.867	bbbl/d
			Maximum Total Rate =	4592.762	bbbl/d



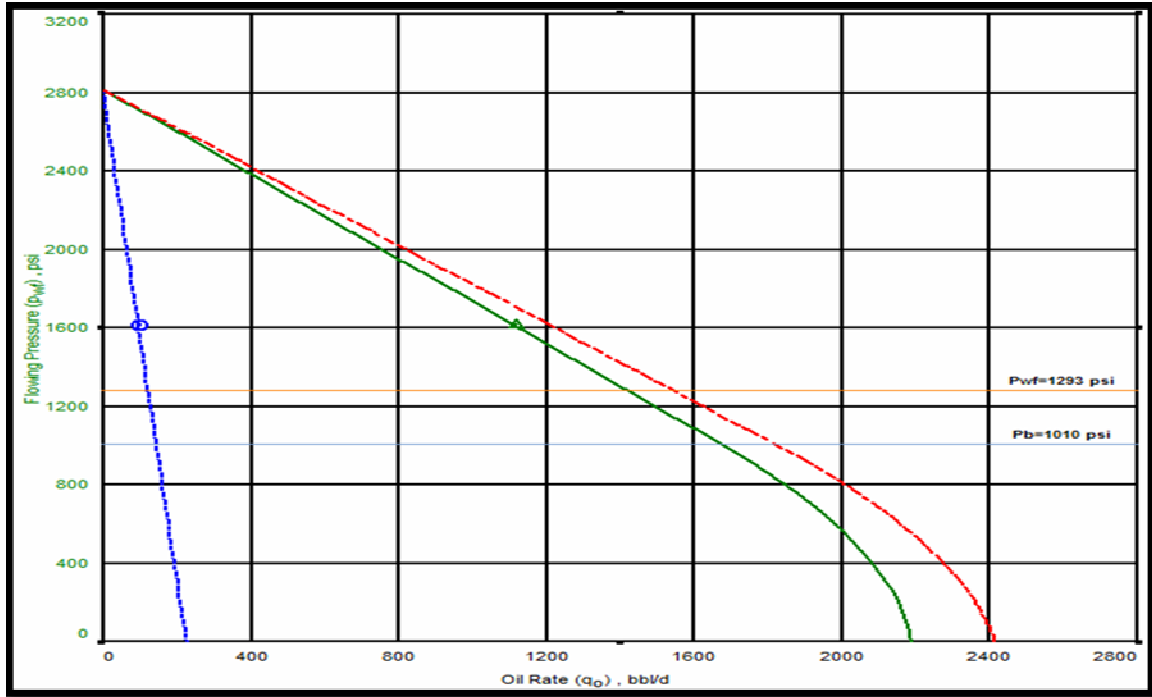
Flowing Pressure psi	Oil Rate bbbl/d	Water Rate bbbl/d	Total Rate bbbl/d
0.00	2374.895	2217.867	4592.762
200.00	2317.319	2004.713	4322.032
400.00	2210.027	1791.559	4001.586
600.00	2053.021	1578.405	3631.426
800.00	1846.298	1365.251	3211.550
1000.00	1589.861	1152.097	2741.958
1053.00**	1513.572	1095.611	2609.184
1200.00	1297.138	938.943	2236.081
1400.00	1002.668	725.789	1728.457
1412.00*	985.000	713.000	1698.000
1600.00	708.199	512.635	1220.834
1800.00	413.729	299.481	713.211
2000.00	119.260	86.327	205.587
2081.00	0.000	0.000	0.000

Note : * Test Point
** Bubble Point
Oil IPR based on Vogel's Equation.
(Quadratic Curve Factor=0.2)

DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR				PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA IPR			
Pr (psi)	2081	Qf (BFPD)	1698	Qf deseado (BFPD)	2102	Qw (BAPD)	883
Pwf (psi)	1412	BSW (%)	42	Pwf a Qf deseado (psi)	1253	BSW (%)	42
Pb (psi)	1053	Qo (BPPD)	985	Qo (BPPD)	1219	Incremento (BPPD)	234
IP(b/d/psi)	1,82	Qw (BAPD)	713				

SSF-79 ("U") IPR

Reservoir Pressure (p _R)	2816.00	psi	<u>Results</u>		
Bubble Point Pressure (p _b)	1010.00	psi			
Test Pressure (p _{wf})	1610.00	psi			
Oil Test Rate (q _o)	1115.000	bbbl/d			
Water Test Rate (q _w)	97.000	bbbl/d			
			Maximum Oil Rate =	2188.498	bbbl/d
			Maximum Water Rate =	226.494	bbbl/d
			Maximum Total Rate =	2414.992	bbbl/d



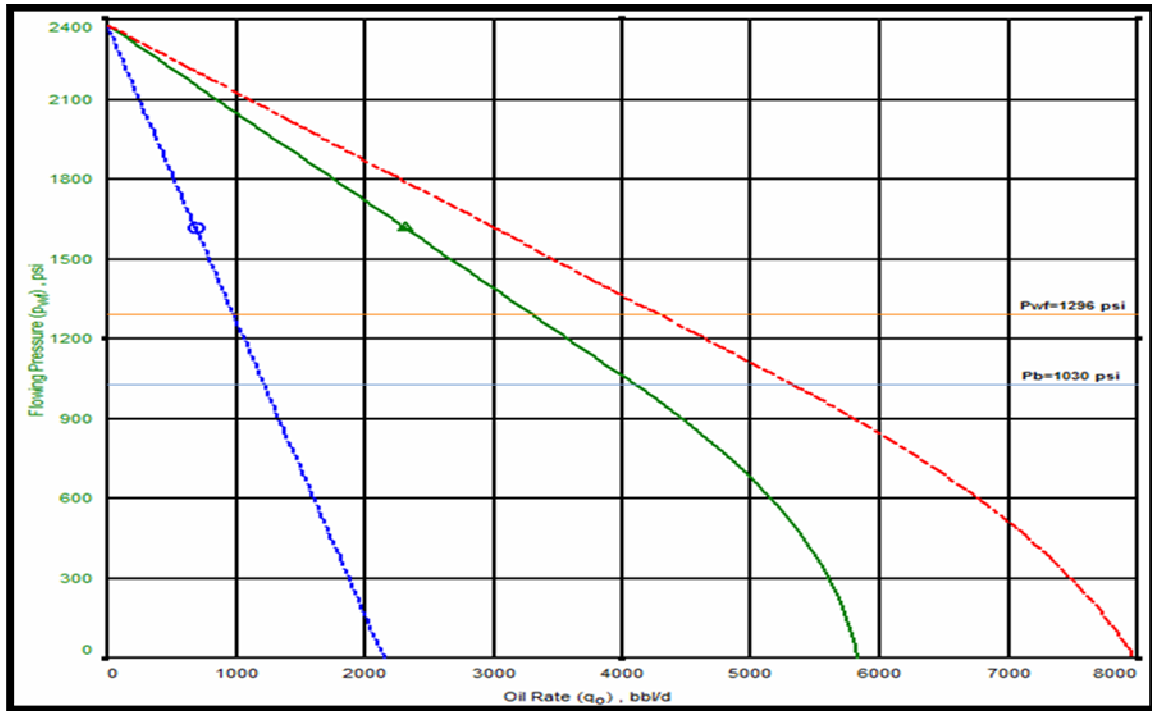
Flowing Pressure psi	Oil Rate bbbl/d	Water Rate bbbl/d	Total Rate bbbl/d
0.00	2188.498	226.494	2414.992
200.00	2151.679	210.408	2362.087
400.00	2082.313	194.322	2276.635
600.00	1980.400	178.235	2158.635
800.00	1845.939	162.149	2008.088
1000.00	1678.931	146.063	1824.994
1010.00**	1669.726	145.259	1814.985
1200.00	1494.063	129.977	1624.040
1400.00	1309.154	113.891	1423.045
1600.00	1124.245	97.804	1222.050
1610.00*	1115.000	97.000	1212.000
1800.00	939.337	81.718	1021.055
2000.00	754.428	65.632	820.060
2200.00	569.519	49.546	619.065
2400.00	384.610	33.459	418.070
2600.00	199.701	17.373	217.075
2800.00	14.793	1.287	16.080
2816.00	0.000	0.000	0.000

Note : * Test Point
** Bubble Point
Oil IPR based on Vogel's Equation.
(Quadratic Curve Factor=0.2)

DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR				PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA IPR			
Pr (psi)	2816	Qf (BFPD)	1212	Qf deseado (BFPD)	1531	Qw (BAPD)	122
Pwf (psi)	1610	BSW (%)	8	Pwf a Qf deseado (psi)	1293	BSW (%)	8
Pb (psi)	1010	Qo (BPPD)	1115	Qo (BPPD)	1409	Incremento (BPPD)	294
IP(b/d/psi)	0,95	Qw (BAPD)	97				

SSF-82 ("G2+U") IPR

Reservoir Pressure (Pr)	2380.00	psi	<u>Results</u>		
Bubble Point Pressure (Pb)	1030.00	psi			
Test Pressure (Pwf)	1615.00	psi			
Oil Test Rate (q _o)	2318.000	bb/d			
Water Test Rate (q _w)	692.000	bb/d			
			Maximum Oil Rate =	5824.459	bb/d
			Maximum Water Rate =	2152.889	bb/d
			Maximum Total Rate =	7977.348	bb/d



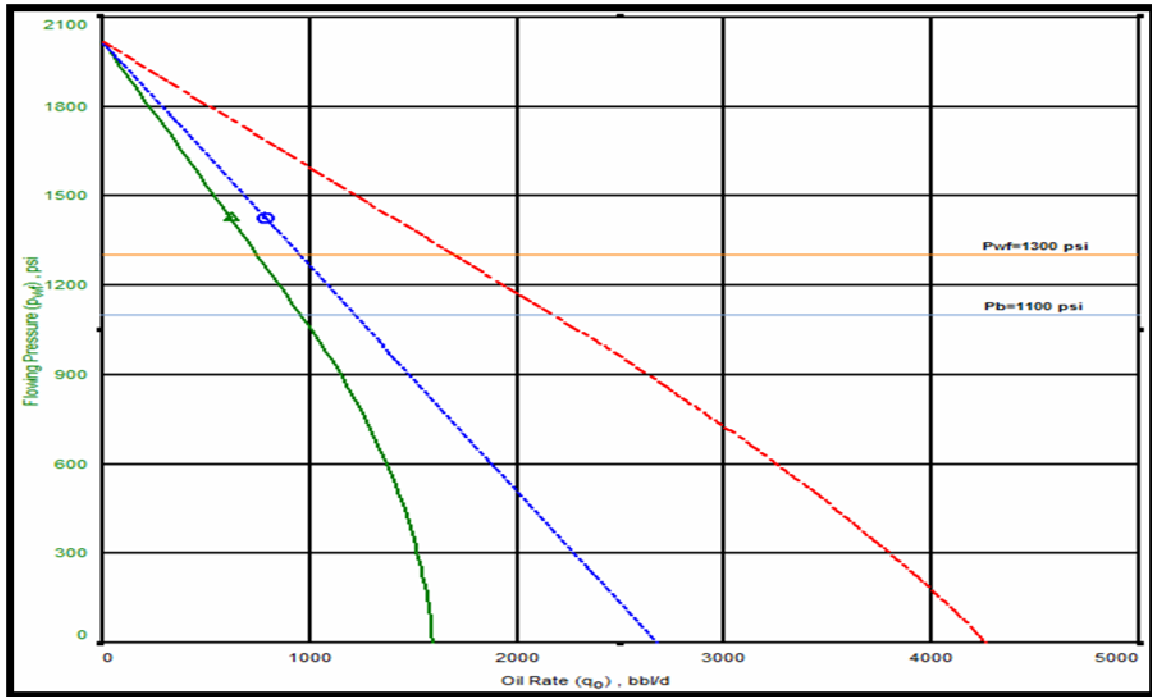
Flowing Pressure psi	Oil Rate bb/d	Water Rate bb/d	Total Rate bb/d
0.00	5824.459	2152.889	7977.348
200.00	5704.825	1971.974	7676.799
400.00	5480.584	1791.059	7271.653
600.00	5151.765	1610.144	6761.909
800.00	4718.338	1429.229	6147.567
1000.00	4180.313	1248.314	5428.627
1030.00**	4090.588	1221.176	5311.765
1200.00	3575.477	1067.399	4642.876
1400.00	2969.464	886.484	3855.948
1600.00	2363.451	705.569	3069.020
1615.00*	2318.000	692.000	3010.000
1800.00	1757.438	524.654	2282.092
2000.00	1151.425	343.739	1495.163
2200.00	545.412	162.824	708.235
2380.00	0.000	0.000	0.000

Note : * Test Point
** Bubble Point
Oil IPR based on Vogel's Equation.
(Quadratic Curve Factor=0.2)

DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR				PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA IPR			
Pr (psi)	2380	Qf (BFPD)	3010	Qf deseado (BFPD)	4200	Qw (BAPD)	966
Pwf (psi)	1615	BSW (%)	23	Pwf a Qf deseado (psi)	1296	BSW (%)	23
Pb (psi)	1030	Qo (BPPD)	2318	Qo (BPPD)	3234	Incremento (BPPD)	916
IP(b/d/psi)	3,83	Qw (BAPD)	692				

SSF-87 ("T") IPR

Reservoir Pressure (Pr)	2019.00	psi	<u>Results</u>	
Bubble Point Pressure (Pb)	1100.00	psi	Maximum Oil Rate =	1591.726
Test Pressure (Pwf)	1423.00	psi	Maximum Water Rate =	2676.191
Oil Test Rate (Qo)	620.000	bb/d	Maximum Total Rate =	4267.918
Water Test Rate (Qw)	790.000	bb/d		



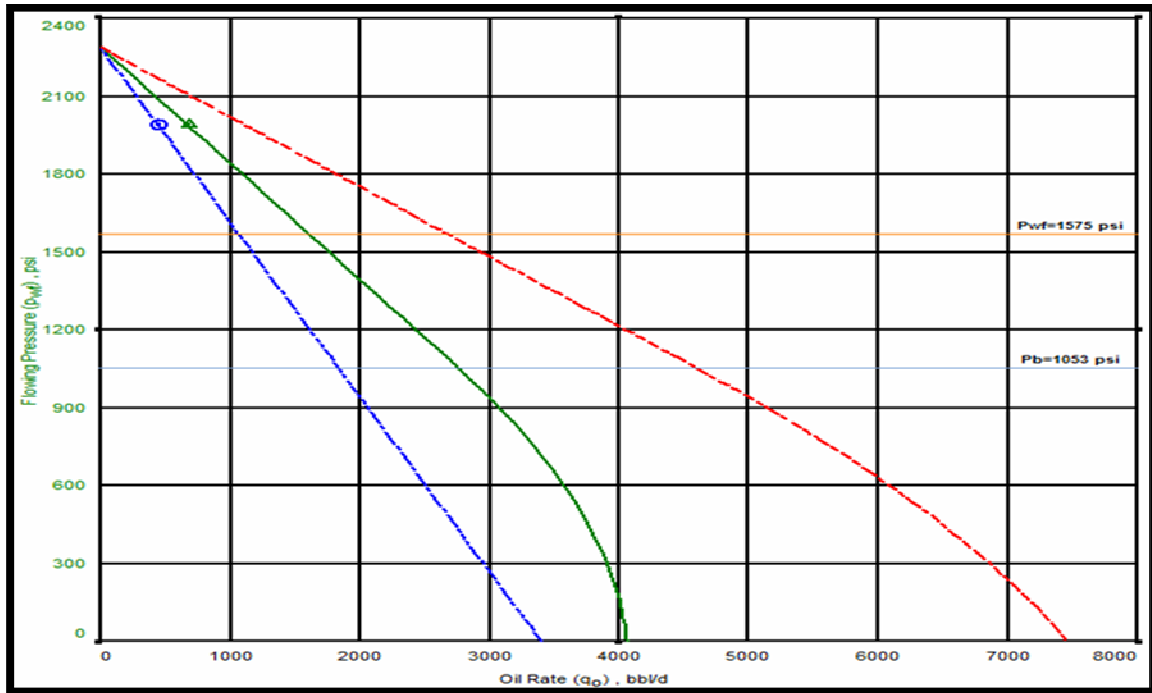
Flowing Pressure psi	Oil Rate bb/d	Water Rate bb/d	Total Rate bb/d
0.00	1591.726	2676.191	4267.918
200.00	1551.797	2411.091	3962.887
400.00	1478.242	2145.990	3624.232
600.00	1371.063	1880.889	3251.953
800.00	1230.259	1615.789	2846.048
1000.00	1055.830	1350.688	2406.518
1100.00**	956.007	1218.138	2174.144
1200.00	851.980	1085.587	1937.567
1400.00	643.926	820.487	1464.413
1423.00*	620.000	790.000	1410.000
1600.00	435.872	555.386	991.258
1800.00	227.819	290.285	518.104
2000.00	19.765	25.185	44.950
2019.00	0.000	0.000	0.000

Note : * Test Point
** Bubble Point
Oil IPR based on Vogel's Equation.
(Quadratic Curve Factor=0.2)

DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR				PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA IPR			
Pr (psi)	2019	Qf (BFPD)	1410	Qf deseado (BFPD)	1701	Qw (BAPD)	953
Pwf (psi)	1423	BSW (%)	56	Pwf a Qf deseado (psi)	1300	BSW (%)	56
Pb (psi)	1100	Qo (BPPD)	620	Qo (BPPD)	748	Incremento (BPPD)	128
IP(b/d/psi)	4,7	Qw (BAPD)	790				

SSF-109D ("TI") IPR

Reservoir Pressure (p _R)	2289.00	psi	Results		
Bubble Point Pressure (p _b)	1053.00	psi			
Test Pressure (p _{wf})	1987.00	psi			
Oil Test Rate (q _o)	674.000	bb/d			
Water Test Rate (q _w)	449.000	bb/d			
			Maximum Oil Rate =	4064.086	bb/d
			Maximum Water Rate =	3403.182	bb/d
			Maximum Total Rate =	7467.268	bb/d



Flowing Pressure psi	Oil Rate bb/d	Water Rate bb/d	Total Rate bb/d
0.00	4064.086	3403.182	7467.268
200.00	3976.812	3105.831	7082.643
400.00	3814.179	2808.480	6622.659
600.00	3576.187	2511.129	6087.316
800.00	3262.837	2213.778	5476.615
1000.00	2874.129	1916.427	4790.556
1053.00**	2758.490	1837.629	4596.119
1200.00	2430.417	1619.076	4049.493
1400.00	1984.060	1321.725	3305.785
1600.00	1537.702	1024.374	2562.076
1800.00	1091.344	727.023	1818.368
1987.00*	674.000	449.000	1123.000
2000.00	644.987	429.672	1074.659
2200.00	198.629	132.321	330.950
2289.00	0.000	0.000	0.000

Note : * Test Point
** Bubble Point
Oil IPR based on Vogel's Equation.
(Quadratic Curve Factor=0.2)

DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR				PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA IPR			
Pr (psi)	2289	Qf (BFPD)	1123	Qf deseado (BFPD)	2654	Qw (BAPD)	1062
Pwf (psi)	1987	BSW (%)	40	Pwf a Qf deseado (psi)	1575	BSW (%)	40
Pb (psi)	1053	Qo (BPPD)	674	Qo (BPPD)	1592	Incremento (BPPD)	918
IP(b/d/psi)	2,9	Qw (BAPD)	449				

RESUMEN DE RESULTADOS DE LAS IPR'S

Pozo	Zona	Método	Pb (psi)	IP (b/d/psi)	BSW (%)	Parámetros Actuales				Parámetros Propuestos				Incremento (BPPD)
						Pwf (psi)	Qf (BFPD)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Pwf (psi)	Qf (BFPD)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	
SSF – 77	U+T	PPG	1053	1,82	42	1412	1698	985	713	1253	2102	1219	883	234
SSF - 79	U	PPS	1010	0,95	8	1610	1212	1115	97	1293	1531	1409	122	294
SSF – 82	G2+U	PPS	1030	3,83	23	1615	4200	2318	692	1296	4200	3234	966	916
SSF – 87	T	PPG	1100	4,7	56	1423	1410	620	790	1300	1701	748	953	128
SSF – 109D	TI	PPS	1053	2,9	40	1987	1123	674	449	1575	2654	1592	1062	918

FUENTE: Ingeniería de Petróleo; Área Shushufindi e IPR's de pozos seleccionados

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

ANEXO No. 2

**RESERVAS REMANENTES CALCULADAS POR EL
MÉTODO VOLUMÉTRICO Y EL MÉTODO DE LA CURVA
DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN**

CÁLCULO DE RESERVAS REMANENTES

Para el cálculo de las reservas remanentes se necesita calcular el petróleo original en sitio POES, como se detalla a continuación.

PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

El petróleo original en sitio es “El volumen total de hidrocarburos en existencia de depósitos conocidos, expresada a condiciones físicas del yacimiento”.

Los principales métodos para el cálculo del petróleo original en sitio (POES) son:

- ✦ Método Volumétrico
- ✦ Método de Balance de Materiales
- ✦ Método de La Curva de Declinación de Producción de Pozos

Para el desarrollo de este estudio se utiliza el método volumétrico y el método de la curva de declinación de producción de pozos que se detalla a continuación:

MÉTODO VOLUMÉTRICO

Este método se basa en la información obtenida de registros y de análisis de núcleos para determinar valores promedios de porosidad y saturación de fluidos, y del análisis de fluido para obtener el factor volumétrico de petróleo.

Los datos asumidos que aparecen en el desarrollo de los cálculos fueron revisados y están acorde a los criterios considerados por Yacimientos de Petroproducción, para la estimación de las mismas.

Determinación del petróleo en sitio

El volumen de hidrocarburos calculado en las condiciones del yacimiento, debe ser convertido a las condiciones de superficie, esto se logra dividiendo para el factor volumétrico del petróleo inicial (B_{oi}):

$$N = \frac{7758 \times \phi \times V_r \times (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

- Donde:
- N = Petróleo inicial, (BF)
 - V_r = Volumen bruto de la roca, (acre – pie)
 - φ = Porosidad promedio, (%)
 - S_w = Saturación de agua, (%)
 - B_{oi} = Factor volumétrico inicial de petróleo, (BN/BF)

La constante 7758 es el factor de conversión de unidades: 1 acre – pie = 7758 BLS.

Determinación del Radio de Drenaje (R_d)

El radio de drenaje de cada pozo se calcula promediando las distancias de los pozos cercanos a éste.

Determinación del área de drenaje (A)

El área de drenaje es determinada a partir de su radio de drenaje. Se considera que existe flujo radial hacia el pozo.

$$A = \frac{\pi \times (R_d)^2}{C_1} \text{ [acres]}$$

Donde: C₁ es un factor de conversión = 4046 $\left[\frac{\text{m}^2}{\text{acres}} \right]$

Determinación de propiedades petrofísicas: (φ, S_w, h_o)

Los valores de porosidad, saturación de agua, y espesor neto son determinados a partir de la evaluación de los registros eléctricos disponibles para cada pozo.

Determinación del volumen de roca (V_r)

El volumen de roca en acre – pie es determinado por el producto de su área de drenaje con el espesor neto de la zona que contiene hidrocarburo.

$$V_r = A \times h_o \text{ [acre – pie]}$$

Determinación del factor volumétrico inicial

Este factor es determinado de los análisis PVT realizados del área. En el presente proyecto se lo considera como dato de las tablas 1.2 y 1.3 del Capítulo 1.

Determinación del factor de recobro

Para el presente proyecto los factores de recobro de cada arena del Área Shushufindi son datos obtenidos del Departamento de Yacimientos de Subgerencia de Exploración y Desarrollo de Petroproducción. Estos datos están en las tablas 1.1 y 1.3 del Capítulo 1.

Determinación de las reservas originales

Las reservas originales son obtenidas del producto del petróleo en sitio con el factor de recobro establecido para la arena en estudio.

$$\text{Reservas Originales} = N \times FR \text{ [BN]}$$

Determinación de la producción acumulada

Este valor es tomado de las producciones acumuladas por pozo, en los casos para los cuales se han producido de dos arenas simultáneamente no se puede determinar con exactitud la producción acumulada y las reservas remanentes para cada una de ellas, por lo tanto se obtienen resultados generales. Los datos son obtenidos del Departamento de Yacimientos de Petroproducción.

EJEMPLO DE CÁLCULO

SSF-109D: ARENA "UI"

$$\emptyset_{AVG} = 17,3\%$$

$$S_{W_{AVG}} = 16 \%$$

$$h_o = 40 \text{ [pies]}$$

$$B_{oi} = 1,15 \text{ [BF/BN]}$$

$$\text{Con } R_d = 319,3096 \text{ [ft]} \Rightarrow \text{Área} = 79 \text{ [acres]}$$

$$FR = 53\%$$

$$POES = \frac{7758 \times 0.173 \times 79 \times 40 \times (1 - 0.16)}{1.15}$$

$$POES = 3104459.54Bls$$

Con FR = 53%

$$Reserva\ Inicial = 3104459.54 \times 0.53 = 1645363.56Bls$$

$$Reservas\ Remanentes = Reservas\ Iniciales - Producci3n\ Acumulada$$

$$Reservas\ Remanentes = 1645363.56 - 382244$$

$$Reservas\ Remanentes = 1263119.56Bls$$

Tiempo de producci3n con 1592 BPPD

$$T_{prod} = \frac{Reservas\ Remanentes}{Q_{deseado}}$$

$$T_{prod} = \frac{1263119.56}{1592} = 793\ d\acute{a}s = \sim 2\ a\tilde{n}os.$$

MÉTODO DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

Debido al comportamiento productivo que presentan los pozos, se puede considerar que se está tratando con un sistema de depletación.

La presentación gráfica de la informaci3n de producci3n eventualmente enseña curvas de producci3n que disminuyen con el tiempo y cuya extrapolaci3n es útil para estimar proyecciones futuras de producci3n, dichas curvas son conocidas como *curvas de declinaci3n*. La asunci3n más importante para el uso de estas curvas es que todos los factores que influyeron en la curva en el pasado provocando cambios en la producci3n, permanecerán efectivos durante su vida productiva.

Existen básicamente tres tipos de curvas de declinaci3n: exponencial, hiperbólica y armónica.

En el presente estudio se utilizará la declinaci3n exponencial o constante, debido principalmente a que es la más frecuentemente utilizada en la industria y además por ser simple para su uso, porque es representada como una línea recta fácil de extrapolar.

Es importante conocer cuando la producción de hidrocarburo terminará. La tasa de producción de abandono en muchos casos es determinada antes de que cese debido a causas naturales, ya que puede suceder que los costos de producción sean mayores al valor de hidrocarburo producido. Este es el límite económico, en donde estos dos costos son iguales, más allá de este límite se estaría produciendo con pérdidas económicas.

En pozos para los cuales se han producido de dos arenas simultáneamente, se ha tomado en cuenta las pruebas iniciales, el porcentaje de BSW, los valores de porosidad y permeabilidad, además de los intervalos perforados para obtener el porcentaje de producción de cada arena, así como también las reservas remanentes de cada una de ellas.

Para este método se utiliza el programa computacional OFM de Petroproducción, el cual se describe a continuación.

OIL FIELD MANAGER (OFM)

El paquete Oil Field Manager (OFM) es un software en el que se puede almacenar y realizar análisis de datos de un campo de petróleo tales como: producción, parámetros petrofísicos, presiones, historial de reacondicionamiento, diagramas de completación, registros eléctricos, entre otros.

Para este estudio, utilizamos el OFM, que es una herramienta versátil que permite graficar y correlacionar curvas de algunas variables, dando la opción de escoger la mejor escala para presentar los datos y seleccionar el tipo de escalas a graficar (lineal o logarítmica).

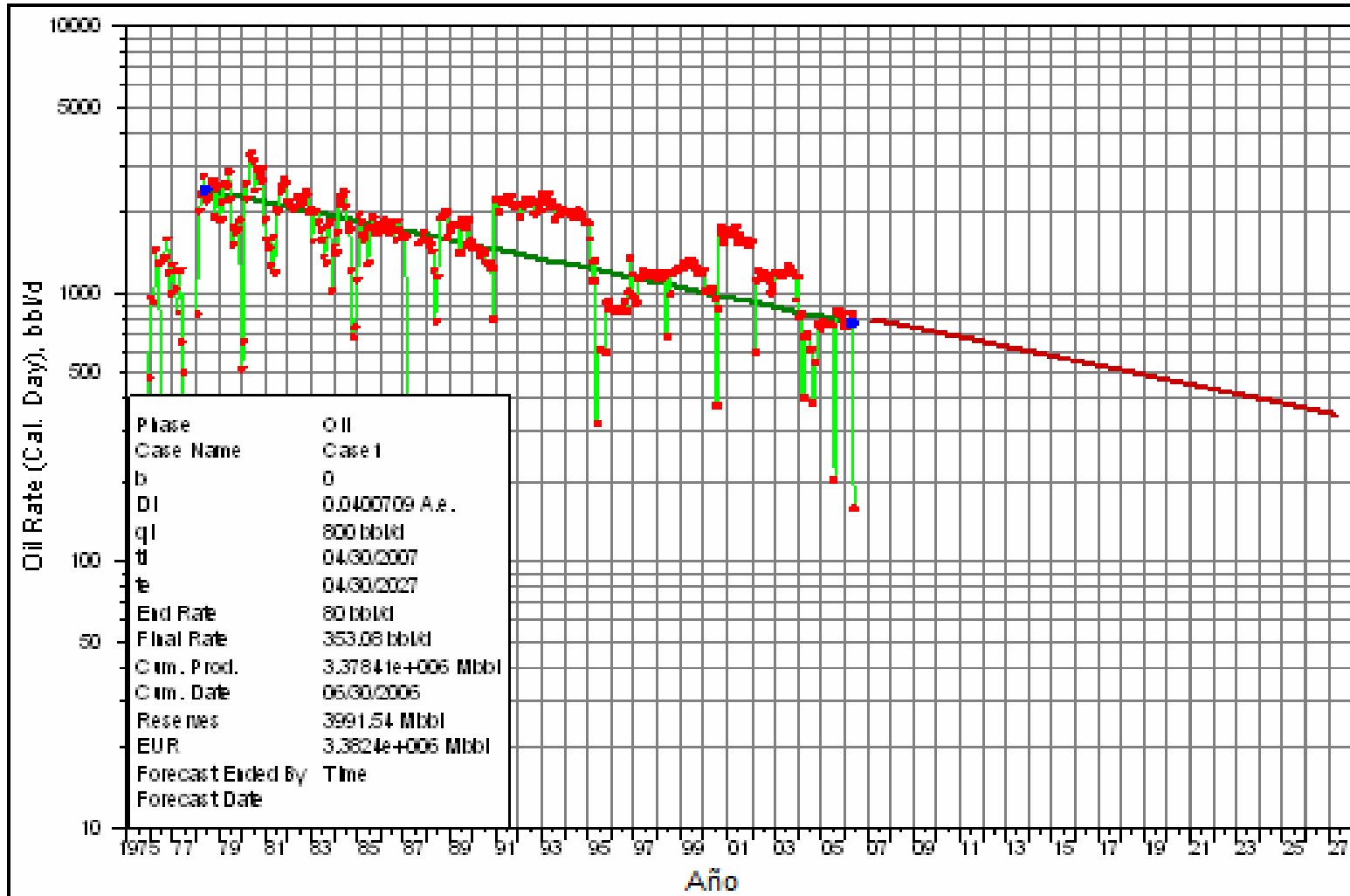
Las curvas que constan en este anexo, son utilizadas para analizar y predecir la producción de los pozos seleccionados y calcular las reservas remanentes de los mismos.

La gráfica que representa la declinación de presión muestra los siguientes resultados:

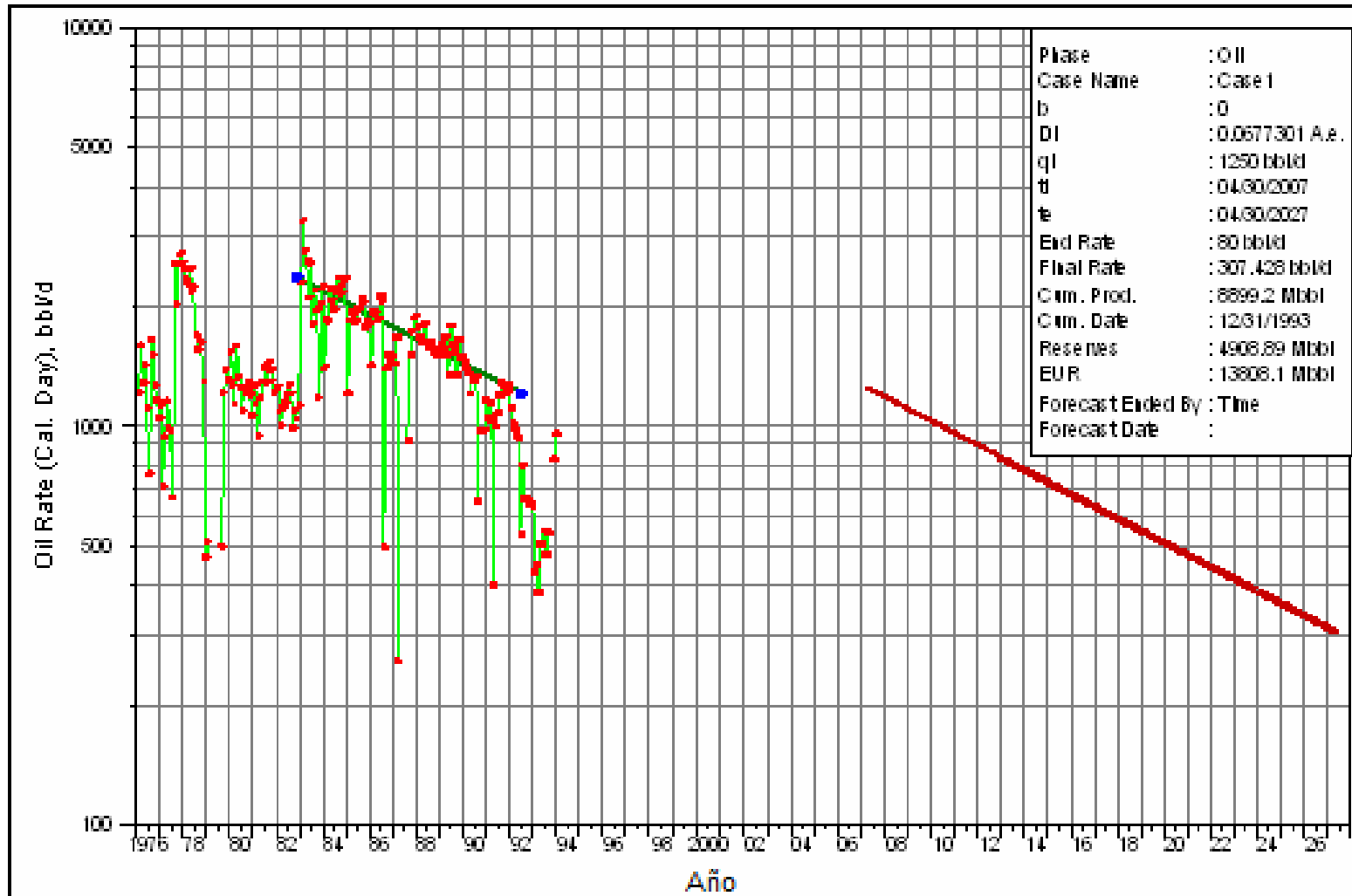
- Phase: Fase (petróleo, agua, gas)
- Case 1: Caso 1
- b: Declinación exponencial ($b = 0$)
- Di: Declinación de la producción en decimales
- qi: Caudal inicial de predicción
- ti: Fecha inicial de la predicción
- te: Fecha final de la predicción
- End Rate: Caudal mínimo de producción económica
- Final Rate: Caudal final
- Cum. Prod: Producción acumulada
- Cum. Date: Fecha de la producción acumulada
- Econ. Limit: Caudal final de la producción (10% de la producción inicial)
- Reserves: Reservas remanentes
- EUR: Total de reservas (Cum. Prod + Reserves)
- Forecast Ended By: Límite de Forecast
- Forecast Date: Fecha del Forecast

CURVA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

POZO SSF-35: ARENAS "U+T"

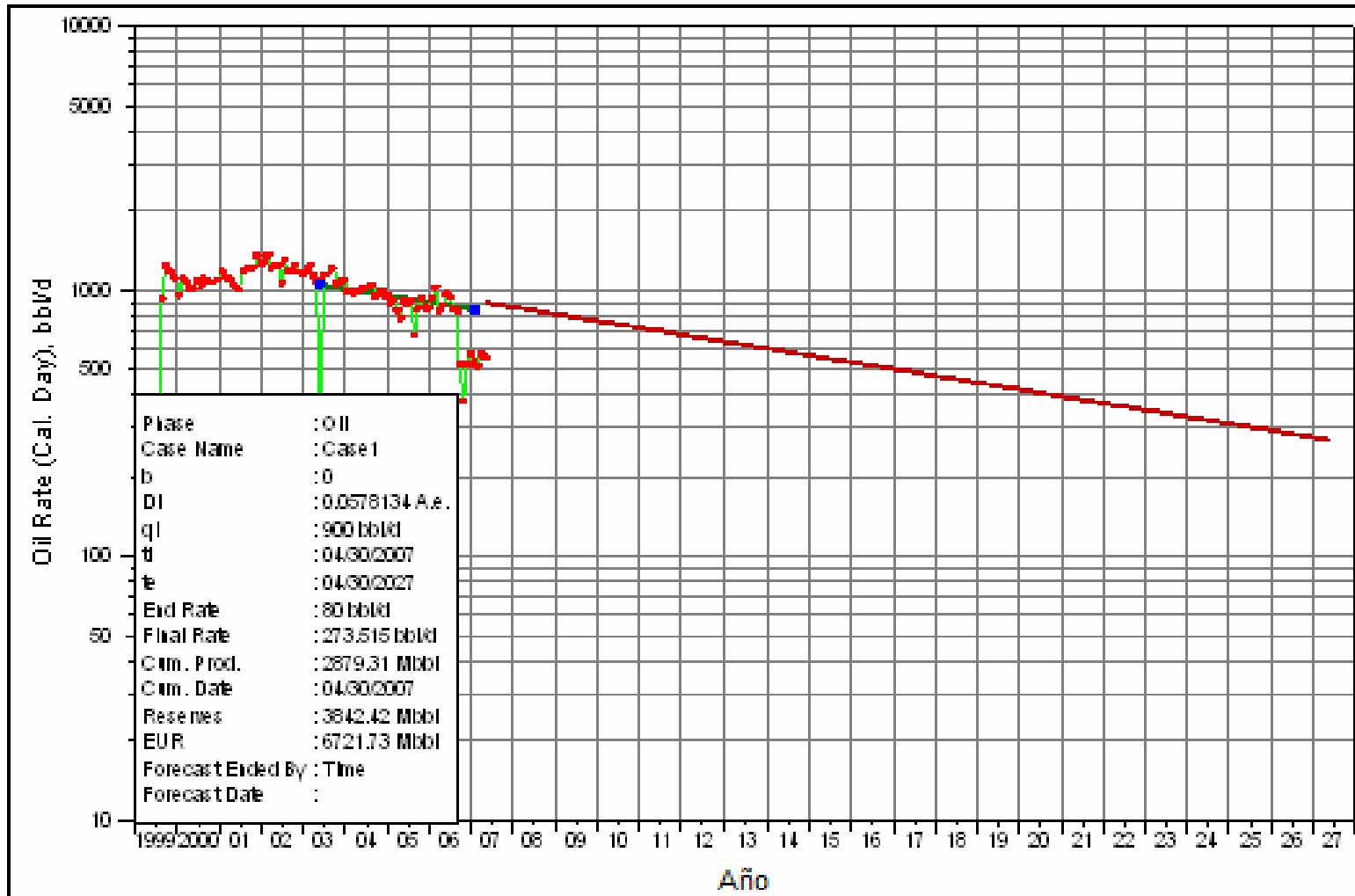


CURVA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN POZO SSF-59: ARENAS "U+T"



