

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO HIDRÁULICO A BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN POZOS CON ALTO POTENCIAL EN EL ÁREA SACHA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN

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

**LUIS EDUARDO VACA GUEVARA
(luisvacg_87@hotmail.com)**

**DIRECTOR: ING. ÁNGEL FERNANDO USHIÑA PUMA MSc.
(afup_1957@yahoo.com)**

Quito, Mayo 2012

DECLARACIÓN

Yo, Luis Eduardo Vaca Guevara, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada 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.

LUIS EDUARDO VACA GUEVARA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Luis Eduardo Vaca Guevara, bajo mi supervisión.

ING. ÁNGEL USHIÑA PUMA
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a Dios por darme su amor, tiempo y sabiduría para llevar a cabo este estudio.

A los profesores y a la Escuela Politécnica Nacional, que día a día se esfuerzan para enseñar con excelencia y calidad a sus estudiantes, para formar buenos profesionales que estén al servicio de nuestro país.

Al ingeniero Ángel Ushiña que supo dirigir acertadamente para la culminación del presente estudio, agradezco su tiempo y valiosos conocimientos compartidos.

A todos los ingenieros del Departamento de Petróleos, que compartieron sus conocimientos y amistad a lo largo de mi carrera.

A los ingenieros e ingenieras, Nidia Caraguay, Cintia Jiménez, Carlos Toapanta, Edwards Naranjo, Marcelo Cattani, personal de Río Napo que permitió que el presente estudio se lleve a cabo, así como por la amistad, conocimientos y facilidades brindadas.

A todos mis compañeros que me supieron dar la mano cuando más lo necesité.

A mi familia, que día a día me motiva para salir adelante, brindándome amor y apoyo incondicional en todo momento.

Por último, agradezco al ingeniero Rodrigo Reinoso, de la compañía Schlumberger, que siempre estuvo presto para aclarar mis inquietudes.

DEDICATORIA

A Jehová Dios, que con su amor, protección y sabiduría, fue la fuente de mi fortaleza para poder culminar una etapa más de mi vida.

A mi madre, que con su amor, consejos, apoyo incondicional y fe que ha puesto en mí a lo largo de toda mi vida, me motiva y me da fuerzas para salir adelante.

A Rafael, que para mí es un ser muy especial y preciado, que siempre me brinda su apoyo, me aconseja, me brinda su amor, por todo esto lo considero mi PADRE.

A mi hermana, Marcela, por su apoyo en los momentos más difíciles.

A toda mi familia, que siempre ha estado preocupada por mí, les agradezco de todo corazón.

A mis amigos y amigas, que siempre estuvieron al tanto de mí y preocupados para que culmine esta etapa importante de mi vida.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
CONTENIDO DE TABLAS	XV
CONTENIDO DE FIGURAS	XVIII
CONTENIDO DE GRÁFICOS.....	XIX
RESUMEN.....	XX
PRESENTACIÓN	XXII

CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA SACHA Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	1
1.1. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA SACHA	1
1.1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.1.3. ESTRUCTURA GEOLÓGICA	3
1.1.4. ESTRATIGRAFÍA.....	4
1.1.4.1. Formación Orteguaza	4
1.1.4.2. Formación Tiyuyacu.....	4
1.1.4.3. Formación Tena.....	4
1.1.4.3.1. Tena Superior.....	5
1.1.4.3.2. Tena Inferior	5
1.1.4.4. Formación Napo.....	5
1.1.4.4.1. Napo Superior	5
1.1.4.4.2. Napo Medio	5
1.1.4.4.3. Napo Inferior.....	6
1.1.4.4.4. Napo Basal.....	6
1.1.4.5. Hollín	6

1.1.5.	CONTINUIDAD DE LAS ARENAS.....	8
1.1.5.1.	Formación “Hollín”.....	8
1.1.5.2.	Formación Napo “T”.....	8
1.1.5.3.	Formación Napo “U”.....	8
1.1.5.4.	Formación “Basal Tena”.....	9
1.1.6.	LITOLOGÍA.....	9
1.1.6.1.	Formación “Hollín”.....	10
1.1.6.1.1.	Hollín Superior.....	10
1.1.6.1.2.	Hollín Inferior.....	10
1.1.6.2.	Formación Napo.....	10
1.1.6.2.1.	Napo “U” Superior.....	10
1.1.6.2.2.	Napo “U” Inferior.....	10
1.1.6.2.3.	Napo “T” Superior.....	11
1.1.6.2.4.	Napo “T” Inferior.....	11
1.1.6.3.	Formación “Basal Tena”.....	11
1.1.7.	CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA ROCA Y EL FLUIDO DEL ÁREA SACHA.....	12
1.1.7.1.	Características y Propiedades de las Rocas Productoras.....	12
1.1.7.2.	Características y Propiedades de los Fluidos.....	12
1.1.8.	RESERVAS.....	13
1.1.8.1.	Petróleo Original en Sitio (POES).....	14
1.1.8.2.	Petróleo En Sitio Probado.....	14
1.1.8.3.	Reservas Probadas.....	14
1.1.8.4.	Reservas Probables.....	15
1.1.8.5.	Reservas Remanentes.....	15
1.1.8.6.	Reservas Actuales del Área Sacha.....	15
1.1.9.	PRESIONES DE LOS YACIMIENTOS.....	16
1.1.9.1.	Presiones Iniciales.....	16
1.1.9.2.	Presiones Actuales.....	17
1.1.9.2.1.	Estación Sacha Norte 1.....	18
1.1.9.2.1.1.	Arena “Basal Tena”.....	18
1.1.9.2.1.2.	Arena “U”.....	19
1.1.9.2.1.3.	Arena “T”.....	21

1.1.9.2.1.4. Arena “Hollín Superior”	22
1.1.9.2.1.5. Arena “Hollín Inferior”	23
1.1.9.2.2. Estación Sacha Norte 2	24
1.1.9.2.2.1. Arena “U”	24
1.1.9.2.2.2. Arena “T”	25
1.1.9.2.2.3. Arena “Hs”	26
1.1.9.2.2.4. Arena “Hi”	27
1.1.9.2.3. Estación Sacha Central	28
1.1.9.2.3.1. Arena “Basal Tena”	28
1.1.9.2.3.2. Arena “U”	29
1.1.9.2.3.3. Arena “T”	30
1.1.9.2.3.4. Arena “Hs”	31
1.1.9.2.3.5. Arena “Hi”	32
1.1.9.2.4. Estación Sacha Sur	33
1.1.9.2.4.1. Arena “Basal Tena”	33
1.1.9.2.4.2. Arena “U”	33
1.1.9.2.4.3. Arena “T”	35
1.1.9.2.4.4. Arena “Hs”	36
1.1.9.2.4.5. Arena “Hi”	37
1.1.10. COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA.....	38
1.1.10.1. Estación Sacha Norte 2	38
1.1.10.1.1. Arena “U”	38
1.1.10.1.2. Arena “T”	38
1.1.10.1.3. Arena “Hollín”	38
1.1.10.2. Estación Sacha Norte 1	39
1.1.10.2.1. Arena “U”	39
1.1.10.2.2. Arena “T”	39
1.1.10.2.3. Arena “Hollín”	40
1.1.10.3. Estación Sacha Central.....	40
1.1.10.3.1. Arena “U”	40
1.1.10.3.2. Arena “T”	41
1.1.10.3.3. Arena “Hollín”	41
1.1.10.4. Estación Sacha Sur.....	42

1.1.10.4.1.Arena “U”	42
1.1.10.4.2.Arena “T”	42
1.1.10.4.3.Arena “Hollín”	42
1.1.11. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	43
1.1.11.1. Empuje Hidráulico	43
1.1.11.2. Empuje por Gas en Solución.....	43
1.1.11.3. Mecanismos de Producción de los yacimientos del Área Sacha	44
1.1.11.3.1.Formación Basal Tena	44
1.1.11.3.2.Formación Napo (Arenas “U” y “T”).....	44
1.1.11.3.3.Formación Hollín	44
1.2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	45
1.2.1. INTRODUCCIÓN	45
1.2.2. ELEMENTOS DEL EQUIPO DE SUPERFICIE	47
1.2.2.1. Cabezal del Pozo	47
1.2.2.2. Transformador.....	48
1.2.2.2.1. Transformador Primario o Reductor	48
1.2.2.2.2. Transformador Secundario o Elevador.....	49
1.2.2.3. Cable de Superficie	50
1.2.2.4. Caja de Unión o Venteo	50
1.2.2.5. Elementos de Monitoreo y Control	50
1.2.2.5.1. Tablero de Control.....	50
1.2.2.5.2. Controlador de Variación de Velocidad (VSD).....	51
1.2.3. ELEMENTOS DEL EQUIPO DE FONDO	52
1.2.3.1. Motor Electrosumergible	53
1.2.3.1.1. Serie del Motor	55
1.2.3.1.2. Tipo de Motor	55
1.2.3.1.3. Configuración de Voltaje y Amperaje del Motor.....	56
1.2.3.1.4. Potencia de la Placa.....	57
1.2.3.1.5. Voltaje de la Placa	57
1.2.3.1.6. Corriente de la Placa	57
1.2.3.1.7. Eficiencia del motor	57
1.2.3.2. Protector o Sello del Motor.....	57

1.2.3.2.1. Funciones del Protector.....	58
1.2.3.2.1.1. Funciones Primarias	58
1.2.3.2.1.2. Funciones Secundarias	59
1.2.3.2.2. Tipos de Cámara de Sello	59
1.2.3.2.2.1. Cámara de Sello Tipo Laberíntico	59
1.2.3.2.2.2. Cámara de Sello Tipo Bolsa	59
1.2.3.2.3. Tipos de Conexión.....	60
1.2.3.2.3.1. Conexión en Serie	60
1.2.3.2.3.2. Conexión en Paralelo	61
1.2.3.3. Separador de Gas.....	61
1.2.3.3.1. Separador de Gas Tipo Estático o de Flujo Reverso.....	62
1.2.3.3.2. Separador de Gas Tipo Dinámico o Centrífugo.....	62
1.2.3.3.3. Eficiencia de los Separadores de Gas.....	62
1.2.3.4. Bomba Centrífuga Multietapa.....	64
1.2.3.4.1. Nomenclatura	66
1.2.3.4.2. Análisis de las Curvas de las Bombas.....	67
1.2.3.5. Cable de Potencia.....	69
1.2.3.6. Cable de Extensión (Motor Lead Extension).....	71
1.2.4. ACCESORIOS DE FONDO ADICIONALES	71
1.2.4.1. Sensor de Fondo.....	72
1.2.4.2. Intake	73
1.2.4.3. Válvula de Drenaje o de Purga	73
1.2.4.4. Válvula de Retención (Check).....	73
1.2.4.5. Centralizador.....	74
1.2.4.6. Protectores de Cable	75
1.2.4.7. Sujetadores o Correas para Cable.....	75
1.2.4.8. Y-Tools.....	76
1.2.5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	77
1.2.5.1. Ventajas	77
1.2.5.2. Desventajas	77

CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y DETERMINACIÓN DE LOS POZOS CON ALTO POTENCIAL PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL ÁREA SACHA.....	79
2.1. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	79
2.1.1. CONSIDERACIONES TEÓRICAS.....	79
2.1.1.1. Bombeo Hidráulico.....	79
2.1.2. ESTADO ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN POR ESTACIONES DEL ÁREA SACHA	80
2.1.2.1. Estación Sacha Norte 1	80
2.1.2.2. Estación Sacha Norte 2	84
2.1.2.3. Estación Sacha Central.....	87
2.1.2.4. Estación Sacha Sur.....	89
2.1.3. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	92
2.1.3.1. Sistema de Reinyección de Agua de Formación del Área Sacha.....	94
2.1.3.1.1. Tratamiento Químico para la Reinyección de Agua de Formación en el Área Sacha	96
2.1.3.2. Descripción del Sistema Power Oil del Área Sacha.....	96
2.1.3.2.1. Estación Sacha Norte 1	96
2.1.3.2.2. Estación Sacha Central	97
2.1.3.2.3. Estación Sacha Sur	98
2.1.3.3. Sistema de Generación Eléctrica	99
2.1.4. INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN	100
2.2. ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS A IMPLEMENTAR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	102
2.2.1. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS.....	102
2.2.1.1. Índice de Productividad.....	103
2.2.1.2. Producción al Punto de Burbuja.....	103
2.2.1.3. Relación Gas-Petróleo (GOR).....	103
2.2.1.4. Permeabilidad de la Formación.....	104
2.2.1.5. Monitoreo	104
2.2.1.6. Variación de Producción	104

2.2.1.7.	Control de Corrosión y Escala.....	104
2.2.1.8.	Incremento en el Corte de Agua	104
2.2.1.9.	Reservas Remanentes.....	105
2.2.2.	POZOS SELECCIONADOS PARA CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO.....	105
2.3.	RECOPIACIÓN DE DATOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS...	105
2.3.1.	HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO Y DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS	106
2.3.1.1.	Historiales de Reacondicionamiento de los Pozos Seleccionados.....	106
2.3.1.2.	Historiales de Producción de los Pozos Seleccionados.....	106
2.3.2.	ASPECTOS TÉCNICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS....	106