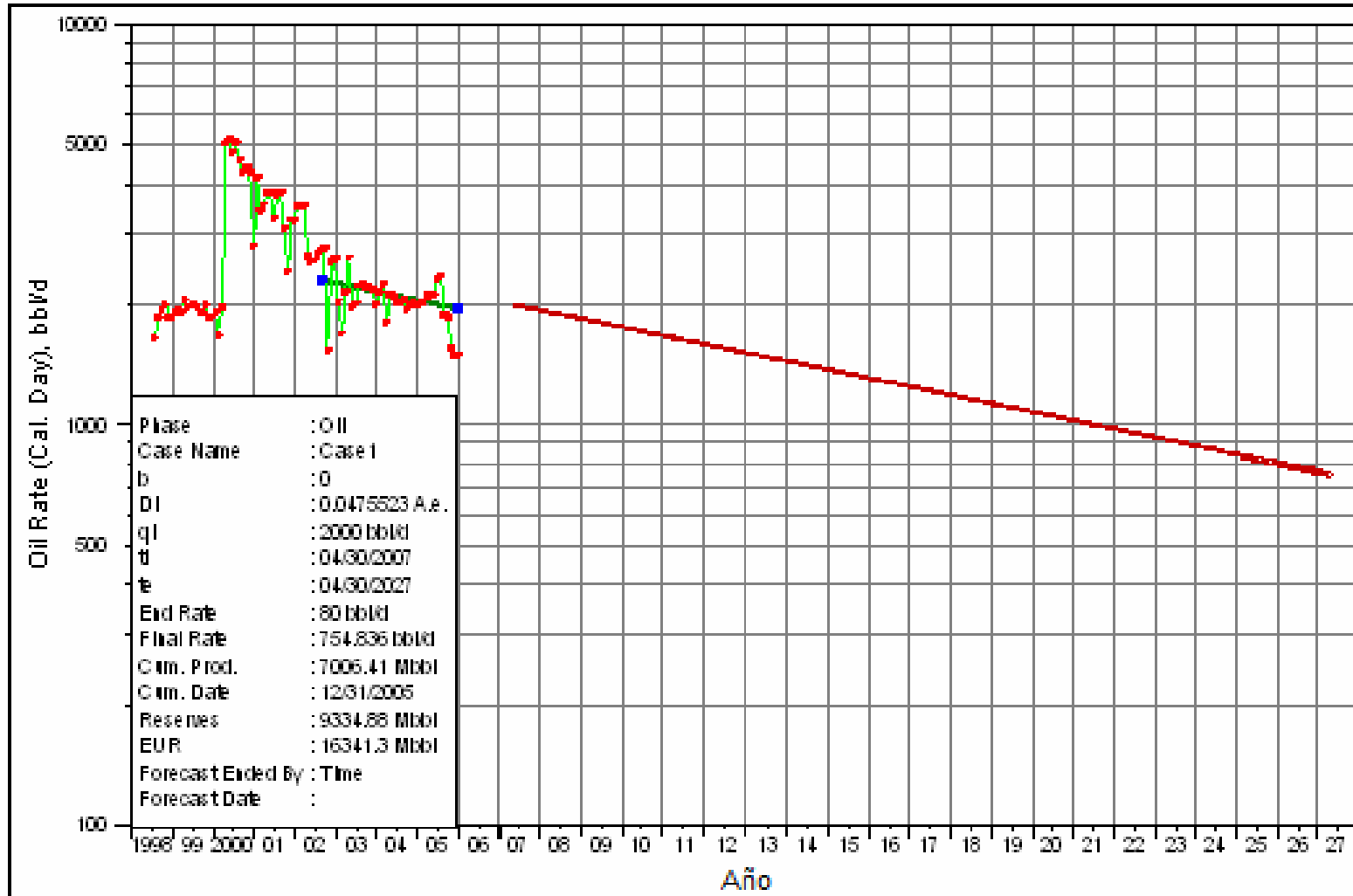
CURVA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

POZO SSF-77: ARENAS "U+T"

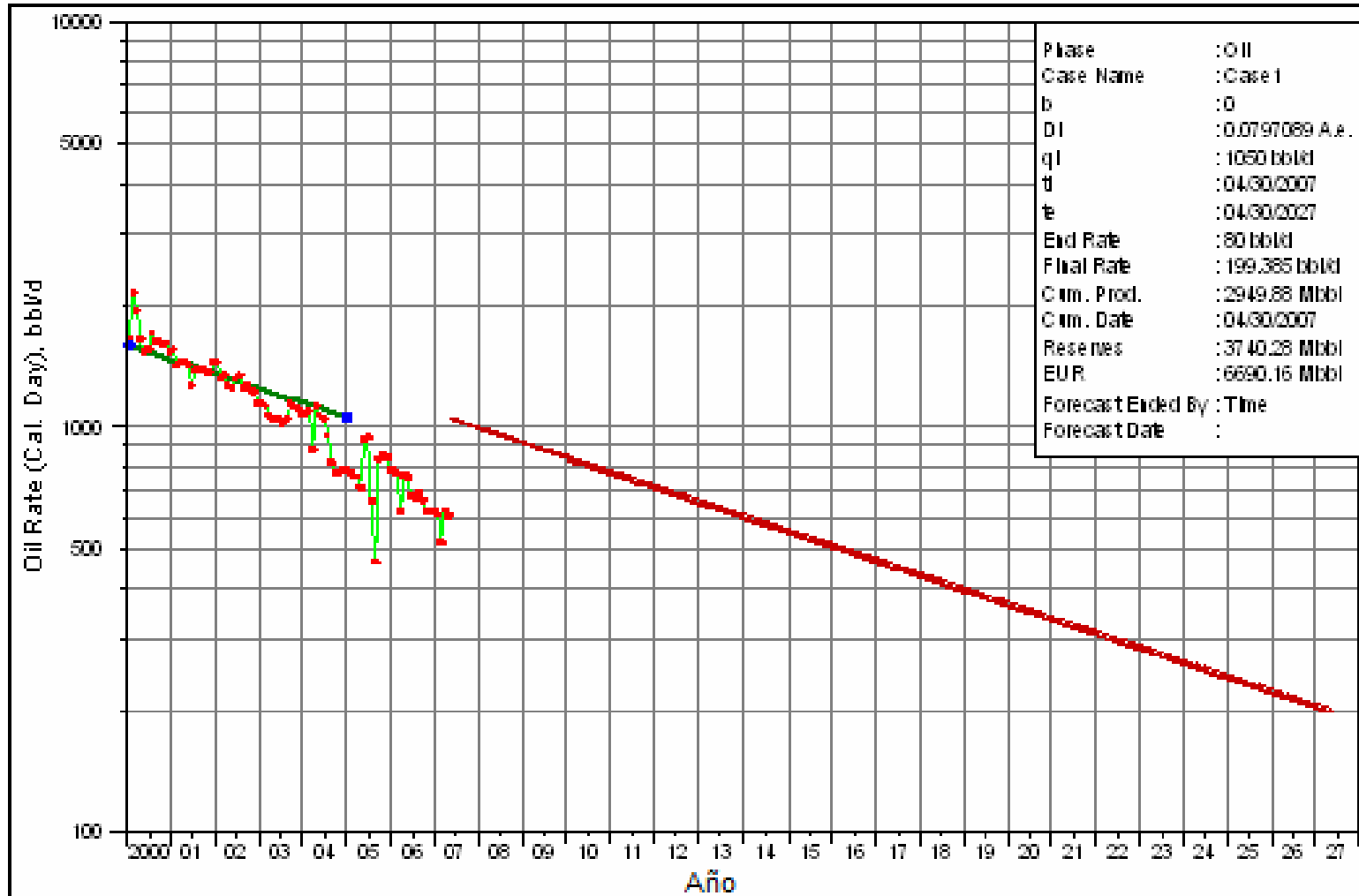


CURVA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

POZO SSF-82: ARENAS "U+T"



CURVA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN POZO SSF-87: ARENA "T"



RESERVAS REMANENTES POR EL MÉTODO VOLUMÉTRICO

POZO	Arena	Rd (pies)	Área (acres)	ho (pies)	POR (%)	Sw (%)	Boi (BF/BN)	POES (Bls)	FR (%)	Reserva Inicial (Bls)	Np (Bls)	Reservas Remanentes (Bls)
SSF-79	U	357,48	99	16	17	17,9	1,168	1472118,727	53	780222,93	78524	701699,00
SSF-109D	TI	319,31	79	40	17,3	16,0	1,150	3104459,54	53	1645363,56	382244	1263119,56

RESERVAS REMANENTES POR EL MÉTODO DE LA CURVA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

POZO	Arena	Reserva Inicial (Bls)	Np (Bls)	Reservas Remanentes (Bls)
SSF-35	U+T	3382400000,00	3378410000,00	3990000,0
	U	1352960000,00	1351364000,00	1596000,0
SSF-59	U+T	13806100,00	8899200,00	4906900,0
	G2	5522440,00	3559680,00	1962760,0
SSF-77	U+T	6721730,00	2879310,00	3842420,0
	G2+U	2285388,2	978965,4	1306422,8
	T	4436341,80	1900344,60	2535997,2
SSF-82	U+T	16341300,00	7006410,00	9334890,0
	G2+U	10433920,05	4473592,79	5960327,3
	U	4711196,79	2019948,00	2691248,8
SSF-87	U	2311700,00	543848,00	1767852,0
	T	6690160,00	2949880,00	3740280,0

FUENTE: Ingeniería de Yacimientos; PETROPRODUCCIÓN.

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

ANEXO No. 3
DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN ACTUALES

SSF - 35

WO # 26

FECHA COMPLETACIÓN: 27-OCTUBRE-74

WO # 24: 01-NOV-05

WO # 25: 19-MAY-07

WO # 26: 18-JUN-07

EMR: 867'

GLE: 851'

MR: 16'

CABLE PLANO CAPILAR No 02

REGISTRO VERTILOG DEL CASING DE 7" MUESTRA DEFORMACIÓN A 8890'. HUECOS A 8457' Y 8629'. CORROSIÓN DEL 96% A 8761'.

ARENA "U"

9260' - 9280' (20') 9 DPP

9292' - 9296' (4') 9 DPP

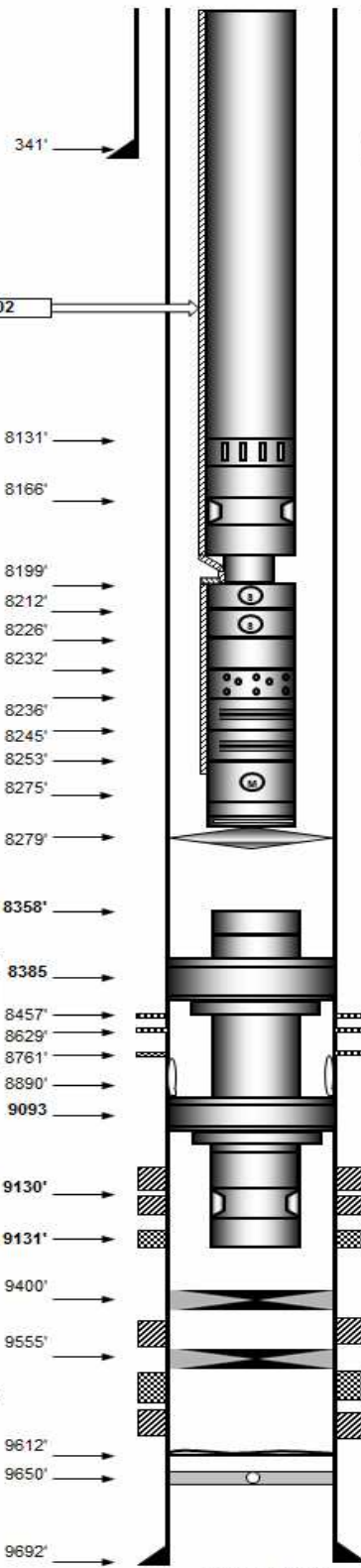
9320' - 9324' (4') SQZ WO-07

ARENA "T"

9536' - 9550' (14') 9 DPP

9560' - 9570' (10') SQZ WO-13

9582' - 9588' (6') 4 DPP



← 10 3/4"; H-40; 40.5 LBS/PIE, 10 TUBOS

← ZAPATO GUIA SUPERFICIAL CEMENTADO CON 325 SXS CLASE A

← 7" CASING
10 TUBOS, C-95, 23 LBS/PIE, LT&C, R3, @ 387'
134 TUBOS, K-55, 23 LBS/PIE, LT&C, R3 @ 6065'
40 TUBOS, K-55, 26 LBS/PIE, ST&C, R3 @ 7590'
48 TUBOS, C-95, 23 LBS/PIE, LT&C, R3 @ 9466'
1 TUBO, C-95, 23 LBS/PIE, LT&C, R2 @ 9495'
5 TUBOS, C-95, 23 LBS/PIE, LT&C, R3 @ 9692'

← 3 1/2" EUE, N-80, 9.3 LBS/PIE, 261 TUBOS CLASE "B"

← 3 1/2" EUE, CAMISA DESLIZABLE (ID= 2.81")

← 3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

← 3 1/2" EUE, N-80, NO-GO (ID=2.75")

← 3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

← 3 1/2" DESCARGA

← BOMBA REDA DN-1100, 164 ETAPAS, SERIE 400

← BOMBA REDA DN-1100, 164 ETAPAS, SERIE 400

← MANEJADOR DE GAS, AGH, SERIE 400

← SEPARADOR DE GAS, RF, SERIE 400

← PROTECTOR, TIPO LSBPB, SERIE 540

← PROTECTOR, TIPO BPBSL, SERIE 540

← MOTOR (175 HP, 2393 V, 46 AMP), SERIE 540

← ADAPTER

← SENSOR PHOENIX -XT0

← 7" CENTRALIZADOR

← 5 1/2" x 2 7/8", ON-OFF CONNECTOR

← 2 7/8" EUE, N-80, 1 TUBO

← 7" x 2 7/8", PACKER "FH"

← HUECOS CEMENTADOS EN CASING DE 7" PUNTO CON CORROSIÓN DE 96% (CEMENTADO)

← 2 7/8" EUE, N-80, 21 TUBOS

← CASING DEFORMADO

← 7" x 2 7/8", PACKER "FH"

← 2 7/8" EUE, N-80, 1 TUBO

← 2 7/8" EUE, NO-GO

← 2 7/8" EUE, NEPLO CAMPANA

← CIBP (WO-26)

← RETENEDOR DE CEMENTO (WO-26)

← PROFUNDIDAD LIMPIADA

← COLLAR FLOTADOR

← ZAPATO GUIA DE FONDO CEMENTADO CON 650 SXS DE CEMENTO

PT(D)= 9692'
PT(L)= 9691'

SSF - 59

WO # 23

FECHA COMPLETACIÓN: 28-NOVIEMBRE-75

EMR: 845'
GLE: 829'

CASING DE 5 1/2"
CEMENTADO EN 2 ETAPAS (WO-18)
1era ETAPA CON 100 SXS CLASE "G"
2da ETAPA CON 230 SXS CLASE "G"

CABLE PLANO No 2
CON CAPILAR 3/8"

348'

8665'

8700'

8733'

8745'

8758'

8762'

8778'

8799'

8804'

8907'

8944'

9010'

9045'

9111'

9090'-9094' (4')

9097'-9113' (16')

9122'-9130' (8')

9241'

9309'

9356'

9358'

9365'

9370'

9375'

9428'

- WO # 20: 28-DIC-97
- WO # 21: 04-AGO-02
- WO # 22: 11-DIC-06
- WO # 23: 18-ENE-07
- 10 3/4" CASING
- 10 TUBOS, N-40, 40,5 LBS/PIE , LT& C.
- ZAPATO GUÍA SUPERFICIAL
- CEMENTADO CON 325 SXS "A"
- 7" CASING
- 10 Tubos, N-80, 26 LBS/PIE @ 335'
- 169 Tubos, K-55, 23 LBS/PIE @ 5398'
- 51 Tubos, C-95, 23 LBS/PIE @ 9376'
- 3 Tubos, N-80, 26 LBS/PIE @ 9428'
- 5 1/2" CSG, ATLAS BRADFORD, N-80; 17 LBS/PIE; 221 TUBOS
- 2 7/8" EUE, N-80, 6,5 LBS/PIE, 275 TUBOS
- 2 7/8" EUE, CAMISA DESLIZABLE (ID = 2.31")
- 2 7/8" EUE, N-80, 1 TUBO
- 2 7/8" EUE, N-80, NO-GO (ID=2,25")
- 2 7/8" EUE, N-80, 1 TUBO
- 2-3/8"x 2-7/8", CROSS OVER
- BOMBA REDA: D-475-N, 141 ETAPAS, SERIE 400
- BOMBA REDA: D-475-N, 159 ETAPAS, SERIE 400
- SEPARADOR DE GAS, SERIE-400
- PROTECTOR, TIPO LSLSL NTB HL, SERIE -400
- PROTECTOR, TIPO BPBSL NTB HL, SERIE-400
- MOTOR: 100 HP, 2420 V, 26 AMP. SERIE- 456
- SENSOR PHOENIX, TIPO 0
- 5 1/2" CENTRALIZADOR
- 4 1/2"x 2 7/8", ON-OFF CONNECTOR
- 2-3/8" x 2-7/8", CROSS OVER
- 2 3/8" EUE, N-80, 4,7 LB/PIE, 1 TUBO
- 5 1/2" X 2 3/8", PACKER "FH"
- 2 3/8" EUE, N-80, 4,7 LBS/PIE, 2 TUBOS
- 2 3/8" EUE, CAMISA DESLIZABLE, ID = 1.87"
- 2 3/8" EUE, N-80, 4,7 LBS/PIE, 1 TUBO
- 5 1/2" X 2 3/8", PACKER "FH"
- 2 3/8" EUE, N-80, 4,7 LBS/PIE, 2 TUBOS
- 2 3/8" EUE, CAMISA DESLIZABLE, ID = 1.87"
- 2 3/8" EUE, N-80, 4,7 LBS/PIE, 4 TUBOS
- 5 1/2" X 2 3/8", PACKER "FH"
- 2 3/8" EUE, N-80, 4,7 LBS/PIE, 2 TUBOS
- 2 3/8" EUE, CAMISA DESLIZABLE, ID = 1.87"
- 2 3/8" EUE, N-80, 4,7 LBS/PIE, 1 TUBO
- 2 3/8" EUE, TAPÓN CIEGO
- COTD
- 5 1/2" ZAPATO GUÍA DE FONDO
- COTD
- 7" COLLAR FLOTADOR
- ZAPATO GUÍA DE FONDO
- CEMENTADO CON 800 SXS CLASE "G"

PT(D) = 9435'
PT(L) = 9432'

SSF - 77

WO # 02

RTE: 842'

FECHA COMPLETACIÓN: 31-MAYO-1992

WO # 01: 24-MAY-95

WO # 02: 19-MAY-03

CASING SUPERFICIAL: 10 3/4", K-55,
40.5 LBS/PIE, ST&C, 51 TUBOS

2112' →

← ZAPATO SUPERFICIAL CEMENTADO
CON 1000 SxS CLASE "A"

7464' →

← 7" CASING: 243 TUBOS N-80, 26 LBS/PIE,
ST&C R3 @ 9355'

7491' →

← 3 1/2" EUE, N-80, 280 TUBOS

8759' →

← HUECO EN CASING, SQZ WO-01
← D.V TOOL

8797' →

← 3 1/2" EUE, KBM 6 MANDRILES @ 2741',
5013', 6642', 7633', 8130', 8600'

8894' →

← 3 1/2" EUE, CAMISA DESLIZABLE

← 3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

8962' →

← 7" x 3 1/2", FHL PACKER

8997' →

← 3 1/2" EUE, N-80, 3 TUBOS

← 3 1/2" EUE, CAMISA DESLIZABLE

← 3 1/2" EUE, N-80, 2 TUBOS

9031' →

← 7" x 3 1/2", FHL PACKER

← 3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

← 3 1/2" EUE, CAMISA DESLIZABLE

← 3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

← 3 1/2" EUE, N-80, TAPON CIEGO

ARENA "G-2" (4 DPP)

8918' - 8928' (10')

ARENA "U" (4 DPP)

8996' - 9014' (18')

9020' - 9034' (14')

9041' - 9066' (25')

ARENA "T" (4 DPP)

9241' - 9266' (25')

9266' - 9281' (15') SQZ WO-01

9285' - 9287' (2') SQZ WO-01

9290' - 9294' (4') SQZ WO-01

9296' →

← COTD

9307' →

← 7" COLLAR FLOTADOR

9355' →

← ZAPATO GUIA CEMENTADO CON
1000 SxS TIPO "G"

PT(D) = 9360'

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

SSF-79

WO # 09

RTE: 839'
GLE: 818'
EMR: 21'

FECHA COMPLETACIÓN: 13-MAYO-92

WO # 07: 15-MAY-04

WO # 08: 26-MAR-05

WO # 09: 28-AGO-07

CASING SUPERFICIAL

10 3/4", K-55, 40.5 LB/P, ST&C @ 2478', 60 TUBOS

CABLE PLANO No 2
CON CAPILAR

2478'

7509'

8772'

8806'

8838'

8852'

8868'

8874'

8878'

8886'

8895'

8917'

8921'

ARENA NAPO "U" (4 DPP)

9064' - 9080' (16')

9220'

ARENA NAPO "T" (4 DPP)

9336' - 9360' (24')

9360' - 9370' (10')

9360'

9417'

9466'

PT(L) = 9488'
PT(D) = 9470'

ZAPATO SUPERFICIAL
CEMENTADO CON 1000 SXS TIPO "A"

7" CASING DE PRODUCCION
N-80, 26 L/P, LT & C @ 9466', 214 TUBOS

DV. TOOL CEMENTADO CON 1000 SXS TIPO "G"

3 1/2" EUE, N-80, 286 TUBOS CLASE "B"

3 1/2" EUE, CAMISA DESLIZABLE (ID= 2,81")

3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

3 1/2" EUE, NO-GO (ID= 2,75")

3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

3 1/2" DESCARGA DE LA BOMBA

BOMBA DN -1100, 161 ETAPAS, SERIE 400

BOMBA DN -1100, 201 ETAPAS, SERIE 400

MANEJADOR DE GAS AGH, SERIE 400

SEPARADOR DE GAS, SERIE 540

PROTECTOR TIPO LSBPB, SERIE 540

PROTECTOR TIPO BPBSL, SERIE 540

MOTOR: 175HP, 2200 V, 48 A. SERIE 540

SENSOR PHOENIX TIPO "O"

7" CENTRALIZADOR

7" TAPON

7" TAPON CIBP (W.O. #4)

COLLAR FLOTADOR

ZAPATO GUIA DE FONDO
CEMENTADO CON 550 SXS TIPO "G"

SSF - 82
WO # 10

FECHA COMPLETACIÓN: 05-JULIO-93

GLE: 800'
RTE: 817'
EMR: 17'

WO # 07: 06-MAR-03
WO # 08: 15-ENE-06
WO # 09: 31-MAR-07
WO # 10: 11-OCT-07

CABLE PLANO No 2
CON CAPILAR 3/8"

← 10 3/4" CASING SUPERFICIAL
K-55, 40.5 LBS/PIE, ST & C, 61 TUBOS
← ZAPATA SUPERFICIAL
CEMENTADA CON 1200 Sxs TIPO "A"

2606' →

← 7" CASING
N-80, 26 LBS/PIE, LT&C, 213 TUBOS

6892' →

← DV TOOL CEMENTADO CON 1170 SXS TIPO "G"

SE INSTALAN 150 PROTECTORES
CANON+150 MIDDLE JOINT S
EN LOS 150 PRIMEROS TUBOS

← 3 1/2" EUE, N-80, 9.3 LBS/PIE, 266 TUBOS

8674' →

← 3 1/2" EUE, CAMISA DESLIZABLE (ID = 2,81")

8708' →

← 3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

8741' →

← 3 1/2" EUE, NO-GO (ID= 2,75")

8751' →

← 3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

8763' →

← 3 1/2" DESCARGA

8766' →

← BOMBA SN-2600, 87 ETAPAS, SERIE 538

8775' →

← BOMBA SN-2600, 101 ETAPAS, SERIE 538

8784' →

← SEPARADOR DE GAS, SERIE 540

8812' →

← PROTECTOR TIPO LLSL, SERIE 540

8816' →

← PROTECTOR TIPO BPBSL, SERIE 540

← MOTOR: 330 HP, 1950 V, 102.5 AMP, SERIE 562

← SENSOR PHOENIX, SERIE 562

← 7" CENTRALIZADOR

ARENA "G2" (4DPP)

8926' - 8945' (19')

ARENA "U" (4DPP)

8996' - 9027' (31')

9100' →

← CIBP (WO-10)

ARENA "T" (4DPP)

9284' - 9320' - (36')

9334' →

← COLLAR FLOTADOR

9380' →

← 7" ZAPATO GUIA DE FONDO
CEMENTADO CON 1000 SXS TIPO "A"

PT(L) = 9360'
PT(D) = 9380'

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

SSF - 87

WO # 02

FECHA COMPLETACIÓN: 19-JULIO-1994

WO # 01: 07-ENE-2000

WO # 02: 10-ABR-2005

EMR: 861'
ES: 840'

7500' - 7502' (2') 4 DPP HOLE FOR SQZ. CEMENTADO CON 400 SXS "G" (10-07-94), 100 SXS SQZ. WO-01 TAPAR HUECOS A 7498' 7560'

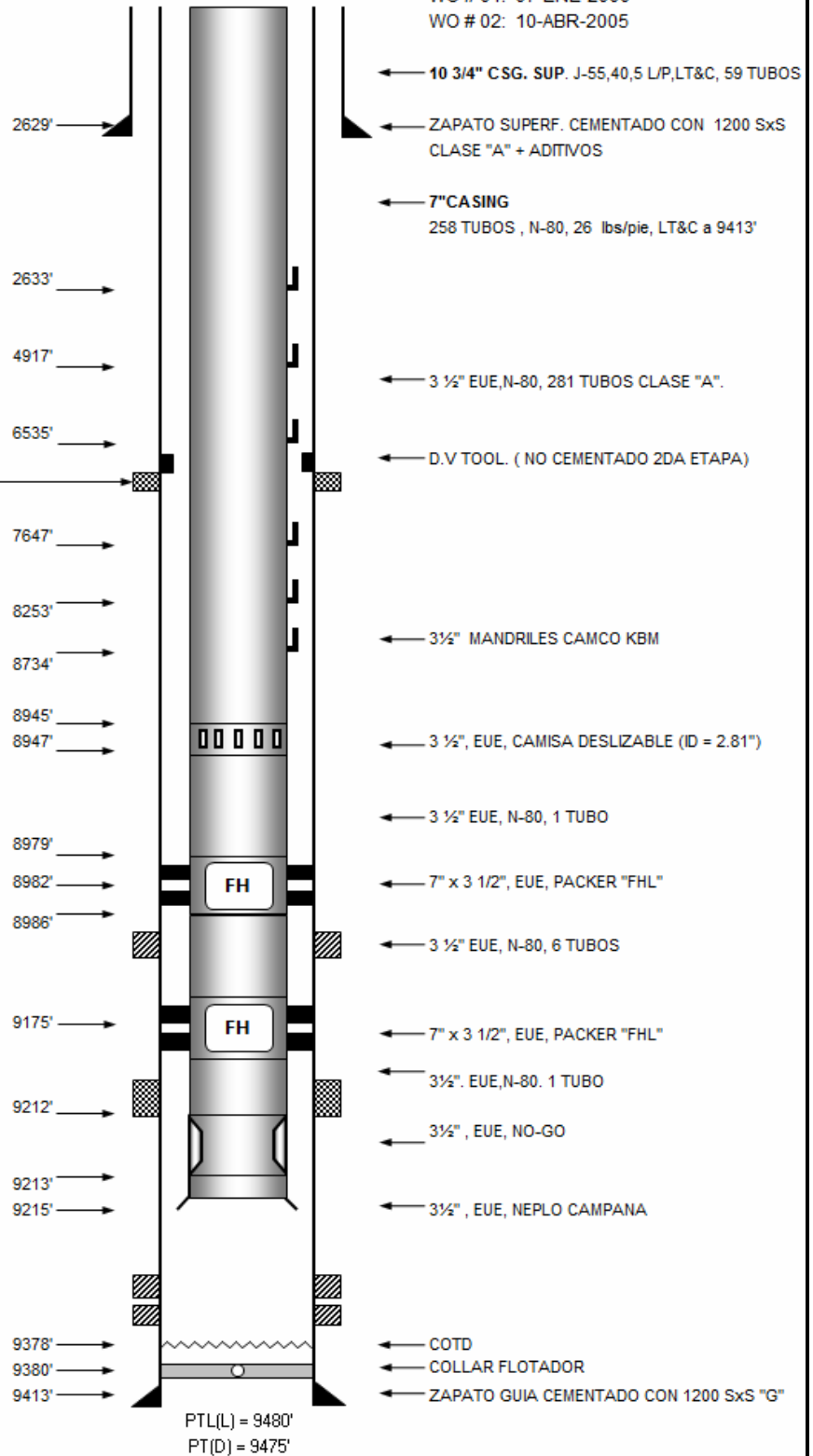
ARENA NAPO "U" (4 DPP)
9076' - 9109' (33')

9210'-9214' (4') 4 DPP SQZ WO-01

ARENA NAPO "T" (4DPP)

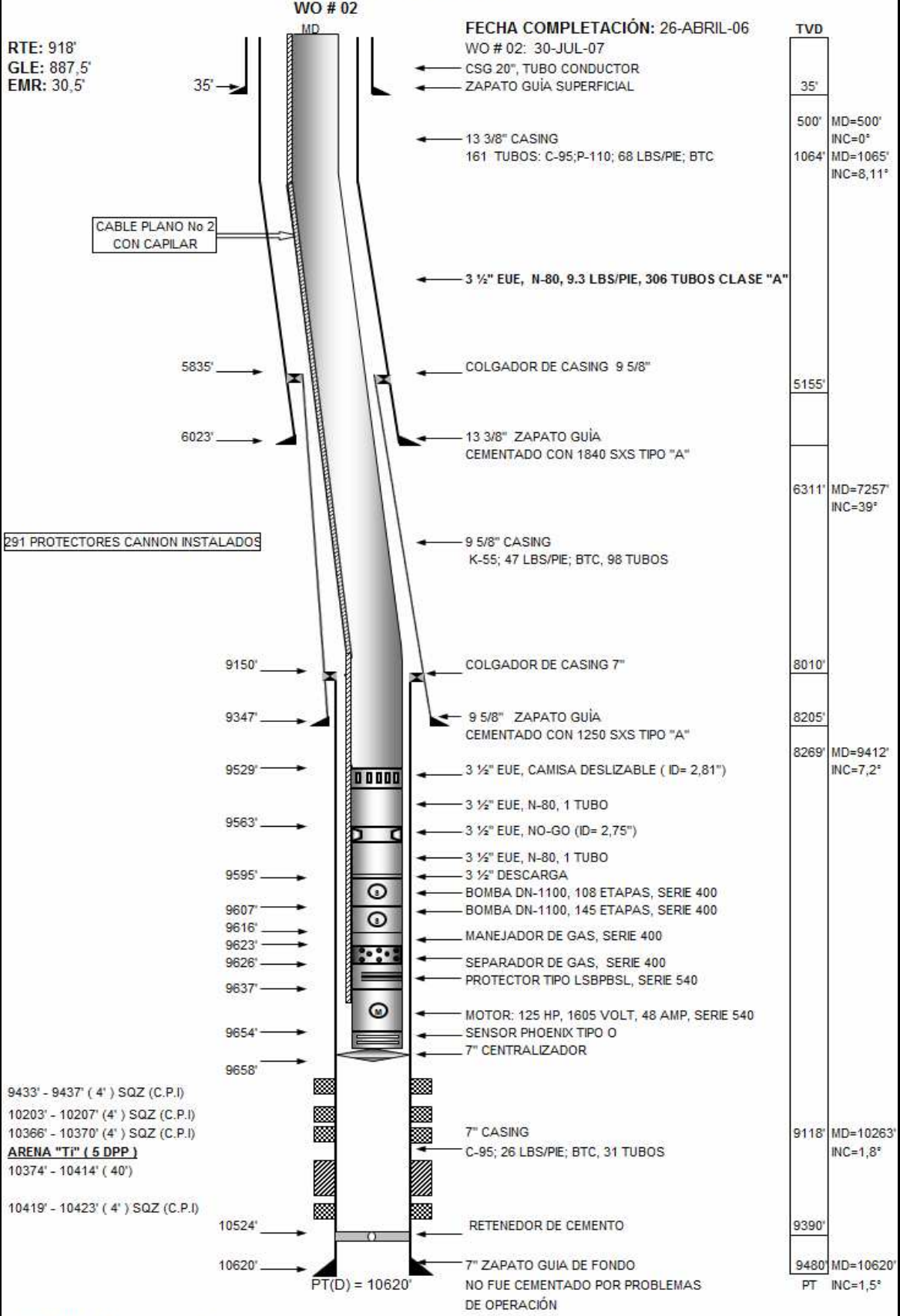
9278' - 9285' (7')

9302' - 9309' (7')



ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

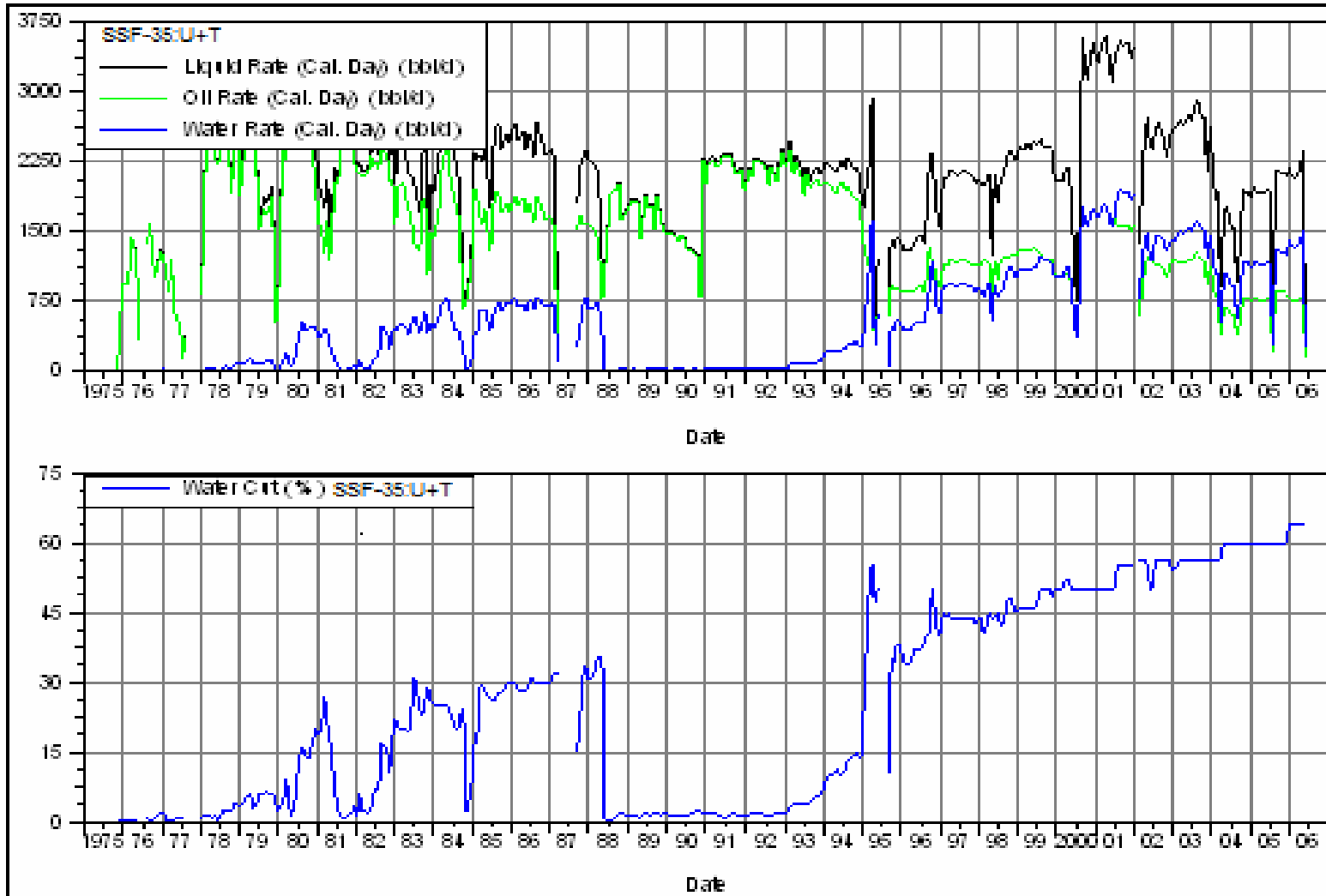
SSF - 109 D



ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

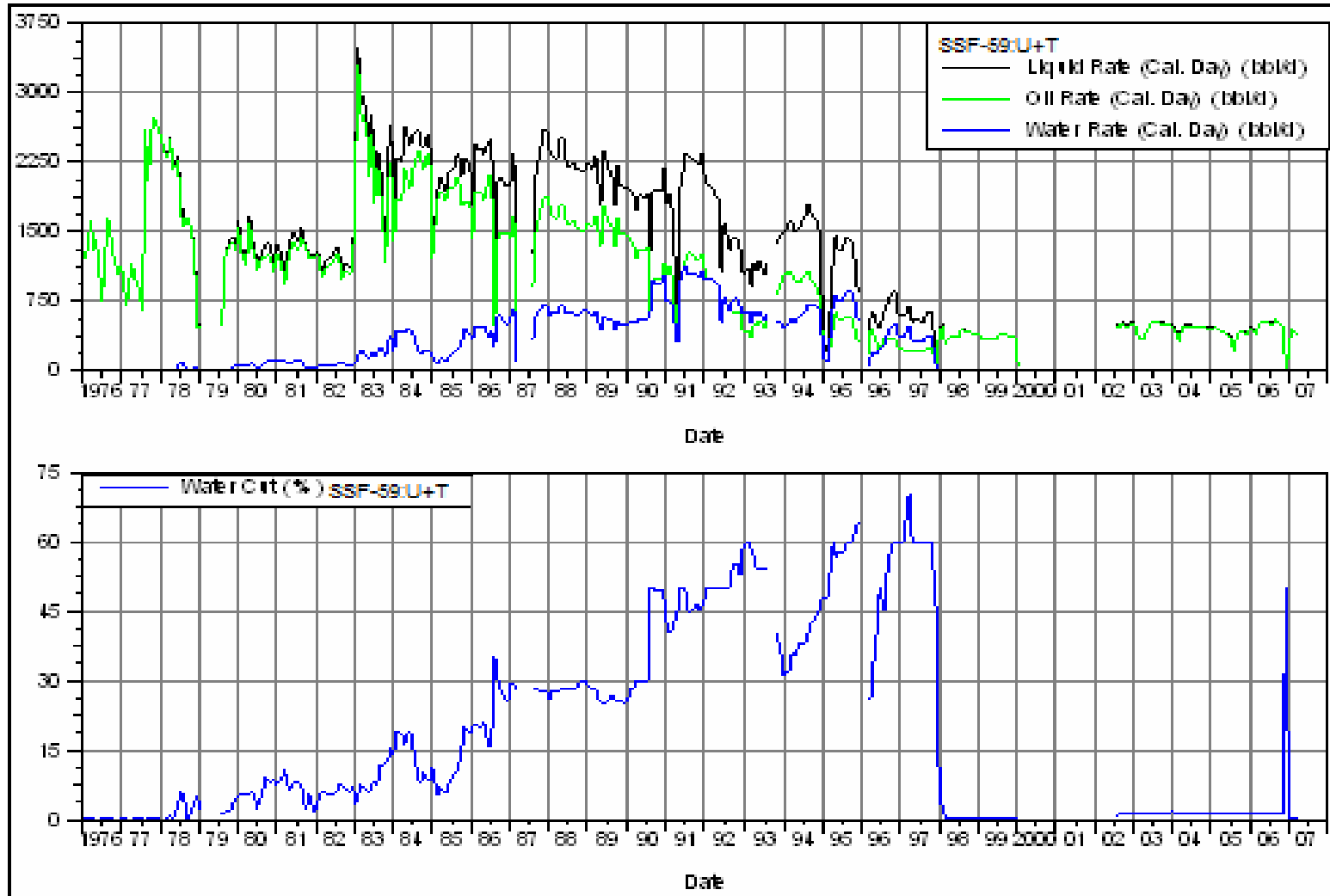
ANEXO No. 4
CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SSF-35: ARENAS "U+T"