CAPITULO 3: DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS CON ALTO POTENCIAL DEL ÁREA SACHA 110

3.1.	FUNDAMENTOS HIDRÁULICOS	110
3.1.1.	DENSIDAD ρ	110
3.1.2.	GRADIENTE DE PRESIÓN	110
3.1.3.	GRAVEDAD ESPECÍFICA γ	111
3.1.4.	VISCOSIDAD μ	111
3.2.	PROCEDIMIENTO PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	111
3.2.1.	DATOS BÁSICOS.....	112
3.2.2.	PROCEDIMIENTO PARA EL DISEÑO	113
3.2.2.1.	Obtención y análisis de los datos disponibles.....	113
3.2.2.2.	Determinar el Índice de Productividad (IP).....	114
3.2.2.3.	Cálculo de la Presión de Fondo Fluyente para el caudal deseado	114
3.2.2.4.	Cálculo de la Gravedad Específica de la mezcla	114
3.2.2.5.	Determinación de la profundidad de asentamiento de la bomba.....	114
3.2.2.6.	Determinación de la presión de entrada a la bomba.....	115
3.2.2.7.	Cálculo del volumen de fluido presente en la entrada de la bomba.....	115

3.2.2.7.1. Cálculo de las características de los fluidos	116
3.2.2.8. Altura Dinámica Total.....	121
3.2.3. SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA BES.....	123
3.2.3.1. Selección de la Bomba	123
3.2.3.2. Selección del Motor.....	125
3.2.3.3. Selección del protector o sección sellante del motor	127
3.2.3.4. Selección del Separador de Gas.....	128
3.2.3.5. Selección del Cable de Potencia.....	128
3.2.3.6. Selección del Transformador	130
3.2.3.7. Selección del equipo de superficie.....	131
3.2.4. SELECCIÓN DE LOS ACCESORIOS Y EQUIPOS OPCIONALES.....	131
3.2.4.1. Accesorios de Fondo del Pozo.....	131
3.2.4.1.1. Cable plano de extensión del motor	131
3.2.4.1.2. Cable de Superficie	131
3.2.4.1.3. Correas para Cable o Sujetadores	131
3.2.4.1.4. Protector de Cable.....	132
3.2.4.1.5. Cabezales de pozo y accesorios.....	132
3.2.4.1.6. Válvulas de Retención y Válvulas de Drenaje	132
3.2.4.1.7. Camisa de Refrigeración	132
3.2.4.2. Equipos de Servicio	132
3.2.4.2.1. Carretes de cable, soportes de cable y ruedas guía del cable	132
3.2.4.2.2. Cajas de embarque	133
3.2.4.3. Equipo Opcional.....	133
3.2.4.3.1. Sensores de monitoreo de fondo de pozo	133
3.2.4.3.2. Centralizadores	133
3.2.4.3.3. Monitoreo automático del pozo.....	133
3.3. SISTEMA DE BOMBEO CON VELOCIDAD VARIABLE (VSD)	133
3.3.1. LEYES DE AFINIDAD.....	135
3.4. DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA LOS POZOS SELECCIONADOS.....	136
3.4.1. RESULTADO DEL DISEÑO.....	142

3.5.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN DE AGUA DE LOS POZOS SELECCIONADOS	143
3.5.1.	ESTACIÓN SACHA NORTE 1	143
3.5.2.	ESTACIÓN SACHA NORTE 2	144
3.5.3.	ESTACIÓN SACHA SUR	145
CAPITULO 4: ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO		147
4.1.	ANÁLISIS TÉCNICO	147
4.2.	ANÁLISIS ECONÓMICO	149
4.2.1.	CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	149
4.2.1.1.	Valor Actual Neto (V.A.N).....	149
4.2.1.2.	Tasa Interna de Retorno (T.I.R)	150
4.2.1.3.	Relación Beneficio – Costo (B/C).....	151
4.2.2.	COSTOS DE PREPRODUCCIÓN	152
4.2.3.	INGRESOS	153
4.2.4.	EGRESOS	153
4.2.5.	HIPÓTESIS BAJO LAS CUALES SE BASA EL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	154
4.2.6.	CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS	156
4.2.7.	DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN, VALOR ACTUAL NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO.	165
CAPITULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		166
5.1.	CONCLUSIONES.....	166
5.2.	RECOMENDACIONES	170
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		166
ABREVIATURAS.....		175
ANEXOS.....		179

CONTENIDO DE TABLAS

Tabla 1.1	Características de las rocas reservorio del Área Sacha.....	12
Tabla 1.2	Características de los fluidos del Área Sacha.....	13
Tabla 1.3	Reservas de petróleo en el Área Sacha aprobadas por la ARCH.....	16
Tabla 1.4	Pr al datum de la arena “Basal Tena” (Norte 1).....	18
Tabla 1.5	Pr al datum de la arena “U” (Norte 1).....	19
Tabla 1.6	Pr al datum de la arena “T” (Norte 1)	21
Tabla 1.7	Pr al datum de la arena “Hs” (Norte 1).....	22
Tabla 1.8	Pr al datum de la arena “Hi” (Norte 1)	23
Tabla 1.9	Pr al datum de la arena “U” (Norte 2).....	24
Tabla 1.10	Pr al datum de la arena “T” (Norte 2).....	25
Tabla 1.11	Pr al datum de la arena “Hs” (Norte 2).....	26
Tabla 1.12	Pr al datum de la arena “Hi” (Norte 2).....	27
Tabla 1.13	Pr al datum de la arena “Basal Tena” (Central).....	28
Tabla 1.14	Pr al datum de la arena “U” (Central).....	29
Tabla 1.15	Pr al datum de la arena “T” (Central).....	30
Tabla 1.16	Pr al datum de la arena “Hs” (Central).....	31
Tabla 1.17	Pr al datum de la arena “Hi” (Central).....	32
Tabla 1.18	Pr al datum de la arena “Basal Tena” (Sur).....	33
Tabla 1.19	Pr al datum de la arena “U” (Sur).....	34
Tabla 1.20	Pr al datum de la arena “T” (Sur).....	35
Tabla 1.21	Pr al datum de la arena “Hs” (Sur).....	36
Tabla 1.22	Pr al datum de la arena “Hi” (Sur).....	37
Tabla 1.23	Series y características de motores.....	55
Tabla 1.24	Tipo de motor de acuerdo a la capacidad de trabajo.....	55
Tabla 1.25	Tipo de motor de acuerdo al tipo de aislamiento.....	56
Tabla 1.26	Variación del voltaje para una misma potencia. Motor serie 540 a 50 Hz y 60 Hz.....	56
Tabla 1.27	Eficiencia de los tipos de separadores de gas.....	63
Tabla 1.28	Consumo de potencia para separadores de gas dinámicos.....	63
Tabla 1.29	Rangos de flujo para los separadores de gas.....	64
Tabla 1.30	Nomenclatura de las bombas de acuerdo a su diámetro.....	66

Tabla 2.1	Producción por Sistemas de Levantamiento de los pozos que producen a la Estación Sacha Norte 1.....	80
Tabla 2.2	Estado actual de los pozos que producen a la Estación Sacha Norte 1 al 31 de octubre de 2011.....	81
Tabla 2.3	Producción por Sistemas de Levantamiento de los pozos que producen a la Estación Sacha Norte 2.....	84
Tabla 2.4	Estado actual de los pozos que producen a la Estación Sacha Norte 2 al 31 de octubre de 2011.....	85
Tabla 2.5	Producción por Sistemas de Levantamiento de los pozos que producen a la Estación Sacha Central.....	87
Tabla 2.6	Estado actual de los pozos que producen a la Estación Sacha Central al 31 de octubre de 2011.....	88
Tabla 2.7	Producción por Sistemas de Levantamiento de los pozos que producen a la Estación Sacha Sur.....	90
Tabla 2.8	Estado actual de los pozos que producen a la Estación Sacha Sur al 31 de octubre de 2011	91
Tabla 2.9	Capacidad Tanques del Área Sacha.....	93
Tabla 2.10	Capacidad Separadores del Área Sacha.....	93
Tabla 2.11	Manifolds por estación del Área Sacha.....	94
Tabla 2.12	Situación actual de Reinyección del agua de formación para el Área Sacha.....	94
Tabla 2.13	Estado actual de los pozos reinyectores del Área Sacha.....	95
Tabla 2.14	Sistema de reinyección de agua del Área Sacha.....	95
Tabla 2.15	Tratamiento químico para la reinyección del agua.....	96
Tabla 2.16	Equipos del Sistema Power Oil (Sacha Norte 1).....	97
Tabla 2.17	Equipos del Sistema Power Oil (Sacha Central).....	98
Tabla 2.18	Equipos del Sistema Power Oil (Sacha Sur).....	99
Tabla 2.19	Equipos de generación eléctrica del Área Sacha.....	100
Tabla 2.20	Pozos inyectoros del Área Sacha.....	101
Tabla 2.21	Inyección acumulada de agua en el Área Sacha.....	101
Tabla 2.22	Equipos del sistema de inyección de agua.....	102
Tabla 2.23	Pozos seleccionados para cambio de sistema de levantamiento....	105
Tabla 2.24	Aspectos técnicos de los pozos seleccionados.....	107

Tabla 3.1	Factores de corrección por temperatura.....	129
Tabla 3.2	Datos para el diseño del sistema de bombeo electrosumergible para los pozos seleccionados del Área Sacha.....	136
Tabla 3.3	Resumen de los cálculos para el diseño del sistema de bombeo electrosumergible para los pozos seleccionados del Área Sacha....	140
Tabla 3.4	Resultado del diseño.....	143
Tabla 3.5	Incremento de producción de agua en los pozos seleccionados (Estación Sacha Norte 1)	144
Tabla 3.6	Incremento de producción de agua en los pozos seleccionados (Estación Sacha Norte 2).....	145
Tabla 3.7	Incremento de producción de agua en los pozos seleccionados (Estación Sacha Sur).....	146
Tabla 4.1	Parámetros de las curvas IPR de los pozos seleccionados.....	148
Tabla 4.2	Proyección propuesta.....	148
Tabla 4.3	Costos estimados de reacondicionamiento para cambio de sistema de levantamiento artificial a BES en el Área Sacha.....	152
Tabla 4.4	Costos de preproducción de los pozos seleccionados.....	153
Tabla 4.5	Análisis económico del proyecto.....	155
Tabla 4.6	Cronograma de trabajos propuestos	156
Tabla 4.7	Estimación de futuros reacondicionamientos.....	157
Tabla 4.8	Cálculo de la producción mensual (declinación de producción de 1.65% mensual).....	158
Tabla 4.9	Cálculo del VAN y TIR para 79.73 USD/BBL.....	159
Tabla 4.10	Cálculo del VAN y TIR para 90 USD/BBL.....	161
Tabla 4.11	Cálculo del VAN y TIR para 100 USD/BBL.....	163
Tabla 4.12	Parámetros del análisis económico.....	165

CONTENIDO DE FIGURAS

Figura 1.1	Ubicación del Área Sacha.....	2
Figura 1.2	Columna Estratigráfica del Área Sacha.....	7
Figura 1.3	Componentes del sistema de bombeo electrosumergible.....	46
Figura 1.4	Cabezal de pozo.....	47
Figura 1.5	Transformador Primario o Reductor.....	49
Figura 1.6	Transformador Secundario o Elevador.....	49
Figura 1.7	Caja de Unión o Venteo.....	50
Figura 1.8	Tablero de Control.....	51
Figura 1.9	Variador de Frecuencia (VSD).....	52
Figura 1.10	Motor electrosumergible.....	54
Figura 1.11	Tipos de cámara del protector.....	60
Figura 1.12	Tipos de separadores de gas.....	61
Figura 1.13	Bomba centrífuga multietapa.....	66
Figura 1.14	Curvas de comportamiento de las bombas.....	67
Figura 1.15	Estructura y tipos de cables de potencia.....	70
Figura 1.16	Cable de extensión (MLE).....	71
Figura 1.17	Sensor de fondo.....	72
Figura 1.18	Intake.....	73
Figura 1.19	Centralizador.....	74
Figura 1.20	Protectores de cable.....	75
Figura 1.21	Sujetadores de cable.....	76
Figura 3.1	Gráfico de solución gas-petróleo (Rs).....	117
Figura 3.2	Correlación de Standing para determinar Bo.....	118
Figura 3.3	Altura dinámica total (TDH).....	121
Figura 3.4	Gráfica de pérdidas de presión.....	123
Figura 3.5	Curvas de comportamiento de las bombas.....	125
Figura 3.6	Caída de voltaje en el cable.....	129

CONTENIDO DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1	Ajuste de presiones de la arena “Basal Tena” (Norte 1).....	19
Gráfico 1.2	Ajuste de presiones de la arena “U” (Norte 1).....	20
Gráfico 1.3	Ajuste de presiones de la arena “T” (Norte 1).....	21
Gráfico 1.4	Ajuste de presiones de la arena “Hs” (Norte 1).....	22
Gráfico 1.5	Ajuste de presiones de la arena “Hi” (Norte 1).....	23
Gráfico 1.6	Ajuste de presiones de la arena “U” (Norte 2).....	24
Gráfico 1.7	Ajuste de presiones de la arena “T” (Norte 2).....	25
Gráfico 1.8	Ajuste de presiones de la arena “Hs” (Norte 2).....	26
Gráfico 1.9	Ajuste de presiones de la arena “Hi” (Norte 2).....	27
Gráfico 1.10	Ajuste de presiones de la arena “Basal Tena” (Central).....	28
Gráfico 1.11	Ajuste de presiones de la arena “U” (Central).....	29
Gráfico 1.12	Ajuste de presiones de la arena “T” (Central).....	30
Gráfico 1.13	Ajuste de presiones de la arena “Hs” (Central).....	31
Gráfico 1.14	Ajuste de presiones de la arena “Hi” (Central).....	32
Gráfico 1.15	Ajuste de presiones de la arena “Basal Tena” (Sur).....	33
Gráfico 1.16	Ajuste de presiones de la arena “U” (Sur).....	34
Gráfico 1.17	Ajuste de presiones de la arena “T” (Sur).....	35
Gráfico 1.18	Ajuste de presiones de la arena “Hs” (Sur).....	36
Gráfico 1.19	Ajuste de presiones de la arena “Hi” (Sur).....	37
Gráfico 2.1	Producción de petróleo por método de levantamiento de los pozos que producen a la estación Sacha Norte 1.....	81
Gráfico 2.2	Producción de petróleo por método de levantamiento de los pozos que producen a la estación Sacha Norte 2.....	85
Gráfico 2.3	Producción de petróleo por método de levantamiento de los pozos que producen a la estación Sacha Central.....	88
Gráfico 2.4	Producción de petróleo por método de levantamiento de los pozos que producen a la estación Sacha Sur.....	90
Gráfico 4.1	Análisis Económico para 79.73 USD/BBL.....	159
Gráfico 4.2	Análisis Económico para 90 USD/BBL.....	161
Gráfico 4.3	Análisis Económico para 100 USD/BBL.....	163

RESUMEN

El presente proyecto, es un estudio Técnico-Económico que tiene como objetivo aprovechar el alto potencial que presentan los pozos con Bombeo Hidráulico, mediante el diseño y aplicación de un equipo Electrosumergible, con el fin de incrementar la producción del Área Sacha, operada por la empresa Río Napo, utilizando la información técnica disponible hasta 31 de octubre de 2011.