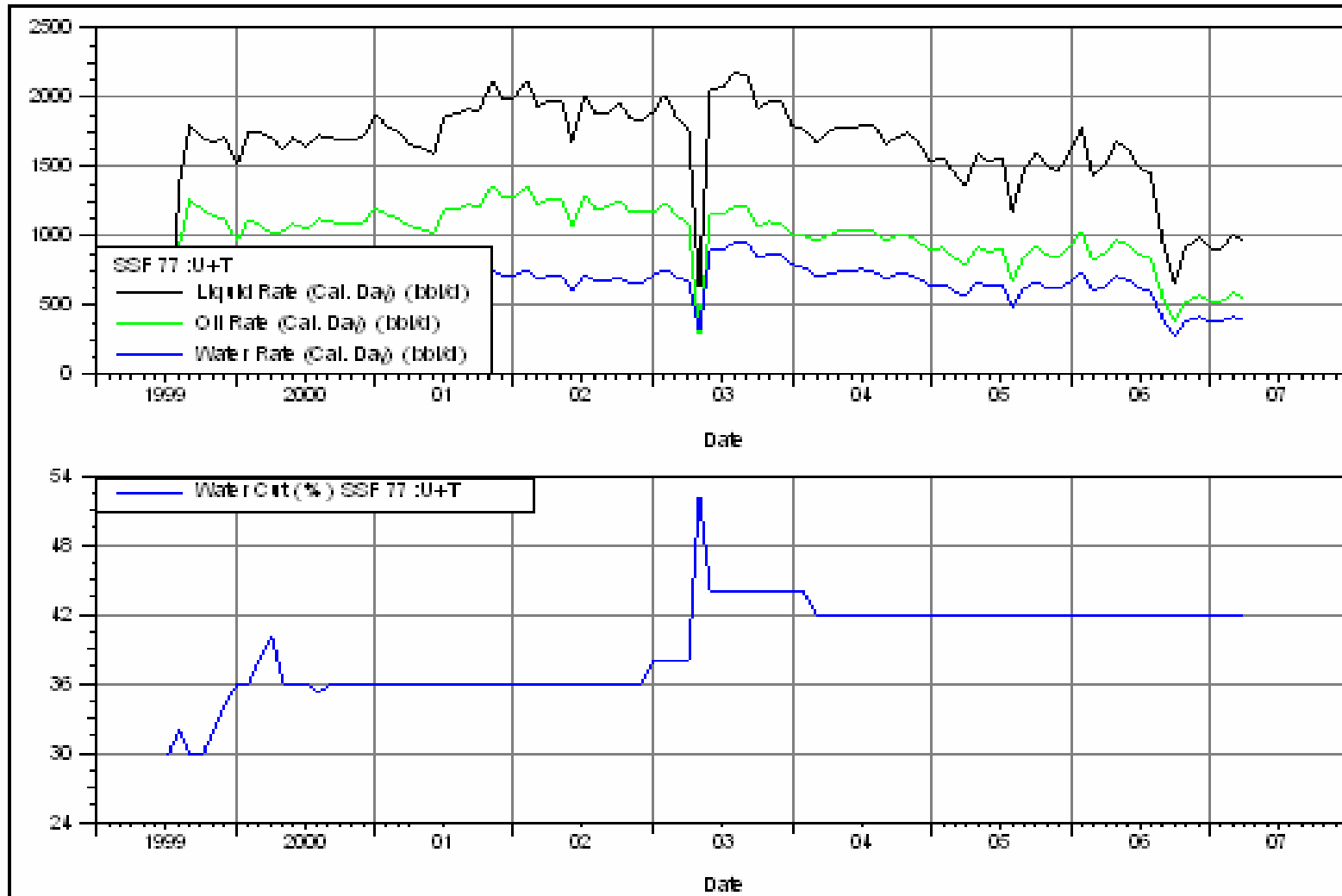


HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

POZO SSF-59: ARENAS "U+T"

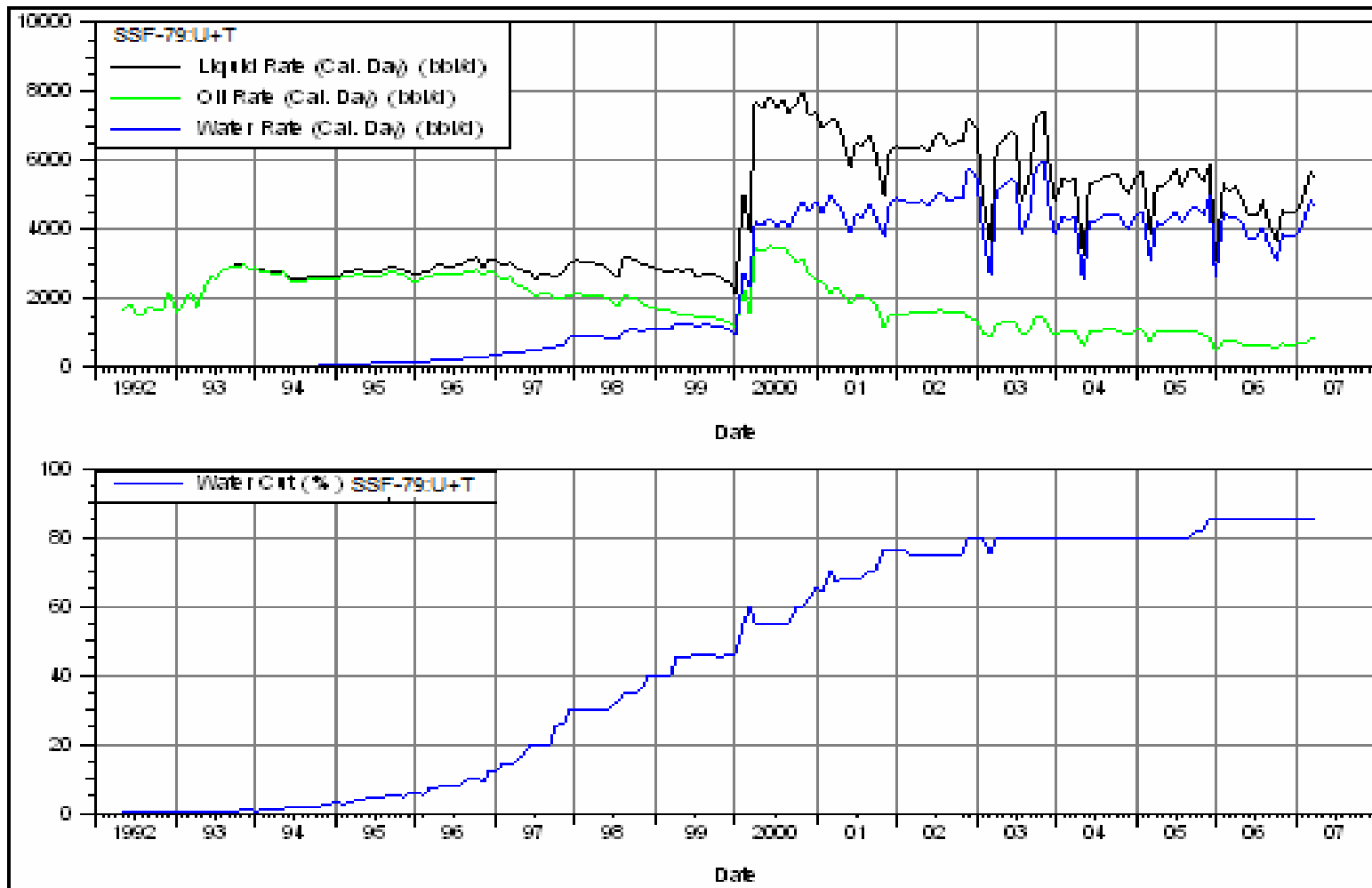


HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SSF-77: ARENAS "U+T"

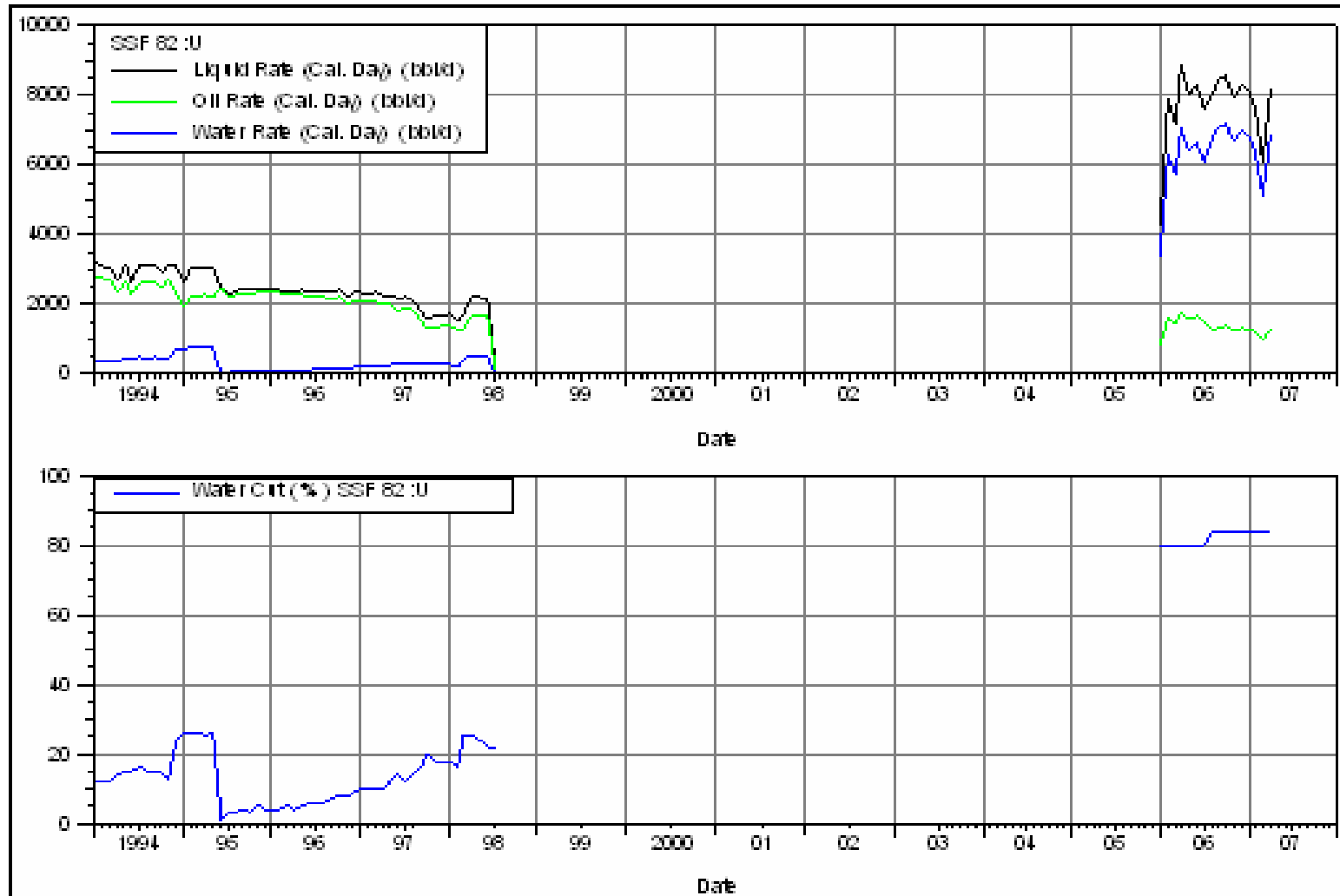


HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

POZO SSF-79: ARENA "U+T"

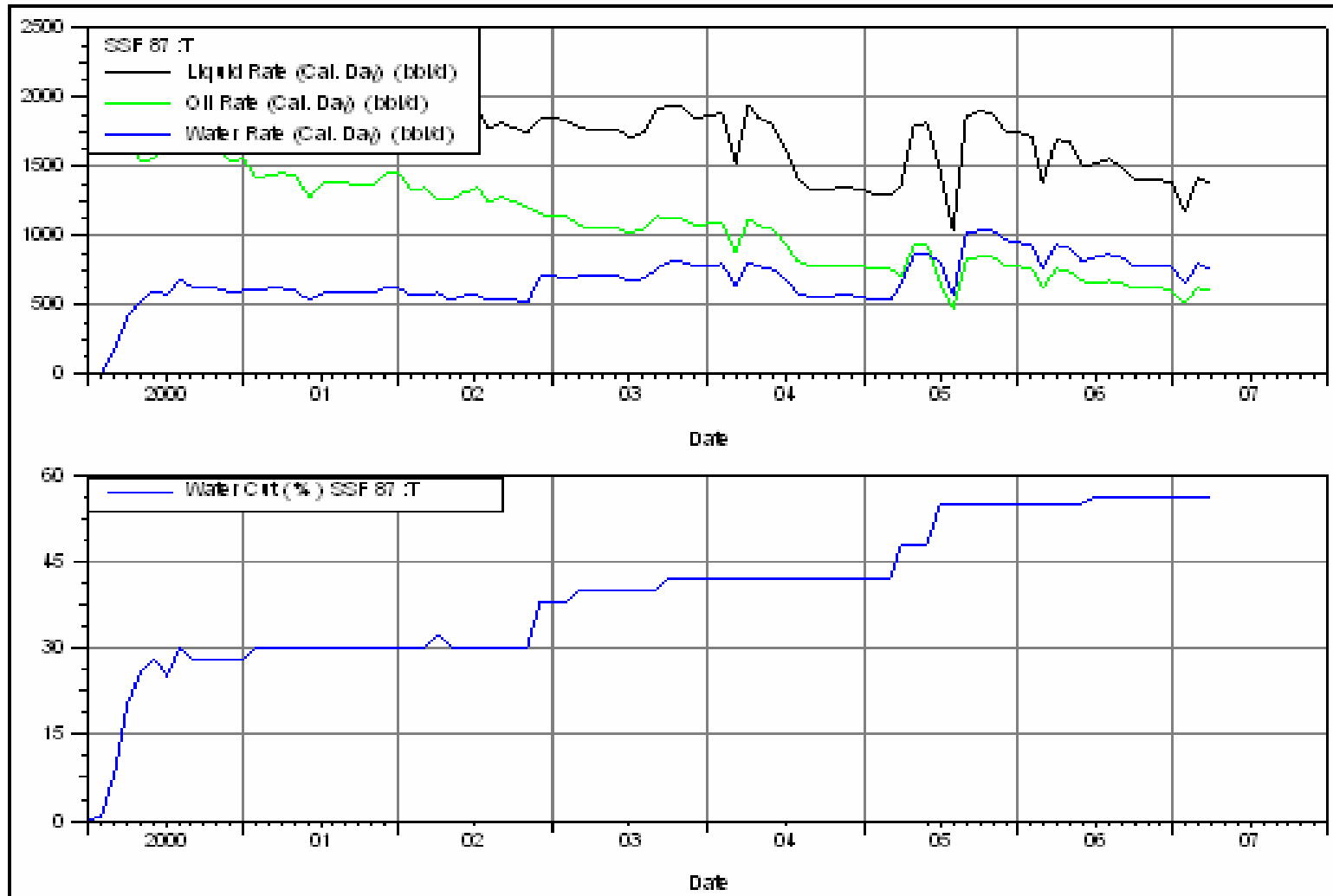


HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SSF-82: ARENA "U"



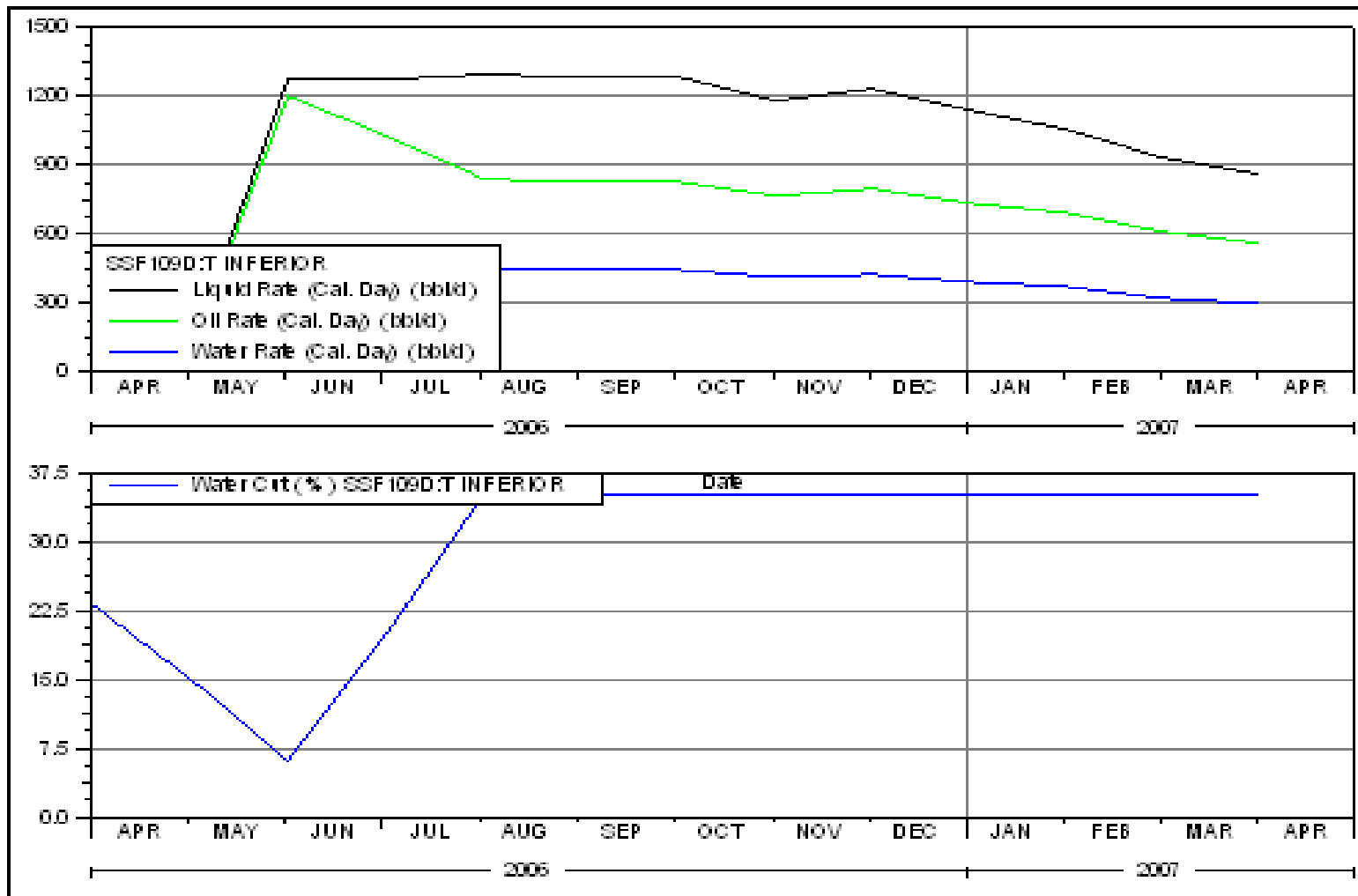
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

POZO SSF-87: ARENA "T"



HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

POZO SSF-109D: ARENA "TI"



ANEXO No. 5
DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE

EJEMPLO DE DISEÑO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Pozo: SHUSHUFINDI – 77

Arenas: “U+T”

1) Obtener y analizar los datos disponibles

Datos del pozo

Tubería de revestimiento	D.E. = 7", D.I. = 6,276", 26 lb/pie
Tubería de producción	D.E. = 3,5", D.I. = 2,992"
Profundidad del pozo	9360'
Intervalo de perforaciones	Arena "U": 8996' – 9014', 9020 – 9034 y 9041' - 9066' Arena "T": 9241' – 9266' Pmp = (9031' + 9254')/2 = 9143'

Datos de producción

Presión de cabezal del pozo (Pc)	104 (psi)
Presión de fondo fluyente (Pwf)	1404 (psi)
Presión del yacimiento (Pr)	2081 (psi)
Caudal de producción deseado	2102 (BFPD)
Caudal de petróleo	1219 (BPPD)
Caudal de agua	883 (BAPD)
Presión de fondo fluyente (Pwf) a caudal deseado	1253 psi
Relación gas/aceite (GOR)	277 (PCS/BF)
Corte de agua (BSW)	42 %
Temperatura de superficie	130 (°F)
Temperatura de fondo	230 (°F)