El Área Sacha, se encuentra ubicada en la parte Nororiental de la Región Amazónica, en la provincia de Orellana, conformada por cuatro estaciones de producción: Sacha Sur, Sacha Central, Sacha Norte 1 y Sacha Norte 2. El Área cuenta con 251 pozos perforados, de los cuales 152 se encuentran en producción por diferentes tipos de sistemas de producción, 75 pozos cerrados, 8 pozos reinyectores, 6 pozos inyectores y 10 pozos abandonados.

El sistema de levantamiento artificial que predomina en el Área, es el bombeo hidráulico con 82 pozos, además de 65 pozos con bombeo electrosumergible y 5 pozos a flujo natural.

Con el propósito de incrementar la producción de los pozos con alto potencial, y pozos cercanos a zonas pobladas, que están produciendo con Bombeo Hidráulico, se realiza un análisis de los historiales de producción, reacondicionamiento, comportamiento del reservorio, características del reservorio, cálculo de reservas remanentes y disponibilidad de equipos en superficie del Área en estudio.

Los pozos seleccionados son: SAC-115, SAC-135, SAC-147D, SAC-164D, SAC-218D, SAC-231D, SAC-234D, SAC-251D, SAC-259D y SAC-321D.

Las instalaciones actuales existentes en el Área Sacha, tienen la suficiente capacidad para reinyectar el incremento esperado en la producción de agua de

formación, que se generará producto de la ejecución del presente proyecto, todo con el fin de contrarrestar el impacto al ambiente.

Para finalizar, se realiza un análisis económico, que permite justificar la viabilidad del proyecto. Se realiza para diferentes precios del barril de petróleo; el valor de 79.73 USD/BBL, valor considerado para el presupuesto General del Estado del año 2012, y los valores de 90 USD/BBL y 100 USD/BBL considerados debido a las condiciones actuales 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 cercanos a zonas pobladas y del Área Sacha en general, para incrementar la producción, mediante la implementación del sistema de bombeo electrosumergible a pozos con sistema de bombeo hidráulico. Se recomiendan las operaciones de reacondicionamiento de los 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 presente estudio consta de 5 capítulos.

En el primer capítulo, se realiza una descripción de las características del Área Sacha (ubicación, geología, litología, estratigrafía, propiedades de la roca y fluidos, presiones, reservas, mecanismos de producción), y finalmente, se proporcionan conceptos fundamentales del bombeo electrosumergible, descripción de todas las partes del sistema, tanto del equipo de fondo como de superficie.

En el segundo capítulo, se realiza un análisis técnico para la selección de pozos, considerando la situación actual de los sistemas de producción, disponibilidad de equipos, historiales de producción y reacondicionamiento. Evaluación que permite seleccionar los pozos con alto potencial para el cambio de sistema de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible, con el fin de incrementar la producción.

En el tercer capítulo, se detalla el procedimiento para realizar el diseño de sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible para los pozos seleccionados.

En el cuarto capítulo, se realiza el análisis económico que justifica la ejecución del proyecto, exponiendo su rentabilidad. La inversión estimada inicial es de 6605000 USD, producto de la implementación de bombeo electrosumergible en los pozos seleccionados. La evaluación económica, se basa en los costos estimados de reacondicionamiento de cada pozo analizado, aclarando que se evalúan bajo las

condiciones menos prometedoras, para disminuir el riesgo de rentabilidad del proyecto.

Finalmente, en el quinto capítulo, se menciona un conjunto de conclusiones y recomendaciones a ser consideradas.

La implementación de este proyecto permite un incremento de 3748 BPPD que se incorpora a la producción total de Río Napo.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA SACHA Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

1.1. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA SACHA

1.1.1. INTRODUCCIÓN

El Área Sacha, operada por la empresa Río Napo, es una de las áreas petrolíferas más importantes del país, en cuanto a producción de hidrocarburos se refiere, con una producción de 49836 BPPD de 26.5° API y un BSW de 44.47%, según información obtenida en el mes de Octubre del 2011.

El Área Sacha fue descubierta por el Consorcio Texaco-Gulf, el 21 de Enero de 1969, mediante la perforación del pozo exploratorio Sacha-01, el cual alcanza una profundidad de 10160 pies, arrojando una producción promedio de 1328 BPPD de 29.9° API y un corte de agua (BSW) de 0.1%, provenientes del yacimiento Hollín Inferior.

La producción del Campo, se inicia en el 6 de julio de 1972, con una tasa promedio de 29269 BPPD. En el mes de noviembre del mismo año, alcanza la máxima producción registrada en el Área Sacha, 117591 BPPD en promedio. La producción con altos y bajos se mantuvo por sobre los 60000 BPPD hasta el año 1994, en adelante, ha declinado hasta la actualidad, en que su producción diaria es de 50000 BPPD.

A Octubre del 2011, en el Área Sacha se han perforado 251 pozos, de los cuales 152 pozos se encuentran produciendo por diferentes sistemas de producción, 5 pozos a flujo natural, 65 pozos con bombeo electrosumergible, y 82 pozos con bombeo Hidráulico; además de 75 pozos cerrados, 8 pozos reinyectores, 6 pozos inyectores y 10 pozos abandonados.

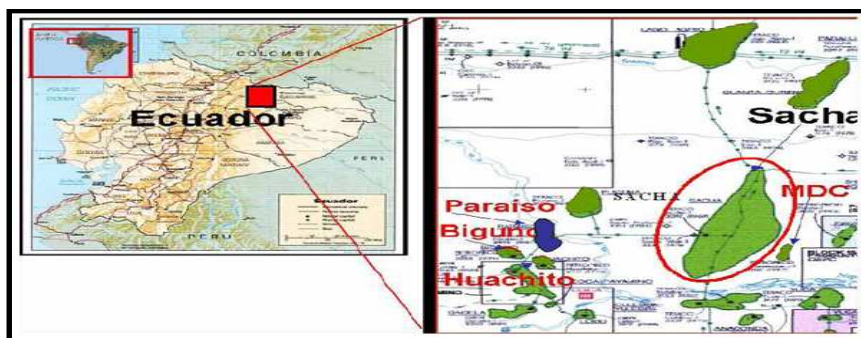
El Área Sacha, dispone de cuatro estaciones de producción: Sacha Norte 1, Sacha Norte 2, Sacha Central y Sacha Sur.

1.1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Área Sacha, está ubicada dentro del Cantón “La Joya de los Sachas”, Provincia de Orellana, al nororiente de la Región Oriental del Ecuador, situada en las coordenadas: Latitud Sur: 00° 11’ 00” a 00° 24’ 30 ” y Longitud Oeste: 76° 49’ 40” a 76° 54’ 16”. Tiene un ancho de 4 Km en la parte Norte, 8.5 Km en la parte Central y 6 Km en la parte Sur, y una longitud aproximada de 33 Km, comprendiendo una extensión areal de 166 Km², aproximadamente.

El Área Sacha, está limitada al Norte por las estructuras Palo Rojo, Ron, Eno y Vista; al Sur por el campo Culebra-Yulebra; al Este por los campos Mauro Dávalos Cordero (MDC), Limoncocha, Pacay y Shushufindi-Aguarico y al Oeste por los campos Paraíso, Pucuna y Huachito.

Figura 1.1 UBICACIÓN DEL ÁREA SACHA



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

1.1.3. ESTRUCTURA GEOLÓGICA

Geológicamente, el Área Sacha, se encuentra ubicada al Oeste del eje axial de la Cuenca Sedimentaria Cretácica Napo, ubicado en el corredor Sacha-Shushufindi.

La estructura, se encuentra en el lado elevado de la falla de tendencia NE-SO, conectándose en el Sur con la Cuenca Marañón y al Norte con la Cuenca Putumayo, la cual está ubicada al Este del Cinturón Andino.

Estructuralmente, consiste en un anticlinal asimétrico, producto de la compresión andina del Cretácico, que afecta al Área en forma diagonal de SO a NE, tiene una dirección NNE-SSO, hacia la mitad inferior tiene un rumbo aproximado N-S. La parte Sur del Área, está controlada por un sistema de fallamiento de dirección E-O, en esta parte del campo el cierre estructural es suave.

Bajo la estructura Sacha, se encuentra el anticlinal “Sacha Profundo” de posible edad Jurásico Inferior a Medio, que se plega a los depósitos paleozoicos y triásicos-jurásicos de la formación Sacha (Santiago).

La estructura Sacha, se forma en la primera etapa de inversión tectónica, en el Huroniano Terminal y el Maastrichtiano; el Área se encuentra dividida por una falla que se origina en el basamento, que posiblemente controla la deposición de sedimentos; esta falla llega hasta la Caliza M-2 con un salto de falla al nivel de la Formación Hollín de 10 a 35 pies al Norte, en el Centro del Área 10 pies y al Sur de 20 a 35 pies.

El Área Sacha, tiene un área de 32137 acres, bajo un cierre estructural de 240 pies a la base Caliza “A”, es decir, de bajo relieve, que es característico de los campos del oriente ecuatoriano.

Los principales reservorios del campo son: Hollín, Napo T, Napo U y Basal Tena, que se encuentran a profundidades promedio (DATUM) de 8975, 8765, 8530 y 7800 pies, respectivamente.

1.1.4. ESTRATIGRAFÍA

La Estratigrafía, consiste en estudiar las composiciones litológicas, propiedades geofísicas y geoquímicas, sucesiones originarias, relaciones de edad, distribución y contenido fosilífero de los cuerpos rocosos.

Se han realizado varios estudios del comportamiento estratigráfico del Área Sacha, los cuales consisten en el análisis de formas de los estratos y sus propiedades que van desde la superficie hasta las zonas de interés.

Se ha diseñado una columna base de la estratigrafía del Área, que permite obtener información sobre la era y edad geológica, ambiente de depositación, espesor promedio de las formaciones, formación a la que pertenece, litología, entre otros.

A continuación, se realiza una descripción de los estratos más importantes del Área Sacha:

1.1.4.1. Formación Orteguzza

Pertenece a la edad del Oligoceno dentro del período Paleógeno. Presenta un espesor promedio de 50 a 500 pies. El ambiente deposicional de esta formación es de agua Salobre a Marina.

1.1.4.2. Formación Tiyuyacu

Pertenece a la edad del Oligoceno al Eoceno. Presenta un espesor promedio de 100 a 1500 pies. El ambiente deposicional de esta formación es Continental.

1.1.4.3. Formación Tena

La formación Tena tiene un espesor promedio de 400 pies, y se encuentra subdividida en:

1.1.4.3.1. Tena Superior

Pertenece a la edad del Paleoceno, y constituye la base de la Era Cenozoica. El ambiente deposicional de esta formación es Continental.

1.1.4.3.2. Tena Inferior

La era Mesozoica tiene sus inicios en la Tena Inferior, además pertenece a la Edad Cretácica. El ambiente deposicional de esta formación es Continental a Marina Somera.

1.1.4.4. Formación Napo

Pertenece al período que va desde el Cretácico Medio al Cretácico Superior y marca el inicio de la Era Mesozoica. La formación Napo, tiene un espesor de 500 a 2500 pies de lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas. Muchos autores le dan a la formación Napo la categoría de “grupo”, y la dividen en cuatro miembros (formaciones) que corresponden a secuencias marinas de aguas poco profundas.

1.1.4.4.1. Napo Superior

La formación Napo Superior, incluye las Calizas “M-1” de la zona subandina, a las lutitas de Napo Superior y a las areniscas superiores de la Formación Napo (areniscas M-1). La base de la formación Napo Superior, está constituido por el último banco calcáreo de la Caliza “M-2”, mientras que su tope es la discontinuidad erosiva mayor de la base de la formación Tena, conocida como “Areniscas Basal Tena”.

1.1.4.4.2. Napo Medio

Esta formación, presenta las calizas “A” y las calizas “M-2”, sin las calizas “M-1”. La base de esta formación, está definida por la base del primer banco calcáreo

masivo de la Caliza "A", y su tope está definido por el tope del último banco masivo de las calizas "M-2". La formación Napo Medio, corresponde a dos secuencias de transgresión y progradación de plataforma carbonatada (caliza "A" y "M-2", respectivamente).

1.1.4.4.3. Napo Inferior

En el "grupo Napo", la formación Basal Napo se encuentra bajo la formación Napo Inferior, que incluye las calizas "B", las lutitas "U" y las areniscas "U". Su base está definido por el tope del último banco masivo de las areniscas "T", que coinciden generalmente con la base de un nivel lutítico intercalado entre las areniscas "T" y las calizas "B".

1.1.4.4.4. Napo Basal

Incluye la arenisca Basal, las lutitas negras y las areniscas "T". Su base está definida por el tope del último banco arenoso masivo de la formación Hollín, y su tope lo constituye el tope del último banco de areniscas masivas de la arenisca "T". En la zona subandina en el suroriente, el tope de las areniscas basales comprende un nivel calcáreo llamado calizas "C".

En las mismas zonas, la parte superior de las lutitas Napo Basal, están constituidas por una secuencia o estrato creciente de margas y calizas, que se denominan calizas "T", debido a su cercanía con las arenas "T".

1.1.4.5. Hollín

Es la base de la Edad del Cretácico dentro de la Era del Mesozoico, pertenece a un ambiente deposicional Marino Transgresivo. Las areniscas gruesas de la parte inferior son Continentales, en tanto, las areniscas finas de la parte superior pertenecen a un ambiente Marino Litoral.

Figura 1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL ÁREA SACHA

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL CAMPO SACHA										
ERA	PERIODO	FORMACIÓN	ESPESOR FORMACIÓN (m)	ESP. FORMACIÓN (ft)	ESPEZOR	AMBIENTE	LITOLOGÍA	DESCRIPCIÓN		
CENOZOICO	PALEOGENO	ORTEGUAZA		5,312'		CONTINENTAL MARINO		lutitas semiduras, semifisiles, gris a gris verde claro.		
								Limolitas blanquechas.		
						900'		Areniscas cuarzosas, translúcidas a transparentes, friable, grano fino a medio.		
		TIYUYACU		6,212'		FLUVIAL		Arenisca cuarzosa, translúcida, grano muy fino a fino, cemento silicio.		
							Arenisca conglomerática, clastos de cuarzo.			
							Arcillolitas grises, café ladrillo, moteado de blanco.			
							Conglomerados con clastos de chert, cemento arcilloso.			
	MEZOZOICO	CRETACICO	TENA		7,827'		CONTINENTAL		Variedad de arcillitas: rojizo café, gris moteada de blanco, limolita multicolor, café, rojiza amarilla, marrón verde claro, moderadamente suave.	
							840'		Arenisca cuarzosa, translúcida, grano fino a grueso subangular a subredondeado, cemento silicio, regular porosidad buena saturación de Hc. *API de 26	
									Basal Tena	
		NAPO		8,667'		MARINO		Lutita gris, oscura a negra, laminar, astillosa.		
							Caliza gris a gris negra.			
							Caliza, blanca, crema, masiva, tizosa.			
							Arenisca cuarzosa translúcida, grano fino a medio.			
		CAL "A"	9,272'	60'			Caliza gris obscura, medio dura a dura, blacosa, ligeramente fosilífera.			
		ARE. "U" INF	9,332'	195'			Arenisca, grano fino.			
		CAL. "B"	9,527'	30'			Caliza dura, gris clara a crema.			
		ARE. "T"	9,557'	50'			Arenisca cuarzosa, gris clara, friable, grano fino-medio bien seleccionado.			
		ARE "T" INF	9,607'	175'			Lutita negra dura.			
	HOLLIN		9,782'		218'	CONTINENTAL		Caliza dura, negra, piritizada.		
	P.T.		10,000'					Arenisca cuarzosa, grano fino medio, cemento silicio, bueno saturado de Hc.		

S.T.Y. Nov-2000

ARCH: D:/IBM/Datacad/Columna-lito Sacha

FUENTE: Departamento de Geociencias, RÍO NAPO.

1.1.5. CONTINUIDAD DE LAS ARENAS

La descripción de la continuidad de las arenas en el Área en estudio, se hace en referencia a los mapas de espesores de las arenas, presentes en el Anexo No.1.

1.1.5.1. Formación “Hollín”

En la parte Norte del campo, se encuentran los menores espesores, cuyos valores oscilan entre 40 y 100 pies; en esta parte del campo, el espesor disminuye desde el Sur hacia el Norte. En la parte Central del campo, especialmente hacia el Oeste (parte más elevada de la estructura), se encuentran los mayores espesores de esta arena, cuyos valores se encuentran entre 120 y 180 pies; hacia el Este disminuye el espesor hasta 80 pies, aproximadamente. En la parte Sur del campo, los espesores oscilan entre 100 y 140 pies; el espesor de esta arena disminuye desde el Norte hacia el Sur. La arena “Hollín” se encuentra presente a lo largo de toda el Área Sacha.

1.1.5.2. Formación Napo “T”

Debido a que la arena “T” es discontinua a lo largo de todo el campo, no se puede generar un mapa de espesores confiable, que pueda determinar la distribución de espesores para esta arena. El rango de espesores que se maneja para esta arena, está entre 0 pies a 75 pies, aproximadamente.

1.1.5.3. Formación Napo “U”

En la parte Norte del campo, la arena “U” en su mayor parte, presenta pequeños espesores (0 pies a 10 pies). Existen zonas donde el espesor de esta arena oscila entre 20 pies y 40 pies, aproximadamente. La arena “U” no es continua en la parte Norte del Área Sacha, debido a que existen zonas donde desaparece esta arena.

En la parte Central del campo, se presentan los mayores espesores, los valores oscilan entre 30 y 70 pies; por otro lado, hacia la parte Oeste, se tienen menores

espesores, cuyos valores están entre 0 pies y 20 pies. La arena “U” es continua en la parte Central del campo, a excepción de pequeños sectores aislados, especialmente hacia el Oeste.

En la parte Sur del campo, la arena “U” tiene espesores entre 20 pies y 60 pies en la mayoría de los pozos, a excepción de los pozos que se encuentran hacia el sur, donde tienen espesores entre 0 pies y 10 pies.

1.1.5.4. Formación “Basal Tena”

En la parte Norte del campo, la arena “Basal Tena” en su mayor parte es discontinua, presenta espesores entre 0 pies y 4 pies. En algunas zonas, tiene espesores entre 5 pies y 12 pies.

En la parte Central del campo, especialmente en la parte Oeste (parte más elevada de la estructura), se presenta el mayor espesor de esta arena, entre 5 pies hasta 20 pies (SAC-99); el espesor disminuye hacia el Este, donde se tiene valores de 0 pies hasta 4 pies. La arena “Basal Tena” es continua en esta parte del campo, a excepción de pequeños sectores aislados, localizados especialmente hacia el Este.

En la parte Sur del campo, la arena “Basal Tena” es continua en la parte Oeste, con espesores que van desde 1 pie hasta 12 pies. Por otro lado, en parte Este, se tiene un gran número de pozos que no tienen esta arena.

1.1.6. LITOLOGÍA

En esta sección, se realiza la descripción litológica de las principales arenas productoras del Área Sacha; en orden de importancia, la principal formación dentro del Área es la formación Hollín, siguen la formación Napo U, Napo T, y en menor importancia la formación Basal Tena.

1.1.6.1. Formación “Hollín”

1.1.6.1.1. Hollín Superior

De edad Albiano Inferior, consiste en una arenisca cuarzosa-glauconítica, parda oscura, gris oscura, gris verdosa, translúcida, consolidada, de grano muy fino, subredondeada, subangular, buena selección, matriz arcillosa, cemento silicio, con inclusiones de glauconita y clorita, tiene interestratificaciones de lutitas negras, ligeramente calcáreas, duros esquistos están mezclados en la estratificación con la arenisca.

1.1.6.1.2. Hollín Inferior

De edad Aptiano Medio (base) a Albiano Inferior (tope), está constituida por una arenisca blanca cuarzosa, parda no muy oscura, consolidada, de grano mediano a grueso, matriz y cemento silicio, subredondeada a subangular, buena selección, con inclusiones de carbón, ámbar, caolín y con ocasionales intercalaciones de niveles limosos y arcillosos.

1.1.6.2. Formación Napo

1.1.6.2.1. Napo “U” Superior

De edad Cenomaniano, está constituida por una arenisca cuarzosa, principalmente glauconíticas y arcillosas, blanca, translúcida, transparente, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano fino a medio, matriz calcárea, cemento silicio, inclusiones de glauconita y pirita, trazas de gilsonita.

1.1.6.2.2. Napo “U” Inferior

De edad Cenomaniano, está constituida por una arenisca cuarzosa, marrón, café clara, friable, de grano fino a muy fino, subredondeada a subangular,

ocasionalmente grano medio, regular selección, cemento silicio, fluorescencia amarillo-blanquecino, corte lento, residuo café claro.

1.1.6.2.3. Napo “T” Superior

De edad Albiano Superior a Inferior, es una arenisca cuarzosa, gris, translúcida, grano muy fino a fino, matriz y cemento calcáreos, inclusiones de glauconita, manchas de hidrocarburo café oscuro, corte instantáneo, residuo café claro.

Esta arenisca es más discontinua y heterogénea que la Formación Napo “T” Inferior.

1.1.6.2.4. Napo “T” Inferior

De edad Albiano Superior a Inferior, está constituida por una arenisca cuarzosa, marrón, café clara, cemento calcáreo, traslúcida a transparente, grano medio a fino, localmente grano grueso, corte rápido, residuo café muy claro. Forma la sección arenosa de la secuencia Napo T de mayor continuidad vertical y lateral, es usualmente gris o marrón, pero en ciertos lugares es verdusco debido a la presencia de glauconita.

1.1.6.3. Formación “Basal Tena”

Constituida por areniscas cuarzosas, translúcida, subangular, subredondeada, regular clasificación, cemento calcáreo, fluorescencia amarillo-blanquecino, corte lento, residuo café claro.

Mayoritariamente, está formado por secuencias de grano fino a muy fino y secuencias de grano fino a medio, y en algunas regiones grano grueso, lo que indica un desarrollo de forma irregular, propiciando la formación de estratos lenticulares o trampas estratigráficas.

1.1.7. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA ROCA Y EL FLUIDO DEL ÁREA SACHA

1.1.7.1. Características y Propiedades de las Rocas Productoras

Las características y propiedades promedias de las rocas productoras del Área Sacha, se detallan en la tabla 1.1.

Tabla 1.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS ROCAS RESERVORIO DEL ÁREA SACHA

Parámetro	Reservorios				
	Hollín Superior	Hollín Inferior	T	U	Basal Tena
Porosidad, Φ (%)	14.2	17.1	14.5	16.7	18.2
Temperatura de formación, (°F)	225	225	216	211	181
Profundidad promedio, (pies)	-8975	-8975	-8765	-8530	-7800
Espesor neto promedio, (pies)	10-40	30-130	23-65	22-86	9-12
Saturación de agua, S_w (%)	30-40	30-40	15-20	20-25	23.2
Factor de Recobro, F_r (%)	32.33	32.33	38.26	39.92	20.84
Permeabilidad, K (md)	130	350	240	425	433

FUENTE: Ingeniería de Campo - Área Sacha. RÍO NAPO.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

1.1.7.2. Características y Propiedades de los Fluidos

Las características y propiedades promedias de los fluidos presentes en los principales yacimientos del Área Sacha, se detallan en la tabla 1.2.

Tabla 1.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DEL ÁREA SACHA

Parámetro	Reservorios				
	Hollín Superior	Hollín Inferior	T	U	Basal Tena
Presión Inicial, P_i (psi)	4450	4450	4146	4054	3587
Presión de Burbuja, P_b (psi)	550	78	1310	1170	807
Gravedad específica del petróleo, ($^{\circ}$ API)	27.3	29.0	30.3	26.7	24.1
Factor volumétrico inicial de petróleo, Bo_i (BL/BF)	1.1334	1.1625	1.3726	1.2302	1.096
Gravedad específica del gas, γ_g	1.3511	1.5767	1.2518	1.1324	1.099
Salinidad Cl, (ppm)	1000 - 4000	<1000	10000 - 20000	20000 - 25000	18000 - 30000
Viscosidad del agua, μ_w (cp)	0.2-0.3	0.2-0.3	0.2-0.3	0.2-0.3	0.2-0.3
Viscosidad del petróleo, μ_o (cp)	1.4	3.7	1.6	1.8	2.5
Contenido de azufre, (%)	1.1	0.4	0.9	1.2	-
Relación Gas-Petróleo, GOR (PCS/BF)	124	24	436	270	150
Saturación de agua inicial, Sw_i (%)	30-40	30-40	15-20	20 -25	25.1
Compresibilidad del petróleo, c_o , ($\times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$)	9.2	5.7	9.02	8.02	7.0

FUENTE: Ingeniería de Campo - Área Sacha. RÍO NAPO.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

1.1.8. RESERVAS

“Reservas son volúmenes de hidrocarburos existentes en un yacimiento que son factibles de recuperación”¹ a lo largo de su vida útil, y por lo tanto, es importante calcular y analizar el comportamiento de drenaje de los reservorios frente al Área limitada por los mismos.

¹ Glosario de la Industria Hidrocarburífera, PETROECUADOR 2001.

1.1.8.1. Petróleo Original en Sitio (POES)

“Es la cantidad estimada de barriles de petróleo crudo existente en depósitos que están produciendo, 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

En el Área Sacha, el Petróleo Original en Sitio (POES) total calculado es de 3501 millones de barriles (tabla 1.3), los cuales están distribuidos de la siguiente manera:

- En la formación Hollín con el 61.05%
- En la Formación Napo (U y T) con el 35.59%, y
- En la Formación Basal Tena con el 3.36%.

1.1.8.2. Petróleo En Sitio Probado

Es el volumen de hidrocarburos debido a reinterpretaciones geológicas, de ubicación del contacto agua-petróleo (CAP), conforme se ha desarrollado el campo.

1.1.8.3. 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.