Condiciones de fluido de pozo

Gravedad específica del agua (γ_w)	1,04
Gravedad específica del petróleo (γ_o) o °API	28 o 0,8871
Gravedad específica del gas (γ_g)	1,311
Presión de burbuja (Pb)	1053 (psi)
Viscosidad del petróleo (μ_o)	1,0944 (cp)
Salinidad del fluido	10000 (ppmCl)
Factor volumétrico del petróleo (Bo)	1,1586 (PCS/BL)
Factor volumétrico del agua (Bw)	1,04303 (BY/BN)
Factor volumétrico del gas (Bg)	1,311

Suministro de energía eléctrica

Voltaje primario disponible	13800 (V)
Capacidad de la fuente de energía	Sistema estable
Frecuencia	60 (Hz)

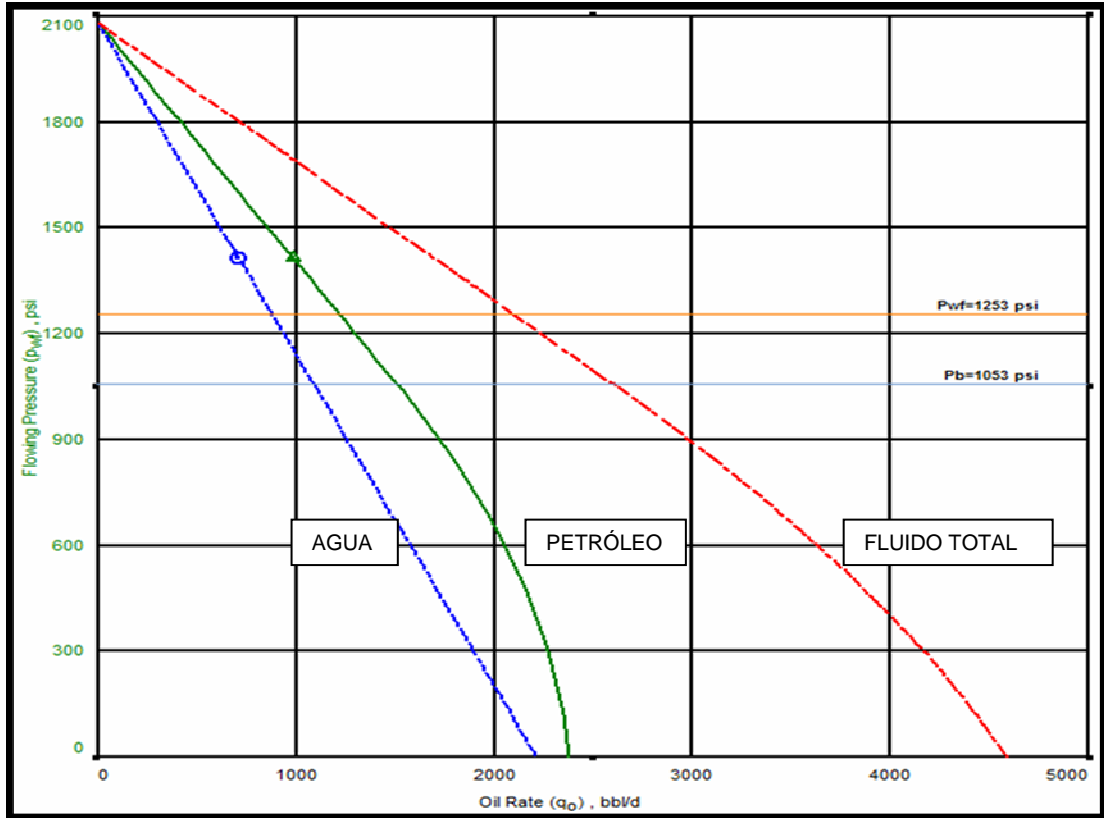
Problemas posibles

Alto Corte de Agua y Escala

Todos estos datos provienen de los datos de los diagramas de completación, de pruebas de B'UP más recientes y de tablas de datos proporcionadas por el Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Shushufindi de Petroproducción.

2) Determinar el índice de productividad

Figura 1 CURVA IPR REALIZADA CON EL SOFTWARE FEKETE



3) Cálculo de la presión de fondo fluuyente al caudal deseado

La presión de fondo fluuyente al caudal deseado se la obtiene de la curva IPR.

$$P_{wf @ \text{caudal deseado}} = 1253 \text{ psi}$$

4) Cálculo de la gravedad específica de la mezcla

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + {}^{\circ}API_{@60^{\circ}F}}$$

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + 28} = 0,8871$$

$$\gamma_m = \gamma_o (1 - BSW) + \gamma_w (BSW)$$

$$\gamma_m = 0,8871(1 - 0,42) + 1,04(0,42) = 0,9513$$

5) Determinación de la profundidad de asentamiento de la bomba (PAB)

La profundidad de asentamiento en este caso será PAB = 8697 pies.

6) Determinación de la presión de entrada a la bomba (PEB)

$$PEB = P_{wf} - \left(\frac{(Prof. prom. de perfor. - PAB) \times \gamma_m}{2,31 \left(\frac{ft}{psi} \right)} \right)$$
$$PEB = 1253 - \left(\frac{(9143 - 8697) \times 0,9513}{2,31} \right) = 1069,3 \text{ psi}$$

7) Cálculo de la temperatura de entrada a la bomba

$$T_{entrada} = T_s + \frac{T_f - T_s}{Prof. promedio de perforaciones} \times PAB$$
$$T_{entrada} = 130 + \frac{230 - 130}{9143} \times 8697 = 225,12 \text{ (}^\circ\text{F)}$$

8) Cálculo del volumen del fluido en la entrada de la bomba

a) Cálculo de las características de los fluidos

Relación gas – petróleo en solución (Correlación de Standing)

Para el ejemplo tenemos que la relación de la solución gas – petróleo es:

$$R_s = \gamma_g \times \left(\frac{P_b}{18} \times \frac{10^{0,0125 \times API}}{10^{0,00091 \times T}} \right)^{1/0,83}$$
$$R_s = 1,311 \times \left(\frac{1053}{18} \times \frac{10^{0,0125 \times 28}}{10^{0,00091 \times 230}} \right)^{1/0,83} = 260,7 \text{ (PCS/BF)}$$

Factor volumétrico del petróleo (Correlación de Standing)

De los datos de Build Up se tiene $B_o = 1,169$ (PCS/BF)

Factor volumétrico del gas (Correlación de Standing)

$$\beta_g = 5,04 \frac{zT}{P} \left[\frac{BLS}{MPCS} \right]$$
$$\beta_g = 5,04 \frac{0,85 \times (460 + 230)}{1069} = 2,76 \left[\frac{BLS}{MPCS} \right]$$

b) Cálculo del volumen total de los fluidos

$$Gas_{Total} = \frac{GOR \times Q_o \text{ deseado}}{1000} \text{ [MPC]}$$

$$Gas_{Total} = \frac{277 \times 2102(1-0,42)}{1000} = 337,7[MPC]$$

$$Gas_{Solución} = \frac{R_g \times Q_o \text{ deseado}}{1000}$$

$$Gas_{Solución} = \frac{260,7 \times 2102(1-0,42)}{1000} = 317,9[MPC]$$

$$Gas_{Libre} = Gas_{Total} - Gas_{Solución}$$

$$Gas_{Libre} = 337,7 - 317,9 = 19,8 [MPC]$$

$$V_o = Q_o \text{ deseado} \times B_o$$

$$V_o = 2102 \times (1 - 0,42) \times 1,169 = 1425,2[BOPD]$$

$$V_g = Gas_{Libre} \times B_g$$

$$V_g = 19,8 \times 2,76 = 54,8[BGPD]$$

$$V_w = Q_w \times B_w$$

$$V_w = 2102 \times 0,42 \times 1,04303 = 920,8[BAPD]$$

$$V_c = V_o + V_g + V_w$$

$$V_t = 1425,2 + 54,8 + 920,8 = 2400,3[BFPD]$$

$$\% \text{ de Gas Libre} = \frac{54,8}{2400,3} \times 100\% = 2,28\%$$

Para este ejemplo, se tiene que el porcentaje del gas libre es menor que el 10%, tendrá poco efecto en el desempeño de la bomba, por lo tanto, no se requiere de un separador de gas.

9) Cálculo de la altura dinámica total (TDH)

$$TDH = LN + Ft + Pc$$

a) Cálculo de Levantamiento Neto (LN)

$$LN = PAB - \left(\frac{PEB \times 2,31 \text{ ft/psi}}{\gamma_m} \right)$$

$$LN = 8697 - \left(\frac{1069,3 \times 2,31}{0,9513} \right) = 6100,5 \text{ (pies)}$$

b) Cálculo de la pérdida de carga por fricción

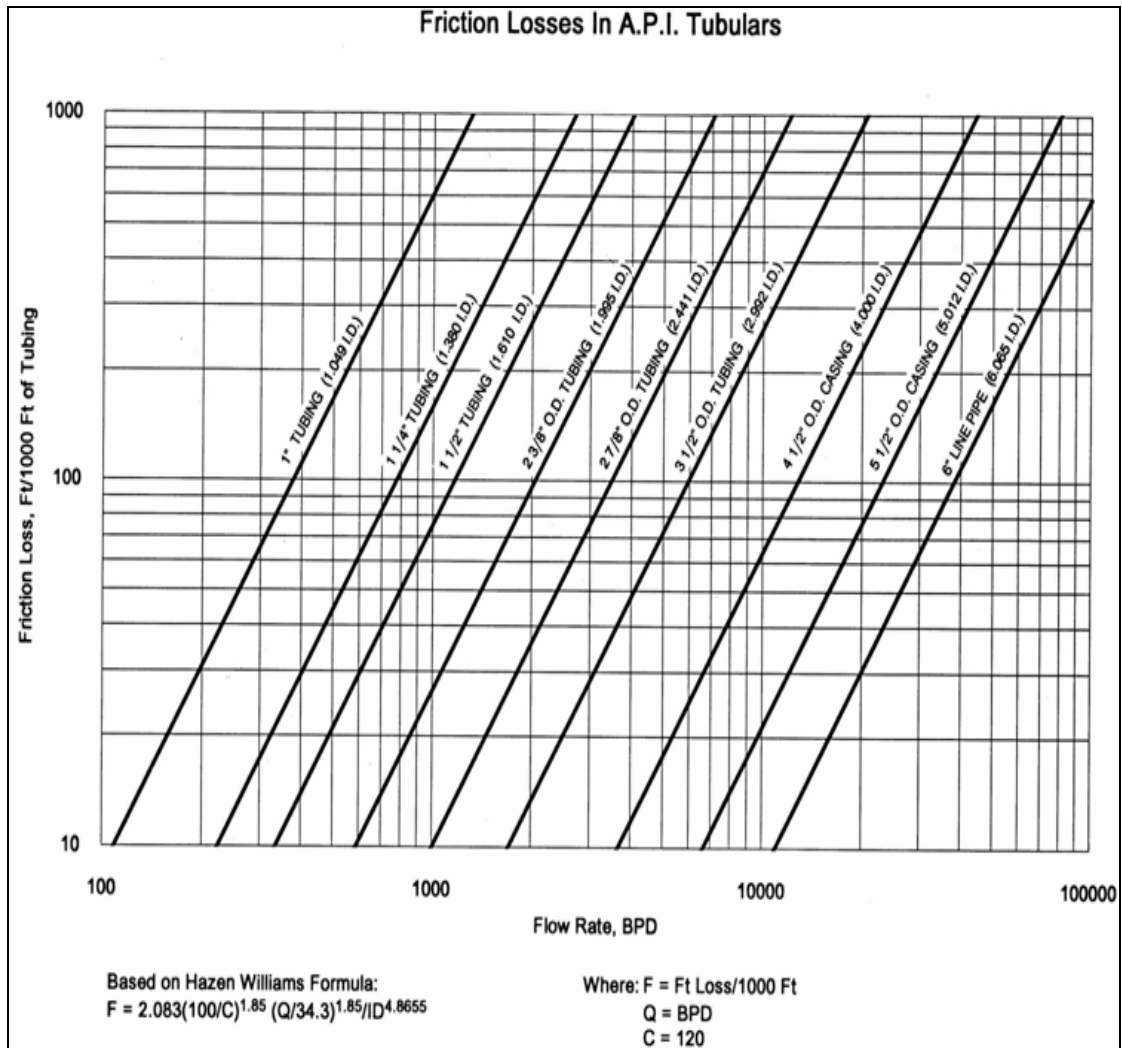
$$\text{Pérdidas/pie} = \frac{2,083 \times \left(\frac{100}{C}\right)^{1,85} \times \left(\frac{Q_f \text{ deseado}}{34,3}\right)^{1,85}}{ID^{4,8655}}$$
$$\text{Pérdidas/pie} = \frac{2,083 \left(\frac{100}{120}\right)^{1,85} \times \left(\frac{2102}{34,3}\right)^{1,85}}{2,992^{4,8655}} = \frac{14,55}{1000} [\text{pies}]$$

$$Ft = \text{Pérdidas/pie} \times PAB$$

$$Ft = (14,55/1000) \times 8697 = 126,6[\text{pie}]$$

Las pérdidas por fricción también se pueden obtener de la siguiente figura.

Figura 2 GRÁFICA DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN



FUENTE: REDA, "Catálogo de Bombeo Electrosumergible, 1999"

c) Cálculo de la presión de cabeza en pies

$$P_c(\text{pies}) = \frac{P_c \times 2.31 \text{ ft/psi}}{Y_m}$$

$$P_c(\text{pies}) = \frac{104 \times 2.31 \text{ ft/psi}}{0.9513} = 252,5(\text{pies})$$

Con los datos obtenidos en los pasos anteriores procedemos a calcular TDH:

$$TDH = LN + Ft + Pc$$

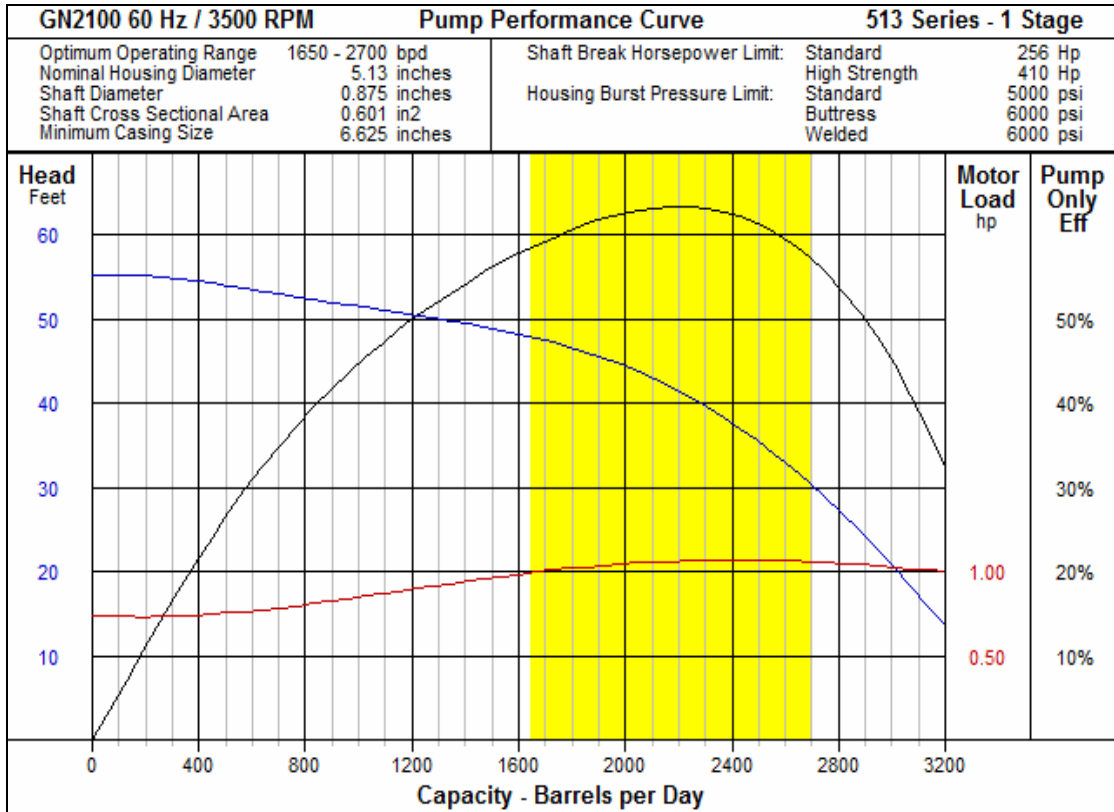
$$TDH = 6100,5 + 126,6 + 252,5 = 6479,6(\text{pies})$$

10) Selección de la bomba al caudal de fluido deseado

Con los datos calculados, se ingresa al catálogo de las bombas de la empresa SCHLUMBERGER y se tiene que:

Para un $Q_{f \text{ deseado}} = 2102$ (BFPD), se seleccionó la bomba GN-2100.

Figura 3 CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA SELECCIONADA



FUENTE: REDA, "Catálogo de Bombeo Electrosumergible, 1999"

Los siguientes parámetros, son obtenidos de la curva de rendimiento de la bomba:

Tabla 1 Selección de la Bomba

Bomba	Serie	Caudal mínimo	Caudal óptimo	Caudal máximo	BHP/etapa (P)	pies/etapa (H)	EF (%)
GN-2100	540	1650	2204	2500	1,05	44	63

FUENTE: REDA, "Catálogo de Bombeo Electrosumergible, 1999"

$$N^{\circ} \text{ total de etapas} = \frac{TDH}{\left(\frac{\text{pies}}{\text{etapa}}\right)}$$

$$N^{\circ} \text{ total de etapas} = \frac{6444,4}{\left(44 \frac{\text{pies}}{\text{etapa}}\right)} = 146(\text{etapas})$$

11) Con el número de etapas se obtiene:

El housing, longitud en pies, peso en libras y el número máximo de etapas.

Tabla 2 Selección de la Bomba

Bomba	Serie	Housing	Longitud (pies)	Peso (lbs)	N°Máximo de Etapas
GN-2100	540	60	9,1	407	74
		60	9,1	407	74
					148

FUENTE: REDA, “Catálogo de Bombeo Electrosumergible, 1999”

Se recomienda elegir un housing con un número de etapas inmediatamente mayor al requerido, en el caso de que no coincidan.

12) Cálculo del BHP requerido por el motor

Para calcular los BHP requeridos hacemos:

$$BHP = \text{Número de etapas} \left(\frac{HP}{\text{etapa}} \right) \gamma_m$$

$$BHP = 148 \times 1,05 \times 0,9513 = 148(HP)$$

13) Selección del tipo de motor

Se considera que un motor trabaja con el 85% de eficiencia, por lo tanto, la potencia mínima del motor para cubrir los requerimientos de la bomba es:

$$BHP_{\text{mín.requerido}} = 1,15 \times BHP$$

$$BHP_{\text{mín.requerido}} = 1,15 \times 148 = 170(HP)$$

Tabla 3 Tipos de Motores

540-SK Series Motors											
		60 Hz		50 Hz							
HP		Volts		Amps	Type	L (ft)	Wt (lbs)	C. Steel Part #	Redalloy Part #		
250	208.3	1120	933	135.5	S	30.4	1978	1059930	1060383		
					UT	29.5		1060086	1060532		
					CT	29.7		1066638	1066703		
				1375	1146	110	UT	30.4	1978	1105873	
		CT	29.7				1105881				
		S	30.4				1059948	1060391			
		2300	1917	65	UT	29.5	1978	1060094	1060540		

FUENTE: REDA, "Catálogo de Bombeo Electrosumergible, 1999"

El motor seleccionado de catálogos de la empresa SCHLUMBERGER tiene las siguientes características:

Tabla 4 Selección del motor

Serie	D.E. (pulg)	Potencia	Voltaje	Amperaje	Tipo	Longitud (pies)	Peso (lbs)
540	5,4	250	2300	65	S	30,4	1978

FUENTE: REDA, "Catálogo de Bombeo Electrosumergible, 1999"

Entonces el motor seleccionado es de la serie 540 con una potencia de 250 HP, voltaje de 2300 V y 65 A, Tipo simple (S).