Existen varias técnicas para determinar reservas entre las cuales tenemos:

- Método Volumétrico.
- Curvas de Declinación de la producción.

² Douglas M. Considine, 1977.

³ Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana, ARPEL.

- Balance de Materiales
- Simulación matemática, entre otros.

Para determinar el volumen recuperable de hidrocarburo, 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 Recuperación

Se puede decir que las Reservas Probadas son una fracción del POES.

Las reservas probadas se han estimado en 1205 millones de barriles (tabla 1.3), con un factor de recobro promedio de 34.42 %.

1.1.8.4. Reservas Probables

“Es el volumen de hidrocarburos, medido a condiciones de superficie, que de acuerdo con 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.

1.1.8.5. Reservas Remanentes

Es el volumen de hidrocarburo recuperable a cualquier fecha posterior al inicio de la producción, que todavía permanece en el yacimiento.

1.1.8.6. Reservas Actuales del Área Sacha

⁴ Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana, ARPEL.

El Área Sacha, es una de las áreas hidrocarburíferas más grandes e importantes del país, tanto por sus reservas y producción. El Área, tiene un Petróleo Original en Sitio (POES) de 3501 millones de barriles, reservas probadas de 1205 millones de barriles y reservas remanentes de 430 millones de barriles. En la tabla 1.3, se proporciona información detallada del POES, factores de recobro, reservas probadas, producción acumulada y reservas remanentes para cada yacimiento.

Tabla 1.3 RESERVAS DE PETRÓLEO EN EL ÁREA SACHA APROBADAS POR LA ARCH

RESERVAS DE PETRÓLEO DEL ÁREA SACHA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010						
ARENA	PETRÓLEO IN SITU (Bis)	FACTOR DE RECOBRO (%)	DECLINACIÓN ANUAL (%)	RESERVAS PROBADAS (Bis)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BLS)	RESERVAS REMANENTES (Bis)
Basal Tena	117,685,666	20,84	7,94	24,527,100	18,450,600	6,076,500
Napo U	762,615,924	39,92	13,44	304,436,277	201,542,353	102,893,924
Napo T	483,325,941	38,26	8,56	184,920,505	90,072,205	94,848,300
Hollín	2,137,516,953	32,23	11,53	691,059,231	465,097,737	225,961,494
TOTAL	3,501,144,484	-	-	1,204,943,113	775,162,896	429,780,217

FUENTE: Departamento de Reservorios. RÍO NAPO.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

1.1.9. PRESIONES DE LOS YACIMIENTOS

1.1.9.1. Presiones Iniciales

Las presiones iniciales para el campo Sacha fueron de 3584 psi para la arena “Basal Tena”, 4054 psi para la arena Napo “U”, 4146 psi para la arena Napo “T” y 4450 psi para las arenas “Hollín”. Las presiones iniciales de las arenas “Hollín Superior” y “Hollín Inferior” son las mismas, debido a que existe comunicación hidráulica entre estas arenas.

1.1.9.2. Presiones Actuales

Para el cálculo de la presión actual (31 de Octubre de 2011) de las arenas productoras del Área en estudio, se realiza una proyección, considerando los valores de las presiones estáticas, obtenidos de los archivos de pruebas de restauración de presión (Anexo No.10).

Todos los datos de presión deben ser corregidos al nivel de referencia (DATUM), correspondiente a cada arena.

El proceso matemático que se lleva a cabo es posible mediante la utilización de las siguientes ecuaciones:

$$Pr_{Datum} = Pr_{sensor} + \Delta P \quad (1.2)$$

$$Grad. \text{ fluido} = 0.433 \times [\rho_o \times (1 - BSW) + \rho_w \times (BSW)] \quad (1.3)$$

$$\Delta H = (Datum + MR) - Prof. \text{ sensor} \quad (1.4)$$

$$\Delta P = Grad. \text{ fluido} \times \Delta H \quad (1.5)$$

Donde:

Pr → Presión estática del yacimiento, (psi)

ρ_o → Gravedad específica del petróleo, (adimensional)

ρ_w → Gravedad específica del agua, (adimensional)

BSW → Sedimentos básicos y agua, (fracción)

MR → Elevación de la mesa rotaria sobre el nivel del mar, (pies)

$Prof. \text{ sensor}$ → Profundidad del sensor, (pies)

Ejemplo de cálculo para el pozo SAC-01 (arena Ui)

$$Grad. \text{ fluido} = 0.433 \times [\rho_o \times (1 - BSW) + \rho_w \times (BSW)]$$

$$Grad. \text{ fluido} = 0.433 \times [0.887 \times (1 - 0.061) + 1.03 \times (0.061)]$$

$$Grad. \text{ fluido} = 0.3879 \text{ (psi/pie)}$$

$$\Delta H = (\text{Datum} + MR) - \text{Prof.}_{\text{sensor}}$$

$$\Delta H = (8530 + 897) - 9264$$

$$\Delta H = 163 \text{ pies}$$

$$\Delta P = \text{Grad.}_{\text{fluido}} \times \Delta H$$

$$\Delta P = 0.3879 \times 163$$

$$\Delta P = 63.23 \text{ psi}$$

$$\text{Pr Datum} = \text{Pr}_{\text{sensor}} + \Delta P$$

$$\text{Pr Datum} = 1245 + 63.23$$

$$\text{Pr Datum} = 1308.23 \text{ psi}$$

Como resultado de este proceso, se obtienen las presiones estáticas corregidas al nivel de referencia, para cada una de las arenas productoras.

1.1.9.2.1. Estación Sacha Norte 1

1.1.9.2.1.1. Arena "Basal Tena"

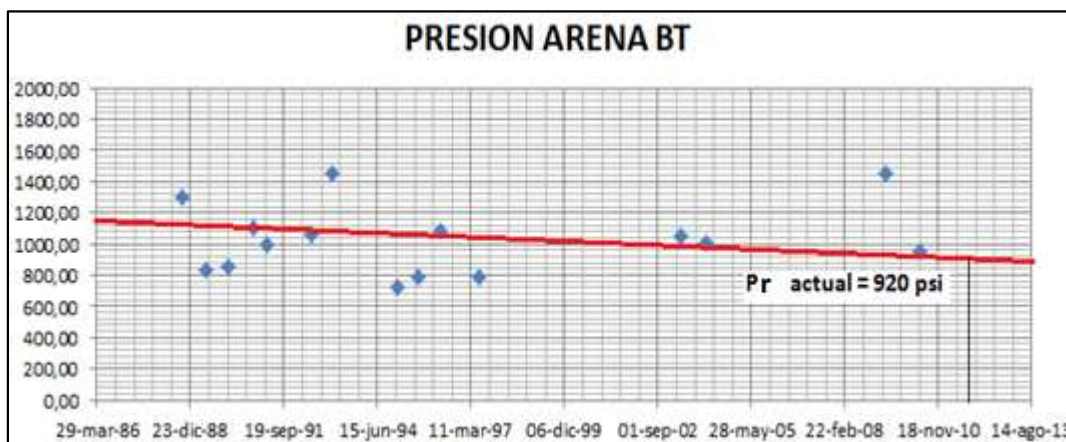
Tabla 1.4 Pr AL DATUM DE LA ARENA "BASAL TENA"

POZO	FECHA	Pr al Datum (Psi)
SAC-8	25-sep-88	1296,04
SAC-96	06-jun-89	837,70
SAC-85	06-feb-90	850,04
SAC-8	23-oct-90	1102,64
SAC-85	25-mar-91	1000,76
SAC-8	17-jul-92	1060,40
SAC-21	13-feb-93	1454,76
SAC-85	15-ene-95	724,22
SAC-96	01-sep-95	787,78
SAC-8	24-abr-96	1077,62
SAC-96	07-jun-97	783,71
SAC-8	09-may-03	1049,07
SAC-105	05-feb-04	1004,22
SAC-85	28-abr-09	1454,75
SAC-136	06-may-10	955,61

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.1 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA “BASAL TENA”



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Norte 1, la presión actual de la arena “Basal Tena” es de 920 psi, cercano a su punto de burbuja ($P_b=807$ psi).

1.1.9.2.1.2. Arena “U”

Tabla 1.5 Pr AL DATUM DE LA ARENA “U”

POZO	FECHA	Pr Datum (psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (psi)
SAC-3	06-jul-87	1872,26	SAC-59	27-abr-96	2553,37
SAC-6	11-abr-88	1212,15	SAC-59	21-sep-96	1915,04
SAC-6	07-dic-88	1228,16	SAC-70	08-nov-96	1588,46
SAC-6	15-dic-88	1305,35	SAC-74	04-abr-97	1472,00
SAC-6	12-dic-89	1184,61	SAC-74	08-jul-97	1578,12
SAC-6	13-mar-90	1126,69	SAC-74	17-jul-97	1342,00
SAC-6	13-mar-90	1107,61	SAC-74	18-jul-97	1049,00
SAC-6	09-jun-90	816,32	SAC-74	22-jul-97	1277,81
SAC-6	17-feb-91	1150,29	SAC-74	05-sep-97	1272,00
SAC-8	30-mar-91	1779,29	SAC-77	29-mar-98	1329,05
SAC-10	19-jun-91	1202,15	SAC-77	11-abr-98	1316,67
SAC-10	19-feb-92	2034,92	SAC-77	27-sep-00	1638,86
SAC-10	20-mar-92	1798,60	SAC-85	17-jul-02	1317,00
SAC-10	18-jun-92	2022,58	SAC-102	07-dic-04	1374,84
SAC-10	19-jul-93	1656,97	SAC-107	19-ene-08	2055,86
SAC-10	26-sep-93	1994,67	SAC-120	14-ago-08	1568,87
SAC-10	14-oct-93	2073,82	SAC-120	05-sep-08	1967,35
SAC-21	20-oct-93	1594,09	SAC-126	16-nov-08	1338,39

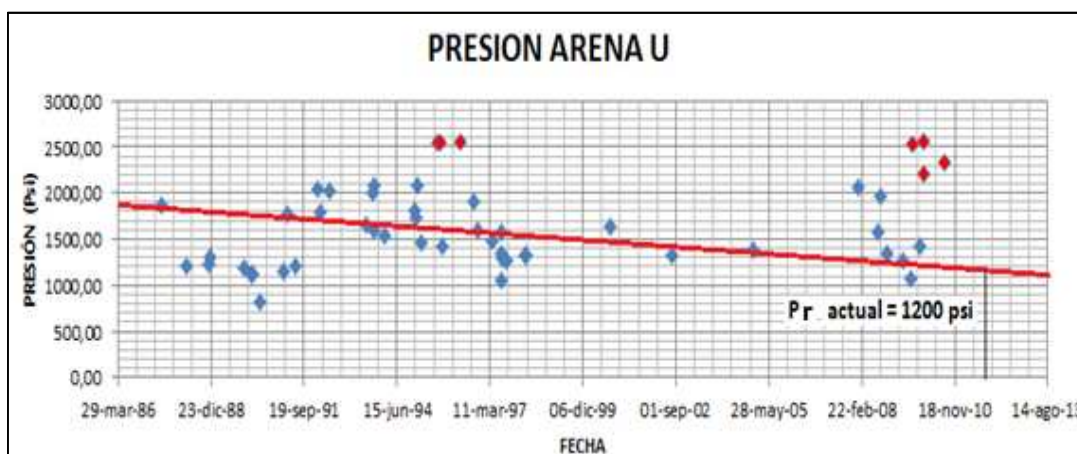
CONTINUACIÓN TABLA 1.5.

POZO	FECHA	Pr Datum (psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (psi)
SAC-22	02-feb-94	1535,88	SAC-133	15-may-09	1274,60
SAC-23	22-dic-94	1813,96	SAC-133	04-ago-09	1075,45
SAC-31	08-ene-95	1723,21	SAC-150D	19-ago-09	2529,47
SAC-33	27-ene-95	2082,04	SAC-162	09-nov-09	1418,75
SAC-39	11-mar-95	1456,18	SAC-169D	17-dic-09	2558,99
SAC-50	25-ago-95	2546,23	SAC-205D	19-dic-09	2206,91
SAC-50	26-sep-95	2547,63	SAC-229D	30-jul-10	2331,33
SAC-51	20-oct-95	1415,79			

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.2 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA “U”



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Norte 1, la presión actual de la arena "U" es de 1200 psi, cercano a su punto de burbuja ($P_b=1170$ psi).

Los pozos SAC-50, SAC-59, SAC-150D, SAC-169D, SAC-205D y SAC-229D, presentan presiones mayores a 2000 psi, debido a la influencia de los pozos inyectores cercanos.