Se escoge entre los de mayor voltaje lo que implica menor amperaje para minimizar las pérdidas de voltaje en el cable de potencia.

14) Cálculo de la velocidad del fluido

$$V_{fluido} = 0,0119 \times \left(\frac{Q_{fluido}}{DI_{casing}^2 - DE_{motor}^2} \right)$$

$$V_{fluido} = 0,0119 \times \left(\frac{2102}{6,276^2 - 5,4^2} \right) = 2,4(\text{pie/seg})$$

15) Selección del protector o sección sellante del motor

La bomba y el motor son de serie 540, se elige un protector de 540 tipo LSLSL – HL.

16) Selección del separador de gas

Según lo calculado en la paso 8), el % de gas libre a la entrada de la bomba es:

$$\%Gas_{\text{libre a la entrada de la bomba}} = 2,28\%$$

Por lo tanto, no se requiere de separador de gas, pero al considerar que tenemos un GOR de 277, entonces se sugiere colocar un separador de gas serie 540.

17) Selección del cable de potencia y del cable de extensión del motor

Normalmente el cable que está disponible en Petroecuador es el # 2, con una capacidad máxima de corriente de 95 A y una temperatura máxima de operación de 350 °F.

$$Caída\ de\ voltaje_{(1000\ pies)} = Caída\ de\ voltaje/1000pies \times fact.\ corr.\ T$$

$$Caída\ de\ voltaje_{(1000\ pies)} = 19 \times 1,306 = 25\ voltios/1000\ pies$$

$$Longitud\ cable = PAB + 200pies(\text{para conexiones en superficie})$$

$$Longitud\ del\ cable = 8697 + 200 = 8897[pies]$$

$$Pérdida\ de\ voltaje = \left(\frac{Caída\ de\ voltaje}{1000(pies)} \right) \times (Longitud\ del\ cable)$$

$$Pérdida\ de\ voltaje = \left(\frac{25\ voltios}{1000(pies)} \right) \times 8897pies = 222(voltios)$$

18) Selección del transformador

$$Voltaje_{superficie} = Voltaje_{placa\ del\ motor} + Caída\ de\ Voltaje_{cable}$$

$$Voltaje_{superficie} = 2300 + 222 = 2522[V]$$

$$KVA = \frac{Voltaje_{superficie} \times Amperaje_{motor} \times 1,73}{1000}$$

$$KVA = \frac{2522 \times 65 \times 1,73}{1000} = 284(KVA)$$

ANEXO No. 6

NUEVOS DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE POZOS

DISEÑADOS Y REDISEÑADOS CON BOMBEO

ELECTROSUMERGIBLE

SSF - 77

RTE: 842'

FECHA COMPLETACIÓN: 31-MAYO-1992

WO # 01: 24-MAY-95

WO # 02: 19-MAY-03

CASING SUPERFICIAL: 10 3/4", K-55,
40.5 LBS/PIE, ST&C, 51 TUBOS

2112'

ZAPATO SUPERFICIAL CEMENTADO
CON 1000 SxS CLASE "A"

7" CASING: 243 TUBOS N-80, 26 LBS/PIE,
ST&C R3 @ 9355'

7464'

3 1/2" EUE, N-80, 280 TUBOS

7491'

HUECO EN CASING, SQZ WO-01

8828'

D.V TOOL

8663'

3 1/2" EUE, CAMISA DESLIZABLE (ID=2.81)

8696'

3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

8697'

3 1/2" EUE, NO-GO (CON ST. VALVE)

8715'

3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

8719'

3 1/2" DESCARGA

8727'

BOMBA REDA GN-2100, 74 ETAPAS, SERIE 540

8757'

BOMBA REDA GN-2100, 74 ETAPAS, SERIE 540

8761'

SEPARADOR DE GAS, SERIE 540

8770'

PROTECTOR, TIPO LLSL-HL, SERIE 540

8797'

MOTOR (250 HP, 2300 V, 65 AMP), SERIE 540

8894'

ADAPTER

ARENA "G-2" (4 DPP)

8918' - 8928' (10')

7" CENTRALIZADOR

5 1/2" x 3 1/2", ON-OFF CONNECTOR

3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

7" x 3 1/2", FHL PACKER

3 1/2" EUE, N-80, 3 TUBOS

3 1/2" EUE, CAMISA DESLIZABLE

3 1/2" EUE, N-80, 2 TUBOS

3 1/2" EUE, CAMISA DESLIZABLE

3 1/2" EUE, N-80, 2 TUBOS

7" x 3 1/2", FHL PACKER

3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

7" x 3 1/2", FHL PACKER

3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

3 1/2" EUE, CAMISA DESLIZABLE

3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

3 1/2" EUE, CAMISA DESLIZABLE

3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

3 1/2" EUE, N-80, TAPON CIEGO

ARENA "U" (4 DPP)

8996' - 9014' (18')

9020' - 9034' (14')

9041' - 9066' (25')

8962'

8997'

9031'

ARENA "T" (4 DPP)

9241' - 9266' (25')

9266' - 9281' (15') SQZ WO-01

9285' - 9287' (2') SQZ WO-01

9290' - 9294' (4') SQZ WO-01

9296'

9307'

9355'

COTD

7" COLLAR FLOTADOR

ZAPATO GUIA CEMENTADO CON
1000 SxS TIPO "G"

PT(D) = 9360'

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafield

SSF-79

RTE: 839'
GLE: 818'
EMR: 21'

FECHA COMPLETACIÓN: 13-MAYO-92

WO # 07: 15-MAY-04
WO # 08: 26-MAR-05
WO # 09: 28-AGO-07

CASING SUPERFICIAL

10 3/4", K-55, 40.5 LB/P, ST&C @ 2478', 60 TUBOS

CABLE PLANO No 2
CON CAPILAR

2478'

7509'

8772'

8806'

8838'

8852'

8868'

8874'

8878'

8886'

8895'

8917'

8921'

ARENA NAPO "U" (4 DPP)

9064' - 9080' (16')

9220'

ARENA NAPO "I" (4 DPP)

9336' - 9360' (24')

9360' - 9370' (10')

9360'

9417'

9466'

PT(L) = 9488'
PT(D) = 9470'

ZAPATO SUPERFICIAL
CEMENTADO CON 1000 SXS TIPO "A"

7" CASING DE PRODUCCION
N-80, 26 L/P, LT & C @ 9466', 214 TUBOS

DV. TOOL CEMENTADO CON 1000 SXS TIPO "G"

3 1/2" EUE, N-80, 286 TUBOS CLASE "B"

3 1/2" EUE, CAMISA DESLIZABLE (ID= 2,81")

3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

3 1/2" EUE, NO-GO (ID= 2,75")

3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

3 1/2" DESCARGA DE LA BOMBA

BOMBA D -1400, 129 ETAPAS, SERIE 400

BOMBA D -1400, 129 ETAPAS, SERIE 400

MANEJADOR DE GAS AGH, SERIE 400

SEPARADOR DE GAS, SERIE 540

PROTECTOR TIPO LSBPB, SERIE 540

PROTECTOR TIPO BPBSL, SERIE 540

MOTOR: 150HP, 2380 V, 38 A. SERIE 540

SENSOR PHOENIX TIPO "O"

7" CENTRALIZADOR

7" TAPON

7" TAPON CIBP (W.O. #4)

COLLAR FLOTADOR

ZAPATO GUIA DE FONDO
CEMENTADO CON 550 SXS TIPO "G"

SSF - 82

GLE: 800'
RTE: 817'
EMR: 17'

FECHA COMPLETACIÓN: 05-JULIO-93

WO # 07: 06-MAR-03
WO # 08: 15-ENE-06
WO # 09: 31-MAR-07
WO # 10: 11-OCT-07

CABLE PLANO No 2
CON CAPILAR 3/8"

2606'

← 10 3/4" CASING SUPERFICIAL
K-55, 40.5 LBS/PIE, ST & C, 61 TUBOS
← ZAPATA SUPERFICIAL
CEMENTADA CON 1200 Sxs TIPO "A"

6892'

← 7" CASING
N-80, 26 LBS/PIE, LT&C, 213 TUBOS

SE INSTALAN 150 PROTECTORES
CANON+150 MIDDLE JOINTS
EN LOS 150 PRIMEROS TUBOS

← DV TOOL CEMENTADO CON 1170 SXS TIPO "G"

← 3 1/2" EUE, N-80, 9.3 LBS/PIE, 266 TUBOS

8674'

← 3 1/2" EUE, CAMISA DESLIZABLE (ID = 2,81")

8708'

← 3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

8741'

← 3 1/2" EUE, NO-GO (ID= 2,75")

8751'

← 3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

8763'

← 3 1/2" DESCARGA

8766'

← BOMBA GN-4000, 100 ETAPAS, SERIE 540

8775'

← BOMBA GN-4000, 100 ETAPAS, SERIE 540

8784'

← SEPARADOR DE GAS, SERIE 540

8812'

← PROTECTOR TIPO LSLSL, SERIE 540

8816'

← PROTECTOR TIPO BPBSL, SERIE 540

← MOTOR: 360 HP, 3400 V, 64 AMP, SERIE 562

← SENSOR PHOENIX, SERIE 562

← 7" CENTRALIZADOR

ARENA "G2" (4DPP)

8926' - 8945' (19')

ARENA "U" (4DPP)

8996' - 9027' (31')

9100'

← CIBP (WO-10)

ARENA "T" (4DPP)

9284' - 9320' - (36')

9334'

← COLLAR FLOTADOR

9380'

← 7" ZAPATO GUIA DE FONDO
CEMENTADO CON 1000 SXS TIPO "A"

PT(L) = 9360'
PT(D) = 9380'

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

SSF - 87

EMR: 861'
ES: 840'

FECHA COMPLETACIÓN: 19-JULIO-1994

WO # 01: 07-ENE-2000

WO # 02: 10-ABR-2005

7500' - 7502' (2) 4 DPP HOLE FOR SQZ. CEMENTADO CON 400 SXS "G" (10-07-94), 100 SXS SQZ. WO-01 TAPAR HUECOS A 7498' 7560'

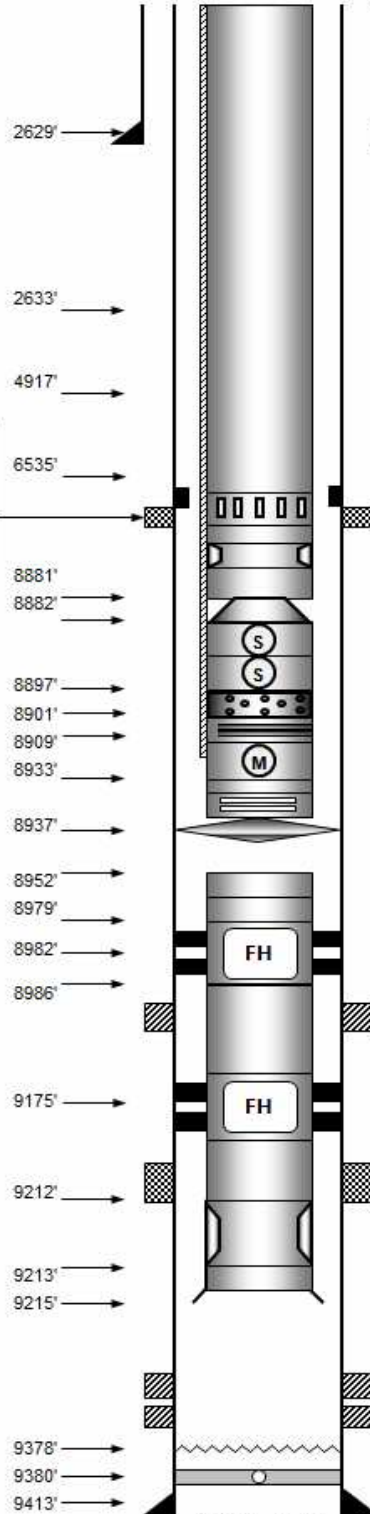
ARENA NAPO "U" (4 DPP)
9076' - 9109' (33')

9210'-9214' (4') 4 DPP SQZ WO-01

ARENA NAPO "T" (4DPP)

9278' - 9285' (7')

9302' - 9309' (7')



PTL(L) = 9480'
PT(D) = 9475'

SSF - 109 D

RTE: 918'
GLE: 887,5'
EMR: 30,5'

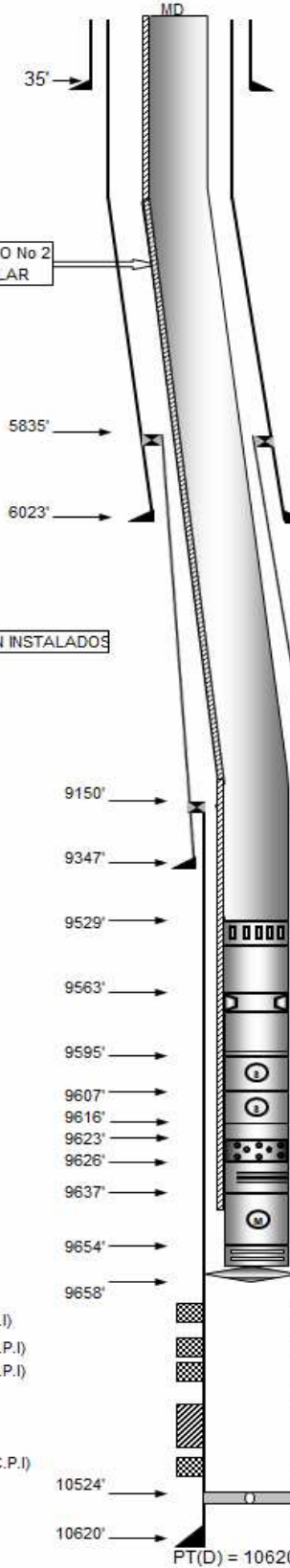
FECHA COMPLETACIÓN: 26-ABRIL-06

WO # 02: 30-JUL-07

← CSG 20", TUBO CONDUCTOR
← ZAPATO GUÍA SUPERFICIAL

TVD

CABLE PLANO No 2
CON CAPILAR



← 13 3/8" CASING
161 TUBOS: C-95;P-110; 68 LBS/PIE; BTC

← 3 1/2" EUE, N-80, 9.3 LBS/PIE, 306 TUBOS CLASE "A"

← COLGADOR DE CASING 9 5/8"

← 13 3/8" ZAPATO GUÍA
CEMENTADO CON 1840 SXS TIPO "A"

← 9 5/8" CASING
K-55; 47 LBS/PIE; BTC, 98 TUBOS

← COLGADOR DE CASING 7"

← 9 5/8" ZAPATO GUÍA
CEMENTADO CON 1250 SXS TIPO "A"

← 3 1/2" EUE, CAMISA DESLIZABLE (ID= 2,81")

← 3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

← 3 1/2" EUE, NO-GO (ID= 2,75")

← 3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO

← 3 1/2" DESCARGA

← BOMBA SN-2600, 75 ETAPAS, SERIE 538

← BOMBA SN-2600, 75 ETAPAS, SERIE 538

← MANEJADOR DE GAS, SERIE 400

← SEPARADOR DE GAS, SERIE 400

← PROTECTOR TIPO LSBPBSL, SERIE 540

← MOTOR: 250 HP, 2300 VOLT, 65 AMP, SERIE 540

← SENSOR PHOENIX TIPO O

← 7" CENTRALIZADOR

← 7" CASING
C-95; 26 LBS/PIE; BTC, 31 TUBOS

← RETENEDOR DE CEMENTO

← 7" ZAPATO GUÍA DE FONDO
NO FUE CEMENTADO POR PROBLEMAS
DE OPERACIÓN

291 PROTECTORES CANNON INSTALADOS

9433' - 9437' (4') SQZ (C.P.I)

10203' - 10207' (4') SQZ (C.P.I)

10366' - 10370' (4') SQZ (C.P.I)

ARENA "TI" (5 DPP)

10374' - 10414' (40')

10419' - 10423' (4') SQZ (C.P.I)

PT(D) = 10620'

35'

500' MD=500'
INC=0°
1064' MD=1065'
INC=8,11°

5155'

6311' MD=7257'
INC=39°

8010'

8205'

8269' MD=9412'
INC=7,2°

9118' MD=10263'
INC=1,8°

9390'

9480' MD=10620'
PT INC=1,5°

ELABORADO POR: Elizabeth Peñafiel

ANEXO No. 7

**MONITOREO PARA DETECCIÓN DE PROBLEMAS EN
LOS EQUIPOS ELECTROSUMERGIBLES MEDIANTE
CARTAS AMPERIMÉTRICAS**

ANÁLISIS DE LA CARTA AMPERIMÉTRICA

Una de las herramientas más valiosas para el operador de bombeo electrosumergible en la detección de problemas, es el amperímetro registrador (carta amperimétrica), el cual provee de un registro continuo del amperaje consumido por el motor.

El monitoreo adecuado de la carta amperimétrica, puede proporcionar información de mucho valor para la detección y corrección de problemas operacionales menores, antes de que se conviertan en más grandes y costosos.

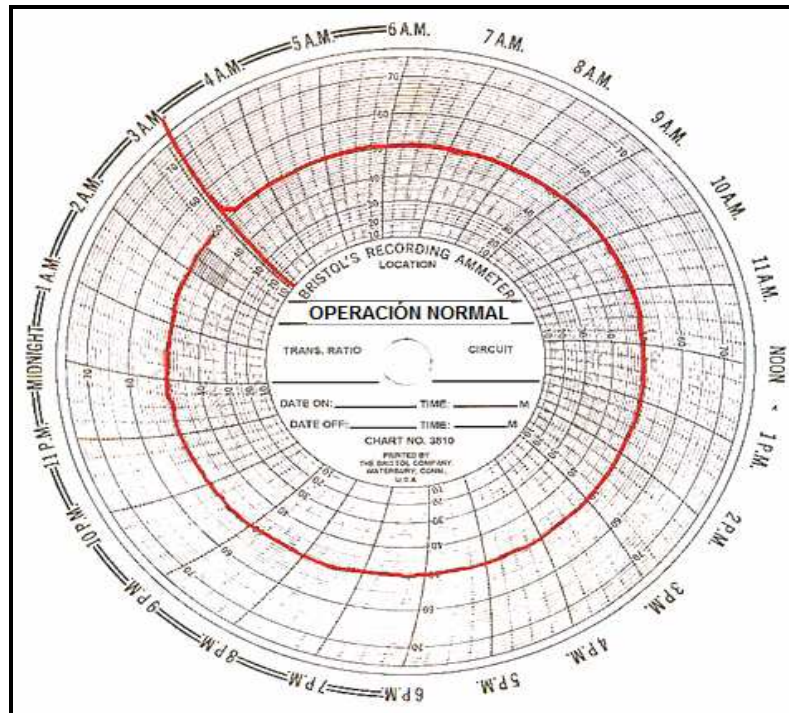
Cuando la carta de amperaje es usada y entendida adecuadamente, esta puede indicar los cambios en el comportamiento del equipo y del pozo que está siendo operado.

A continuación se presentan varios comportamientos de pozos reflejados en cartas amperimétricas que ayudarán a determinar las diferentes condiciones a las cuales está operando un equipo o pozo en particular.

Operación Normal.- Una característica de los motores de inducción de velocidad constante, bipolares y trifásicos, bajo una carga no variable es el amperaje constante. Una instalación de bombeo electrosumergible ideal está diseñada de tal manera que la potencia real a usarse está dentro de aproximadamente el 10% de la potencia nominal, y que la carga dinámica total y tasa de producción varía entre lo real y el diseño en aproximadamente un 5%. Bajo estas condiciones, el amperímetro debería trazar una línea curva simétrica suave a un amperaje cercano al de servicio (de placa), similar a como se indica en la figura 4.

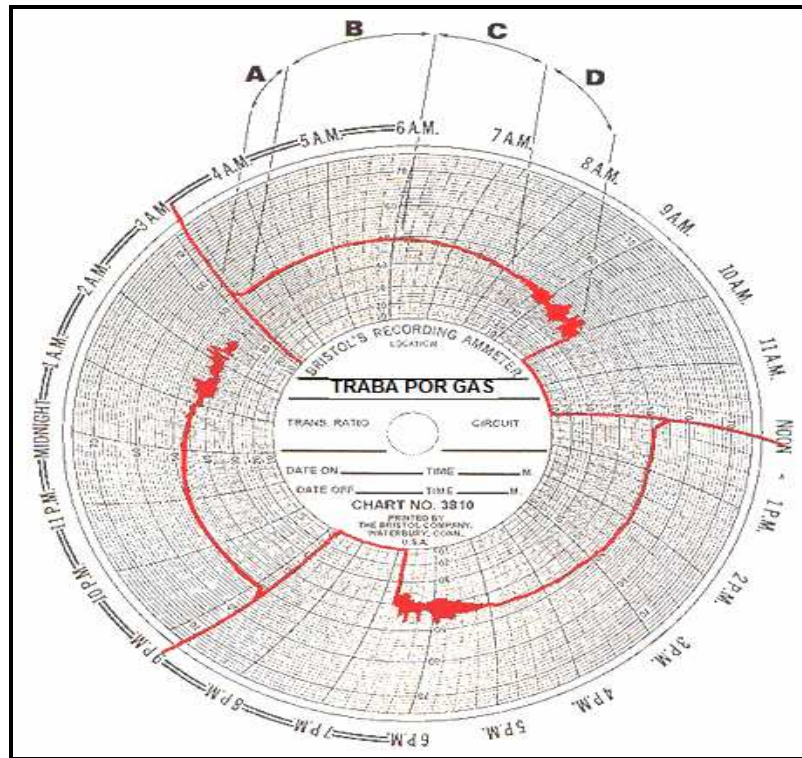
Un pozo no produce una curva suave, pero la línea del amperaje es constante diariamente en las operaciones normales para las características de ese pozo. Cualquier variación en la operación normal de ese pozo es una clave de posibles problemas o condiciones cambiantes del pozo.

Figura 4 OPERACIÓN NORMAL



Traba por Gas.- La figura 5, muestra el gráfico de una bomba que tiene una traba de gas y por consiguiente, se ha parado. Se pueden identificar 4 zonas, las cuales proporcionan un diagnostico correcto: Sección A indica un arranque normal con una corriente mayor a la de operación debida al esfuerzo del motor al elevar la carga inicial. La Sección B indica la curva de operación normal a medida que el nivel de líquido se acerca al de diseño. La Sección C indica la reducción de corriente a medida que cae el nivel del líquido, cambiando el régimen de flujo y provocando la liberación del gas cerca de la bomba, característica de las fluctuaciones en la carta. La Sección D muestra un amperaje bajo errático a medida que el nivel de líquido se acerca a la admisión de la bomba, cuya disminución provocará el paro de la unidad debido a la subcorriente. Es posible solucionar este problema al incrementar el nivel de sumergencia de la bomba para mantener al gas en solución y mantener una operación continua. Si no es aplicable esta solución, recircular por el anular la producción hasta que se establezca el nivel de líquido adecuado. Pero si ninguna de estas opciones es posible, se debería rediseñar el sistema e incorporar un separador de gas para manejar esta situación.

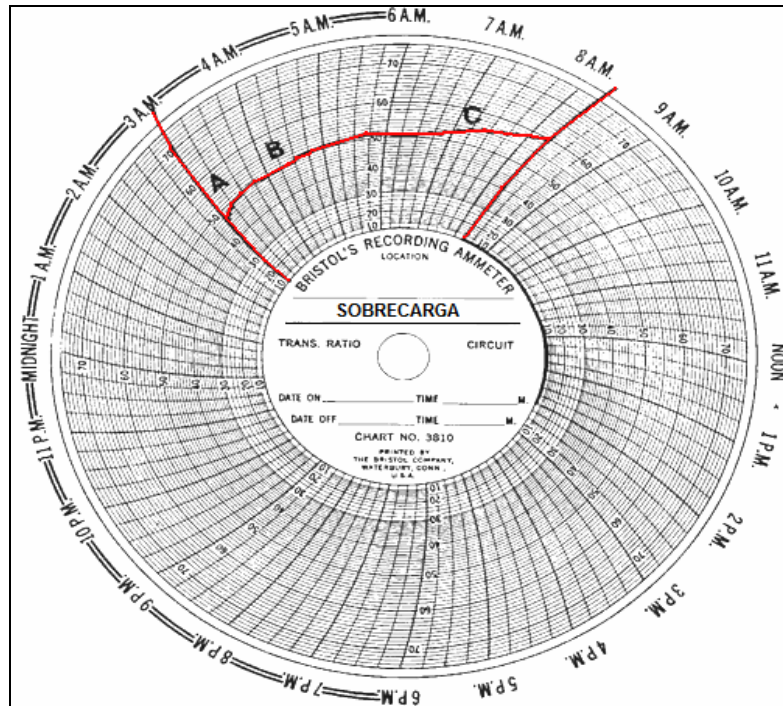
Figura 5 TRABA POR GAS



Condiciones de Sobrecarga.- La figura 6, indica una parada del equipo por sobrecarga, en donde la *Sección A* de la curva de amperaje muestra una corriente inferior a la de la placa y gradualmente la corriente asciende al valor normal esperado. En la *Sección B* la bomba opera normalmente. La *Sección C* indica un aumento gradual de la corriente hasta que la bomba se detiene por sobrecarga. Bajo estas condiciones de ninguna manera se debe intentar reanunciar el equipo.

Este tipo de comportamiento se lo puede acreditar a aumentos de gravedad específica o viscosidad del fluido (salmueras pesadas o lodos), emulsiones, producción de arena y materiales extraños. Las fluctuaciones en el suministro de electricidad y problemas mecánicos por tempestades, recalentamiento del motor o desgaste del equipo son también otras de las posibles causas.

Figura 6 SOBRECARGA

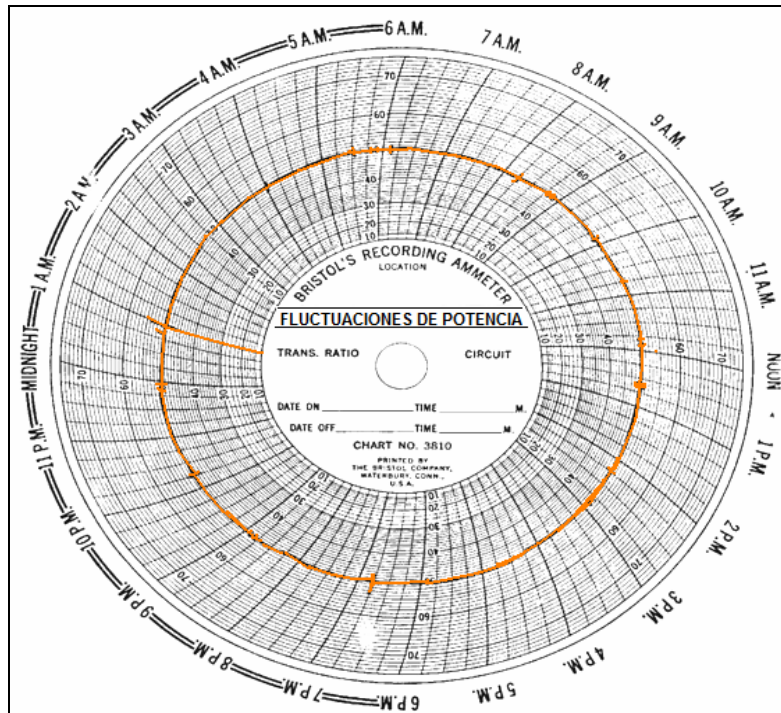


Fluctuaciones de Potencia.- En condiciones normales continuas, la potencia de salida del motor permanece relativamente constante. Bajo estas circunstancias el amperaje varía inversamente con el voltaje. Por consiguiente, si el voltaje de suministro de energía primaria fluctúa, el amperaje varía tratando de mantener la potencia de salida constante.

Las fluctuaciones se reflejan en la carta amperimétrica como lo muestra la figura 7, la causa más común de una fluctuación de potencia es la carga pesada de drenaje periódica del sistema de energía primaria. Por ejemplo, este drenaje o baja puede ser causado por el arranque de una bomba de inyección de alta potencia. Ocasionalmente puede ser una combinación de drenajes más pequeños simultáneos. Se este es el caso hay que hacer un esfuerzo por reespaciar estos drenajes de tal forma que su impacto combinado sea pequeño.

Al correlacionar las fluctuaciones (tiempo) es posible determinar la causa exacta. Esta operación tipo no es muy perjudicial para el equipo siempre y cuando los picos no sean muy severos. Este mismo tipo de eventos se observan durante una perturbación eléctrica.

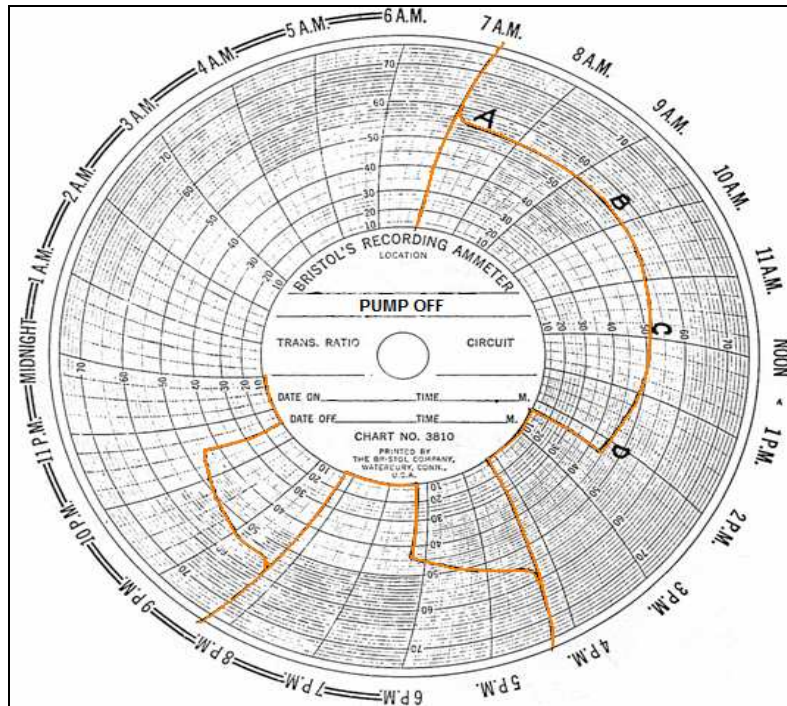
Figura 7 FLUCTUACIONES DE POTENCIA



Condiciones de Agotamiento de Líquido.- La figura 8, muestra el comportamiento de una unidad que ha agotado líquido y se ha parado por subcorriente, ha vuelto a arrancar automáticamente y parado por la misma razón. En análisis de las Secciones A, B y C es idéntico a la condición de Traba por Gas, pero sin evidencia de desprendimiento de gas libre debido a que no hay gas presente. En la *Sección D* indica que el nivel de líquido se está acercando a la admisión de la bomba, la tasa y corriente van decreciendo gradualmente hasta llegar a la subcorriente de seteo, en donde el equipo se para. Posterior se dispara un re arranque automático, pero el nivel de líquido no se restablece y el paro ocurre otra vez.

El problema se debe a que la unidad es demasiado grande para la aplicación. La solución es la misma que para la traba por gas, más un procedimiento adicional; este es un tratamiento de estimulación que puede intensificar la productividad del pozo para que se adapte la unidad. Si hay que bajar la unidad, se deberá tener cuidado y asegurar que ésta, no quede con poca potencia debido a la disminución del nivel del líquido y al aumento de carga dinámica total resultante.

Figura 8 PUMP OFF

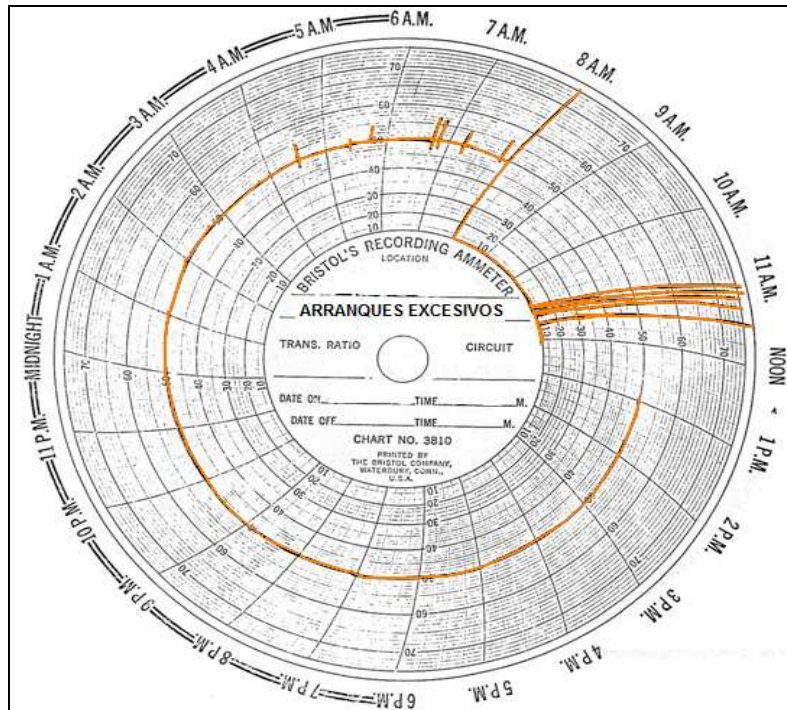


Intentos Excesivos en el Arranque.- La figura 9, muestra un gráfico relativamente normal hasta que se notan fluctuaciones en el suministro eléctrico. Finalmente la unidad se para por sobrecarga. También hay evidencia que se intentó hacer arranques manuales. Si un solo intento de arranque manual falla bajo estas condiciones se debe hacer revisar la unidad por un representante de la empresa de la bomba.

Cuando la unidad no arrancó, se debía haber investigado si había problemas en otros lugares. Si por ejemplo, se hubiera quemado una conexión de la línea primaria, la unidad intentaría arrancar bajo condiciones monofásicas y se pararía inmediatamente.

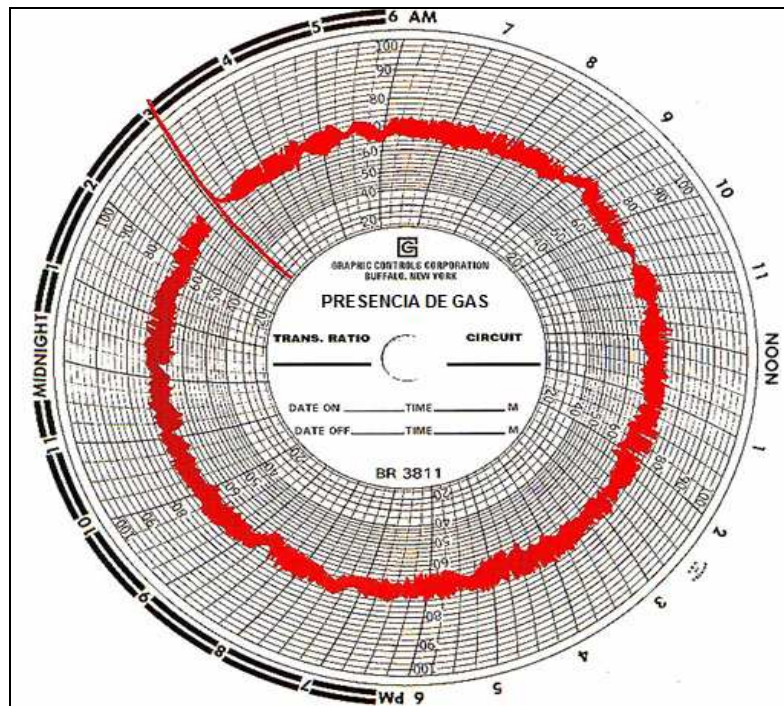
Es posible que una falla en el cable causara la parada del equipo. Los intentos repetidos de arranque podrían dañar al motor y empeorar las condiciones del cable.

Figura 9 INTENTOS EXCESIVOS EN EL ARRANQUE



Presencia de gas.- La figura 10, muestra el gráfico de una unidad que está funcionando cerca de los niveles diseñados, pero está manejando líquido gaseoso liviano. La fluctuación es causada por gas libre y retenido que acentúa la producción del líquido más pesado. Esta condición generalmente va acompañada de una reducción de la producción total del líquido (barriles reales del tanque de almacenamiento). Una bomba sumergible intentará bombear todo lo que haya en la admisión, es decir intentará bombear el número predeterminado de barriles o cualquier líquido disponible, incluyendo gas. Con esto en mente, un barril de gas representa una contribución muy pequeña al tanque de almacenamiento, pero un voltaje sustancial a través de la bomba. Este gráfico tipo también puede ser el resultado del bombeo de un líquido emulsificado, donde la admisión puede estar obturándose momentáneamente con la emulsión. En un bloqueo por emulsión, los picos generalmente caen debajo de la línea del amperaje normal.

Figura 10 PRESENCIA DE GAS

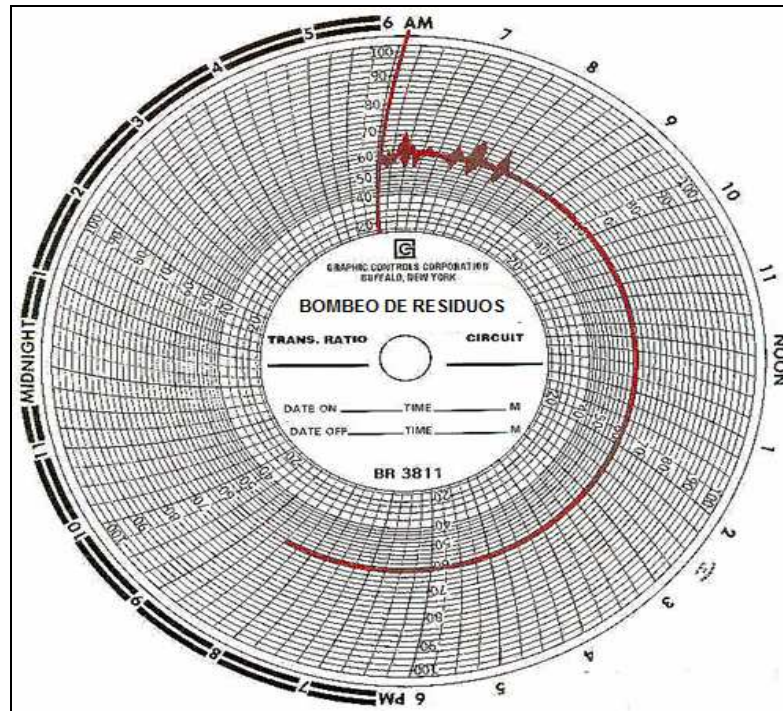


Parada Inmediata por Subcorriente.- La figura 11, muestra el gráfico de una unidad que arranca, funciona corto tiempo y se para debido a subcorriente. El ciclo es repetido por la secuencia de arranque automático. Generalmente, este tipo de curva es causada por un líquido al que le falta suficiente densidad o volumen para cargar el motor a un amperaje sobre la regulación de la subcorriente. Si las pruebas de productividad muestran que hay líquido disponible en la admisión de la bomba, es posible rectificar este problema bajando el amperaje de parada por subcorriente. Es mejor dejar este trabajo para el representante de la empresa encargada de la bomba. No se recomienda que el personal de obra ajuste el relé de hipocorriente. Otra causa de este tipo de curva es la falla del relé temporizador utilizado para bloquear el relé de hipocorriente del circuito de control durante la secuencia de arranque automático.

Este problema lo rectifica mejor el representante de la empresa de la bomba, pues es necesario comprobar varias zonas para detectar el problema.

pozo puede explotarse lentamente empezando con una capacidad reducida para permitir un descenso del nivel lento en la formación.

Figura 12 CONDICIÓN DE BOMBEO DE RESIDUOS



Condición de Carga Errática.- La figura 13, muestra una gráfica con variaciones impredecibles. La unidad finalmente se para debido a sobrecarga y no arranca automáticamente.

No hay que intentar rearrancar manualmente la unidad hasta después que el técnico del bombeo haya revisado minuciosamente el equipo, y resuelto el problema. Algunos de los resultados típicos o causas simultáneas de la falla por sobrecarga de esta naturaleza son: una bomba bloqueada, motor cortocircuitado, cable o fusibles quemados (primarios y/o secundarios). También se produce por variaciones drásticas en las propiedades del fluido (cambios en la densidad, viscosidad, volumen y otros).

Figura 13 CARGA ERRÁTICA