1.1.9.2.1.3. Arena "T"

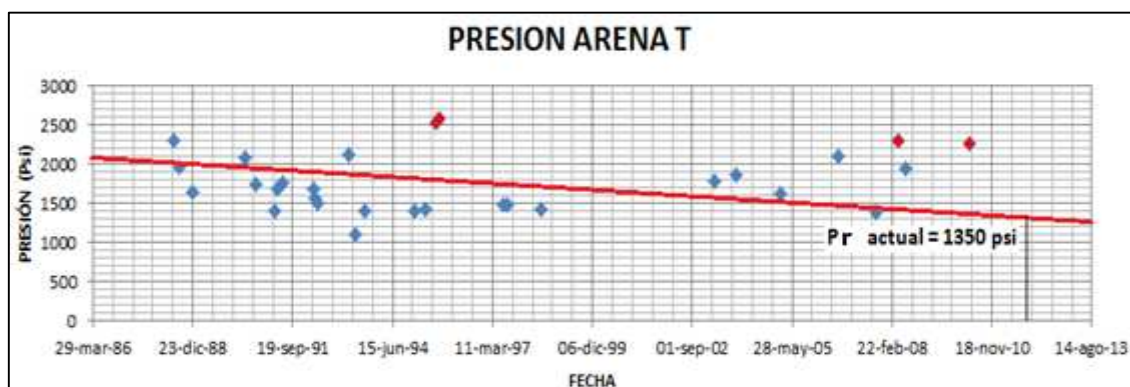
Tabla 1.6 Pr AL DATUM DE LA ARENA "T"

POZO	FECHA	Pr Datum (psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (psi)
SAC-50	15-jun-88	2292,47	SAC-74	08-may-95	1424,33
SAC-3	05-ago-88	1950,36	SAC-50	24-ago-95	2520,38
SAC-70	21-dic-88	1631,13	SAC-59	24-sep-95	2573,47
SAC-51	04-jun-90	2081,53	SAC-51	26-jun-97	1474,61
SAC-10	15-sep-90	1734,96	SAC-31	04-ago-97	1482,88
SAC-39	28-mar-91	1392,53	SAC-9	08-jul-98	1414,51
SAC-10	20-abr-91	1681,58	SAC-51	12-abr-03	1775,53
SAC-74	16-jun-91	1750,16	SAC-102	15-nov-03	1847,13
SAC-20	17-abr-92	1670,75	SAC-12	31-ene-05	1622,90
SAC-102	25-abr-92	1560,34	SAC-50	09-sep-06	2086,41
SAC-20	30-may-92	1484,67	SAC-133	20-sep-07	1370,08
SAC-3	28-mar-93	2115,32	SAC-10	23-abr-08	2289,45
SAC-74	12-jun-93	1094,81	SAC-23	05-jul-08	1936,46
SAC-51	16-sep-93	1393,86	SAC-180D	06-abr-10	2254,31
SAC-102	25-ene-95	1399,77			

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.3 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA "T"



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Norte 1, la presión actual de la arena "T" es de 1350 psi, cercano a su punto de burbuja ($P_b=1310$ psi).

Los pozos SAC-10, SAC-50, SAC-59 y SAC-180D, presentan presiones entre 2200 psi y 2500 psi, debido a la influencia de los pozos inyectoros cercanos.

1.1.9.2.1.4. Arena "Hollín Superior"

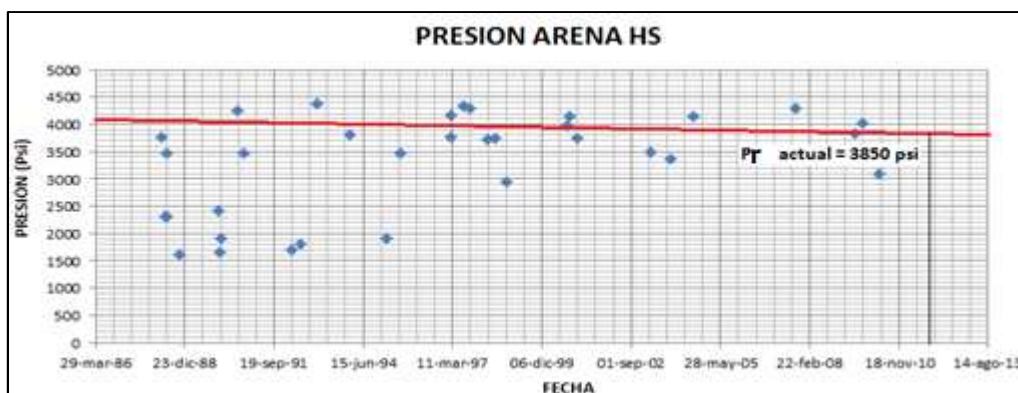
Tabla 1.7 Pr AL DATUM DE LA ARENA "Hs"

POZO	FECHA	Pr Datum (psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (psi)
SAC-21	07-abr-88	3777,88	SAC-10	24-feb-97	3771,63
SAC-70	18-may-88	2310,21	SAC-31	14-jul-97	4331,20
SAC-70	30-may-88	2314,82	SAC-31	17-sep-97	4288,78
SAC-10	08-jun-88	3481,31	SAC-10	08-abr-98	3725,42
SAC-103	23-oct-88	1615,26	SAC-115	27-jun-98	3746,36
SAC-51	12-ene-90	2426,35	SAC-10	09-nov-98	2943,30
SAC-70	16-ene-90	1664,36	SAC-162	21-sep-00	3980,92
SAC-31	29-ene-90	1908,90	SAC-161	06-oct-00	4144,77
SAC-115	06-ago-90	4250,88	SAC-161	12-ene-01	3736,82
SAC-114	13-oct-90	3463,95	SAC-31	08-abr-03	3487,25
SAC-12	31-mar-92	1703,31	SAC-127	23-nov-03	3373,82
SAC-31	11-jul-92	1804,04	SAC-161	28-jul-04	4150,95
SAC-39	12-ene-93	4389,61	SAC-163D	14-sep-07	4297,29
SAC-31	17-ene-94	3799,81	SAC-205D	21-jul-09	3838,50
SAC-7	09-mar-95	1909,89	SAC-163D	01-oct-09	4028,49
SAC-31	02-ago-95	3465,82	SAC-31	08-abr-10	3095,04
SAC-10	19-feb-97	4161,82			

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.4 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA "Hs"



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Norte 1, la presión actual de la arena “Hs” es de 3850 psi, mayor que su punto de burbuja ($P_b=550$ psi).

1.1.9.2.1.5. Arena “Hollín Inferior”

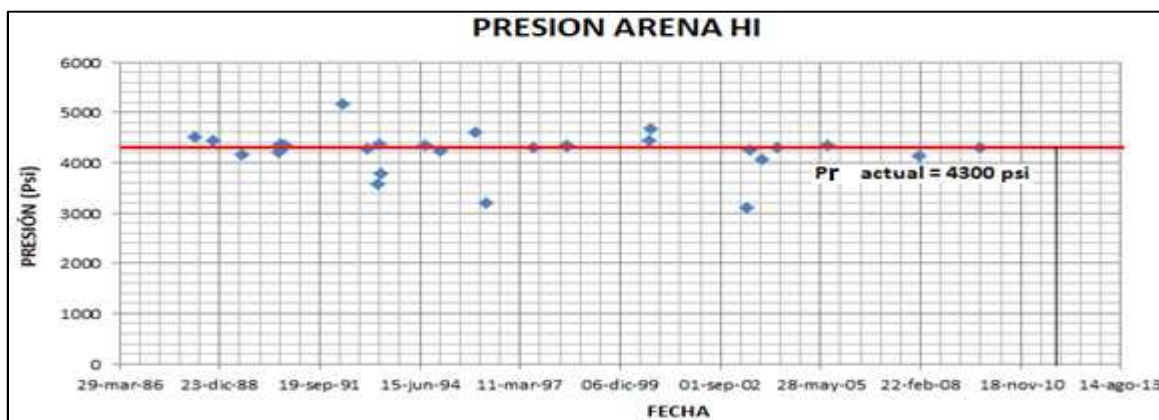
Tabla 1.8 Pr AL DATUM DE LA ARENA “Hi”

POZO	FECHA	Pr Datum (psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (psi)
SAC-7	13-abr-88	4505,13	SAC-133	21-dic-95	4598,90
SAC-103	18-oct-88	4436,32	SAC-107	13-abr-96	3205
SAC-7	01-ago-89	4153,11	SAC-53	20-jul-97	4291,68
SAC-115	04-ago-90	4220,13	SAC-133	28-jun-98	4331,18
SAC-115	18-ago-90	4364,59	SAC-133	28-jun-98	4340,18
SAC-114	05-oct-90	4331,23	SAC-162	17-sep-00	4442,54
SAC-114	08-oct-90	4360,57	SAC-161	02-oct-00	4672,20
SAC-53	07-may-92	5175,91	SAC-127	16-may-03	3101,26
SAC-39	10-ene-93	4278,44	SAC-161	23-jun-03	4244,84
SAC-22	26-abr-93	3568,54	SAC-127	24-oct-03	4065,96
SAC-115	03-may-93	4372	SAC-163D	20-mar-04	4303,87
SAC-70	16-may-93	3799,04	SAC-163D	03-ago-05	4341,22
SAC-133	04-ago-94	4346,82	SAC-147D	31-ene-08	4135,94
SAC-135	04-ene-95	4229,62	SAC-147D	07-oct-09	4304,12

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.5 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA “Hi”



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Norte 1, la presión actual de la arena “Hi” es de 4300 psi, mayor que su punto de burbuja ($P_b=78$ psi).

1.1.9.2.2. Estación Sacha Norte 2

1.1.9.2.2.1. Arena “U”

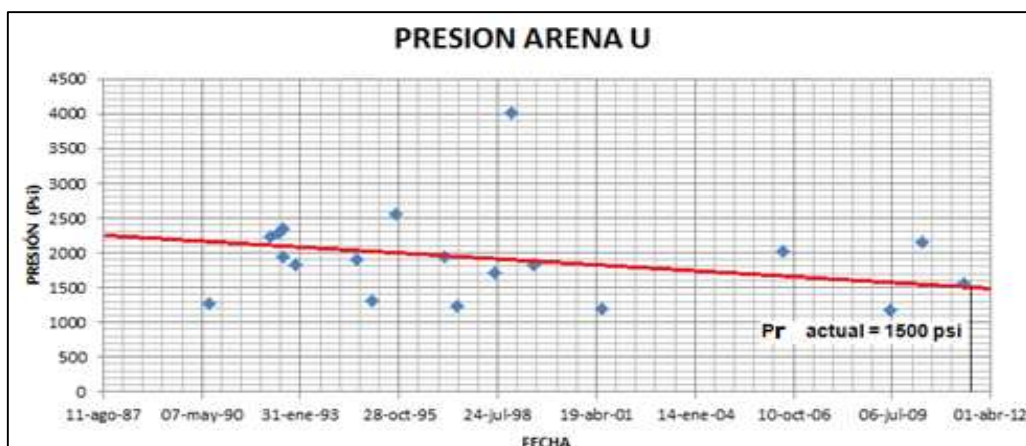
Tabla 1.9 Pr AL DATUM DE LA ARENA “U”

POZO	FECHA	Pr Datum (psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (psi)
SAC-93	20-jul-90	1265	SAC-93	13-jun-97	1239
SAC-125	01-abr-92	2227,14	SAC-143	21-jun-98	1721,66
SAC-121	26-jun-92	2293,81	SAC-58	08-dic-98	4016,32
SAC-125	12-ago-92	1937,57	SAC-117	30-jul-99	1832,07
SAC-125	14-ago-92	2347,64	SAC-93	19-jun-01	1191,33
SAC-117	17-dic-92	1828,03	SAC-177D	26-jun-06	2014,06
SAC-117	27-ago-94	1902,08	SAC-174D	20-jun-09	1170,99
SAC-93	04-feb-95	1301,91	SAC-217D	08-may-10	2161,62
SAC-58	26-sep-95	2564,21	SAC-263D	30-jun-11	1555,52
SAC-66B	03-feb-97	1935,81			

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.6 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA “U”



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Norte 2, la presión actual de la arena "U" es de 1500 psi, relativamente cercana a su punto de burbuja ($P_b=1170$ psi).

1.1.9.2.2.2. Arena "T"

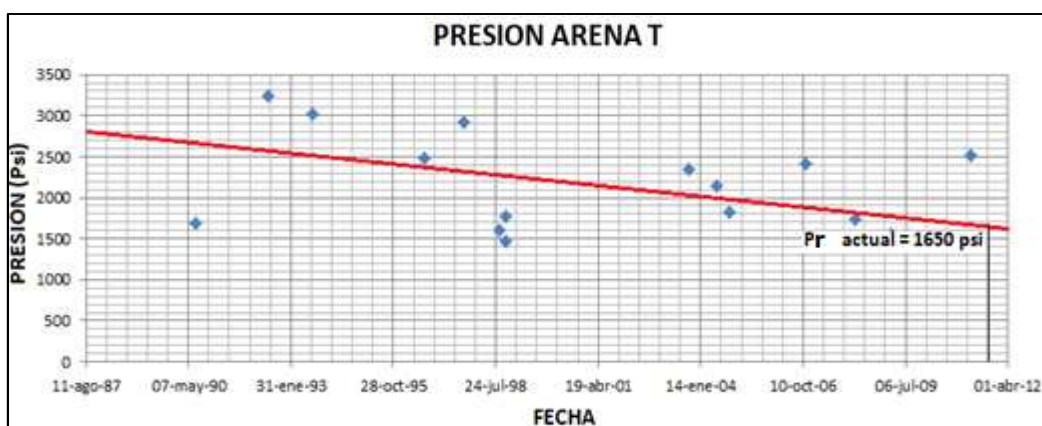
Tabla 1.10 Pr AL DATUM DE LA ARENA "T"

POZO	FECHA	Pr Datum (psi)
SAC-93	24-jul-90	1682,70
SAC-121	24-jun-92	3233,25
SAC-125	31-ago-93	3018
SAC-38	28-ago-96	2486,94
SAC-32	21-sep-97	2922,65
SAC-138	30-ago-98	1605,41
SAC-138	26-oct-98	1765,25
SAC-32	25-sep-03	2338,83
SAC-170	19-jun-04	2142,72
SAC-167	19-oct-04	1829,92
SAC-178D	09-nov-06	2420,91
SAC-168H	06-mar-08	1737,60
SAC-165D	15-feb-09	1556,89
SAC-240D	08-abr-11	2512

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.7 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA "T"



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Norte 2, la presión actual de la arena “T” es de 1650 psi, cercana a su punto de burbuja ($P_b=1310$ psi).

1.1.9.2.2.3. Arena “Hs”

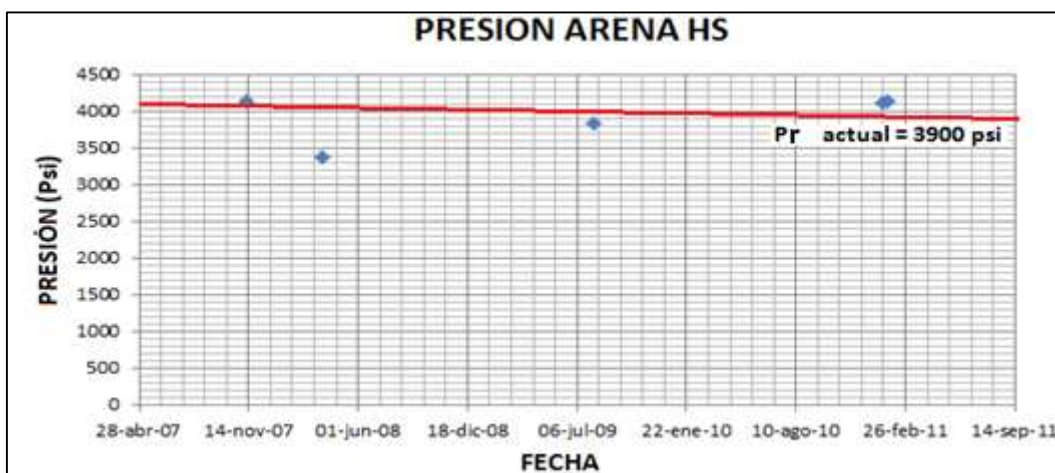
Tabla 1.11 Pr AL DATUM DE LA ARENA “Hs”

POZO	FECHA	Pr Datum (psi)
SAC-168H	10-nov-07	4130,90
SAC-4B	27-mar-08	3373,56
SAC-4B	05-ago-09	3831,35
SAC-244D	17-ene-11	4112
SAC-321D	24-ene-11	4127,95

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.8 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA “Hs”



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Norte 2, la presión actual de la arena “Hs” es de 3900 psi, mayor que su punto de burbuja ($P_b=550$ psi).

1.1.9.2.2.4. Arena "Hi"

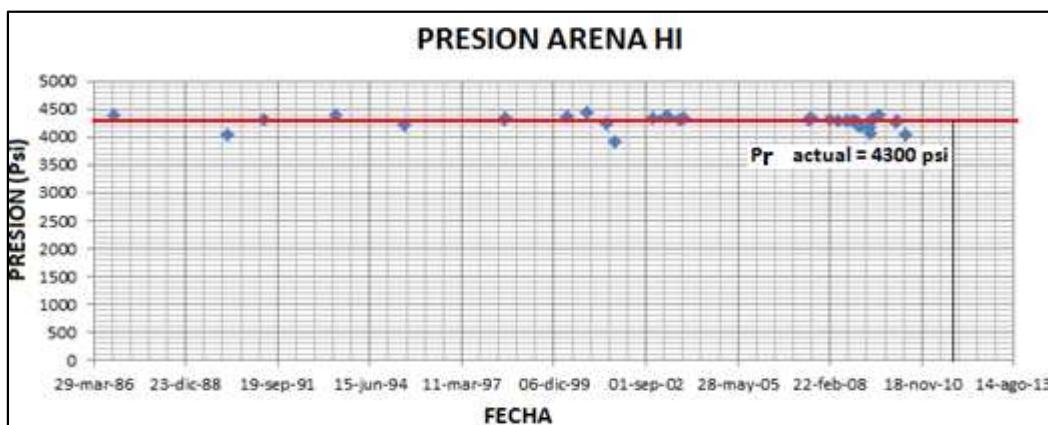
Tabla 1.12 Pr AL DATUM DE LA ARENA "Hi"

POZO	FECHA	Pr Datum (psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (psi)
SAC-58	04-nov-86	4391,43	SAC-213D	18-oct-08	4283,77
SAC-63	16-jun-93	4393,35	SAC-160D	20-nov-08	4292,19
SAC-58	19-jun-95	4205,42	SAC-214D	15-dic-08	4273,72
SAC-148	25-jun-98	4348,35	SAC-165D	20-dic-08	4218,15
SAC-167	01-may-00	4357,67	SAC-228D	18-ene-09	4199,06
SAC-170	04-dic-00	4429,61	SAC-227D	23-abr-09	4174,58
SAC-175	26-sep-01	3927,03	SAC-217D	07-may-09	4066,57
SAC-148	09-may-03	4367,01	SAC-65B	11-may-09	3695,94
SAC-4B	08-jul-07	4313,67	SAC-226D	18-may-09	4328,56
SAC-204D	30-jul-07	4338,38	SAC-233D	29-may-09	4307,25
SAC-178D	13-feb-08	4308,08	SAC-217D	10-ago-09	4391,68
SAC-4B	13-may-08	4286,76	SAC-192D	09-feb-10	4275,85
SAC-210D	17-ago-08	4287,37	SAC-204D	23-may-10	4032,25

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.9 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA "Hi"



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Norte 2, la presión actual de la arena "Hi" es de 4300 psi, mayor que su punto de burbuja ($P_b=78$ psi).

1.1.9.2.3. Estación Sacha Central

1.1.9.2.3.1. Arena "Basal Tena"

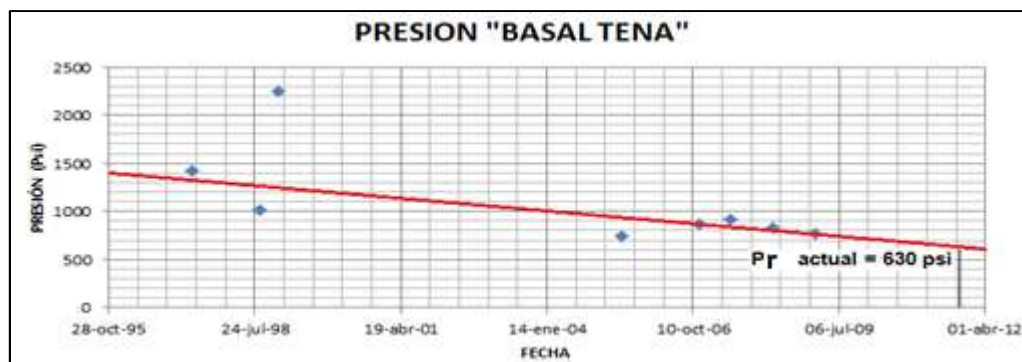
Tabla 1.13 Pr AL DATUM DE LA ARENA "BASAL TENA"

POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)
SAC-27	24-may-97	1416,33
SAC-30	03-sep-98	1019,14
SAC-97	03-ene-99	2245,23
SAC-97	08-jun-05	745,18
SAC-112	28-nov-06	864,17
SAC-122	28-jun-07	916,19
SAC-122	06-abr-08	831,14
SAC-122	23-ene-09	763,16

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.10 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA "BASAL TENA"



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Central, la presión actual de la arena "Basal Tena" es de 630 psi, por debajo de su punto de burbuja ($P_b=807$ psi).

1.1.9.2.3.2. Arena "U"

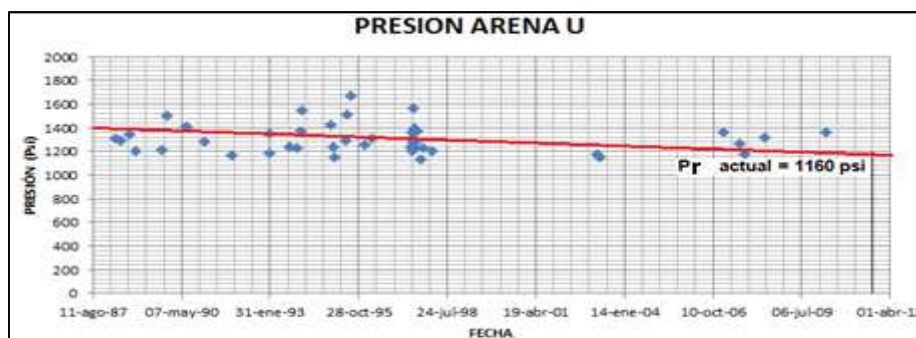
Tabla 1.14 Pr AL DATUM DE LA ARENA "U"

POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)
SAC-1	28-abr-88	1308,23	SAC-80	16-jun-97	1305,52
SAC-1	24-jun-88	1288,23	SAC-87	17-jun-97	1364,91
SAC-1	21-sep-88	1340,80	SAC-87	21-jun-97	1249,24
SAC-1	12-dic-88	1204,02	SAC-87	25-jun-97	1227,69
SAC-1	29-sep-89	1211,32	SAC-87	25-jun-97	1204,59
SAC-17	29-nov-89	1503,24	SAC-98	07-jul-97	1564,90
SAC-17	26-jun-90	1406,58	SAC-98	08-jul-97	1241,20
SAC-17	02-jul-90	1408,90	SAC-98	12-jul-97	1285,82
SAC-17	23-ene-91	1283,77	SAC-101	15-jul-97	1288
SAC-17	23-nov-91	1171,62	SAC-101	21-jul-97	1396,67
SAC-19	19-ene-93	1350,21	SAC-112	23-jul-97	1271,74
SAC-19	26-ene-93	1181,85	SAC-112	29-jul-97	1232,79
SAC-25	09-sep-93	1233,79	SAC-118	22-ago-97	1368,60
SAC-26	04-dic-93	1226,78	SAC-118	30-sep-97	1130
SAC-28	14-ene-94	1368,87	SAC-118	01-nov-97	1226,80
SAC-28	01-feb-94	1549,77	SAC-118	02-feb-98	1199,65
SAC-37	15-dic-94	1422,01	SAC-130	19-mar-03	1176,62
SAC-37	12-ene-95	1238,77	SAC-130	11-abr-03	1149,28
SAC-40	26-ene-95	1153,93	SAC-134	10-feb-07	1365,02
SAC-40	08-jun-95	1292,40	SAC-134	05-ago-07	1268,70
SAC-55	25-jun-95	1507,24	SAC-134	27-sep-07	1173,01
SAC-64	05-ago-95	1668,32	SAC-197D	14-may-08	1315,81
SAC-78	05-ene-96	1257	SAC-225D	06-abr-10	1357,04
SAC-78	30-mar-96	1304,27			

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.11 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA "U"



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Central, la presión actual de la arena “U” es de 1160 psi, ligeramente inferior a su punto de burbuja ($P_b=1170$ psi).

1.1.9.2.3.3. Arena “T”

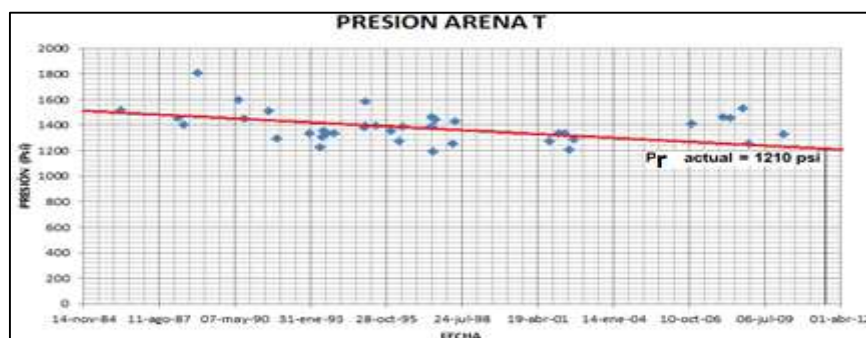
Tabla 1.15 Pr AL DATUM DE LA ARENA “T”

POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)
SAC-91	16-mar-86	1518,03	SAC-87	07-abr-96	1271,64
SAC-91	18-abr-88	1454	SAC-80	24-may-96	1386,51
SAC-18	25-jun-88	1405,35	SAC-91	12-jun-97	1463,84
SAC-64	02-ene-89	1806,83	SAC-88	23-jun-97	1392,92
SAC-55	22-jun-90	1600,92	SAC-87	11-jul-97	1192,57
SAC-80	02-sep-90	1452,87	SAC-80	11-ago-97	1445,85
SAC-88	24-jul-91	1511,45	SAC-28	18-mar-98	1255,83
SAC-80	20-nov-91	1296,02	SAC-91	17-abr-98	1433,09
SAC-87	23-ene-93	1333,66	SAC-91	17-sep-01	1272,78
SAC-91	01-jun-93	1231	SAC-91	16-ene-02	1338,32
SAC-98	09-jul-93	1309,51	SAC-37	07-abr-02	1337,30
SAC-80	14-jul-93	1357,50	SAC-80	04-jun-02	1206,14
SAC-78	07-sep-93	1338,31	SAC-108	14-ago-02	1286,51
SAC-98	02-dic-93	1336	SAC-190D	15-nov-06	1408,02
SAC-37	11-ene-95	1386,18	SAC-99	27-dic-07	1463,03
SAC-88	20-ene-95	1393,78	SAC-64	29-mar-08	1458,88
SAC-88	09-jun-95	1399,62	SAC-55	08-mar-10	1326,14

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.12 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA “T”



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Central, la presión actual de la arena "T" es de 1210 psi, por debajo de su punto de burbuja ($P_b=1310$ psi).

1.1.9.2.3.4. Arena "Hs"

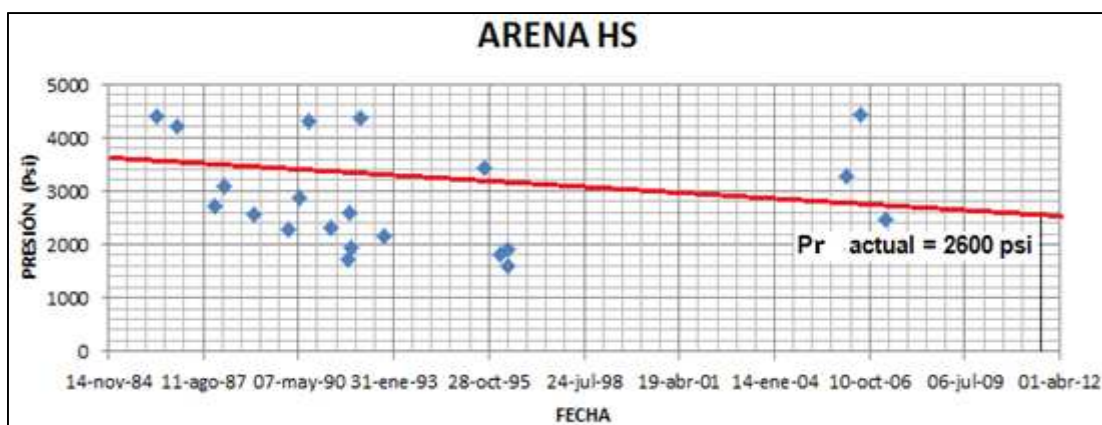
Tabla 1.16 Pr AL DATUM DE LA ARENA "Hs"

POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)
SAC-88	19-abr-86	4390,46	SAC-118	14-nov-91	1927,07
SAC-64	08-nov-86	4197,03	SAC-30	25-feb-92	4380,38
SAC-1	19-dic-87	2702,81	SAC-78	17-oct-92	2163,03
SAC-80	22-mar-88	3102,34	SAC-108	08-sep-95	3423,98
SAC-18	30-ene-89	2570,15	SAC-40	22-feb-96	1814,98
SAC-18	19-ene-90	2280,01	SAC-13	13-may-96	1918,73
SAC-26	22-may-90	2885,55	SAC-25	20-may-96	1607,65
SAC-88	24-ago-90	4311,50	SAC-191	13-feb-06	3274,65
SAC-18	07-abr-91	2317,50	SAC-30	14-jul-06	4437,50
SAC-87	03-oct-91	1721,66	SAC-99	29-mar-07	2455,93
SAC-101	23-oct-91	2580,28			

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.13 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA "Hs"



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Central, la presión actual de “Hs” es de 2600 psi, mayor que su punto de burbuja ($P_b=550$ psi).

1.1.9.2.3.5. Arena “Hi”

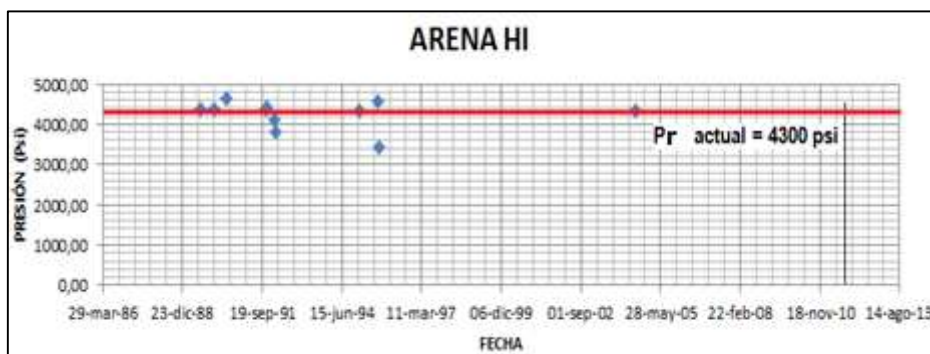
Tabla 1.17 Pr AL DATUM DE LA ARENA “Hi”

POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)
SAC-112	13-ago-89	4384,44
SAC-108	31-ene-90	4365,07
SAC-30	04-jul-90	4647,87
SAC-118	30-oct-91	4385,34
SAC-118	25-nov-91	4413,43
SAC-30	23-feb-92	4125,79
SAC-55	11-mar-92	3811,21
SAC-139	29-ene-95	4335,21
SAC-108	06-sep-95	4567
SAC-30	25-sep-95	3435,88
SAC-191	13-jul-04	4331,37

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.14 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA “Hi”



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Central, la presión actual de la arena “Hi” es de 4300 psi, mayor que su punto de burbuja ($P_b=78$ psi).

1.1.9.2.4. Estación Sacha Sur

1.1.9.2.4.1. Arena “Basal Tena”

Tabla 1.18 Pr AL DATUM DE LA ARENA “BASAL TENA”

POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)
SAC-41	20-ene-89	1408,23
SAC-56	13-dic-90	1033,10
SAC-41	03-ene-96	1280,20
SAC-159	29-jun-00	1417,12
SAC-41	11-abr-03	932,43
SAC-42	02-nov-05	970,52

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.15 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA “BASAL TENA”



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Sur, la presión actual de la arena “Basal Tena” es de 860 psi, ligeramente mayor a su punto de burbuja ($P_b=807$ psi).

1.1.9.2.4.2. Arena “U”

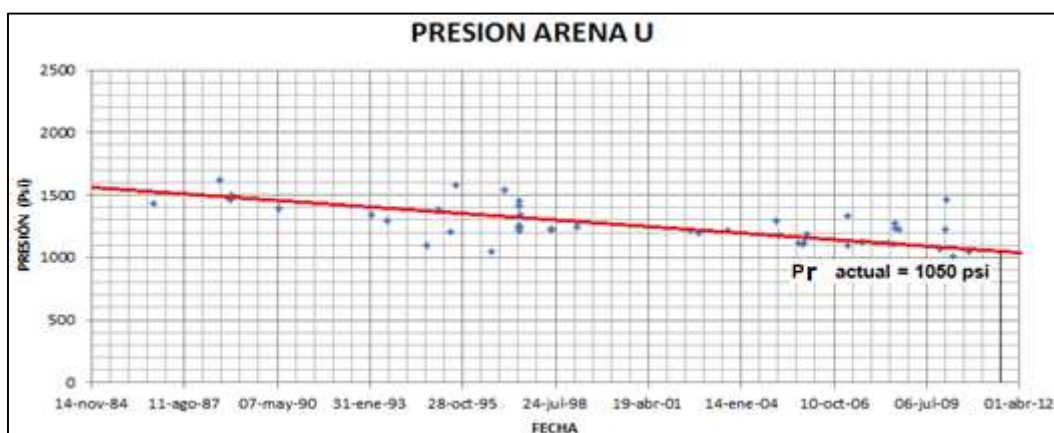
Tabla 1.19 Pr AL DATUM DE LA ARENA “U”

POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)
SAC-68	10-sep-86	1434,01	SAC-153	24-jul-02	1216,30
SAC-75	23-ago-88	1621,47	SAC-153	07-oct-02	1191,17
SAC-42	15-dic-88	1464,73	SAC-2B	15-ago-03	1211,10
SAC-75	29-dic-88	1502,53	SAC-189	31-ene-05	1298,67
SAC-42	02-jun-90	1393,61	SAC-184	28-feb-05	1176,73
SAC-42	13-feb-93	1338,45	SAC-155D	08-ago-05	2612,66
SAC-47	06-ago-93	1291,08	SAC-185	26-sep-05	1118,22
SAC-132	04-oct-94	1101,84	SAC-186	07-nov-05	1104,63
SAC-43	14-feb-95	1383,98	SAC-185	27-nov-05	1119,20
SAC-42	23-jun-95	1207,69	SAC-56	16-dic-05	1187,45
SAC-68	15-ago-95	1578	SAC-172D	02-mar-07	1333,88
SAC-109	27-ago-96	1051	SAC-179H	04-mar-07	1099,86
SAC-47	16-ene-97	1544,84	SAC-185	08-ago-07	1123,18
SAC-43	23-jun-97	1249,79	SAC-52B	17-may-08	1114,11
SAC-132	27-jun-97	1234,90	SAC-181	12-jul-08	1110,02
SAC-132	27-jun-97	1254,86	SAC-187	06-ago-08	1233,40
SAC-67B	02-jul-97	1413,36	SAC-196D	07-ago-08	1270,86
SAC-42	03-jul-97	1213,92	SAC-187	08-sep-08	1221,36
SAC-67B	04-jul-97	1449,36	SAC-201D	02-dic-09	1071,09
SAC-68	07-jul-97	1339,08	SAC-183	22-ene-10	1225,97
SAC-123	01-oct-97	3696,41	SAC-155D	11-feb-10	1460,99
SAC-110	10-jun-98	1228,62	SAC-123	13-abr-10	1007,34
SAC-110	11-jun-98	1228,84	SAC-200D	29-sep-10	1048,54
SAC-67B	09-mar-99	1240,40			

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.16 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA “U”



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Sur, la presión actual de la arena “U” es de 1050 psi, por debajo de su punto de burbuja ($P_b=1170$ psi).

1.1.9.2.4.3. Arena “T”

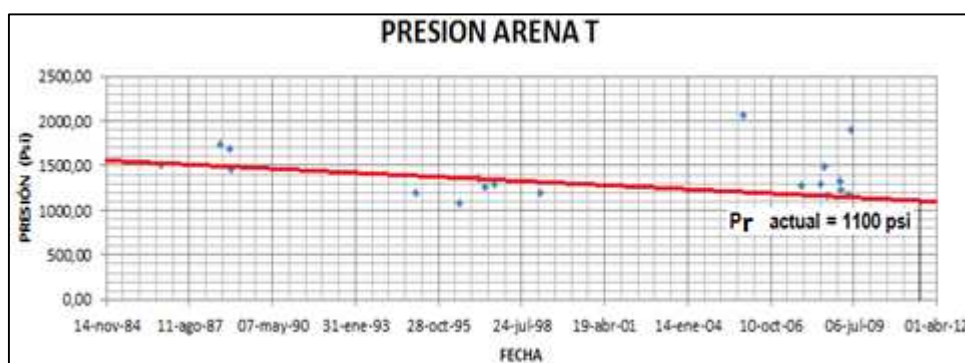
Tabla 1.20 Pr AL DATUM DE LA ARENA “T”

POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)
SAC-68	06-sep-86	1514,67	SAC-75	05-mar-99	1192,03
SAC-75	19-ago-88	1731,20	SAC-137	11-nov-05	2073,44
SAC-42	18-dic-88	1682,19	SAC-2B	20-oct-07	1280,85
SAC-75	25-dic-88	1453,97	SAC-176D	30-may-08	1288,86
SAC-111	31-ene-95	1196,52	SAC-157	11-jul-08	1499,85
SAC-109	05-oct-95	4206,48	SAC-176D	31-ago-08	1163,48
SAC-68	08-jul-96	1085,99	SAC-176D	21-ene-09	1332,47
SAC-110	24-feb-97	1356	SAC-195D	04-feb-09	1220,75
SAC-110	12-may-97	1262,40	SAC-195D	09-may-09	1185,18
SAC-110	05-sep-97	1292	SAC-149	27-may-09	1897,80

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.17 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA “T”



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Sur, la presión actual de la arena “T” es de 1100 psi, por debajo de su punto de burbuja ($P_b=1310$ psi).

1.1.9.2.4.4. Arena "Hs"

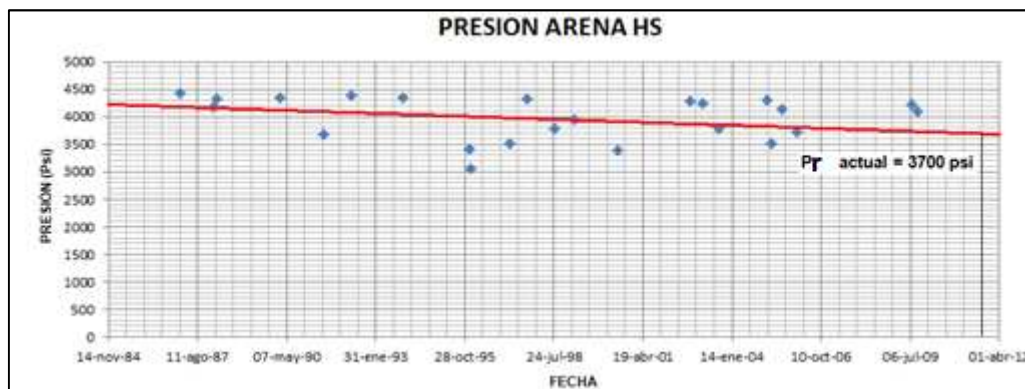
Tabla 1.21 Pr AL DATUM DE LA ARENA "Hs"

POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)
SAC-42	27-ene-87	4437,51	SAC-146	02-mar-99	3950,65
SAC-45B	11-feb-88	4173,90	SAC-159	07-jul-00	3385,13
SAC-111	10-mar-88	4327,15	SAC-141	03-oct-02	4276,60
SAC-42	20-feb-90	4345,90	SAC-111	20-feb-03	4234,74
SAC-62	22-jun-91	3676,66	SAC-45B	22-ago-03	3775,93
SAC-123	28-abr-92	4380,48	SAC-189	10-feb-05	4307,51
SAC-109	06-dic-93	4344,56	SAC-193	02-abr-05	3512,65
SAC-109	28-sep-95	5057,00	SAC-155D	29-jul-05	4146,27
SAC-62	25-dic-95	3415,30	SAC-198	11-ene-06	3716,66
SAC-62	05-ene-96	3058,28	SAC-124	19-dic-08	3084,99
SAC-43	17-mar-97	3508,72	SAC-194D	18-jul-09	4213,13
SAC-123	26-sep-97	4319,49	SAC-128	23-sep-09	4102,84
SAC-146	07-ago-98	3792,73			

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.18 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA "Hs"



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Sur, la presión actual de la arena "Hs" es de 3700 psi, mayor que su punto de burbuja ($P_b=550$ psi).

1.1.9.2.4.5. Arena “Hi”

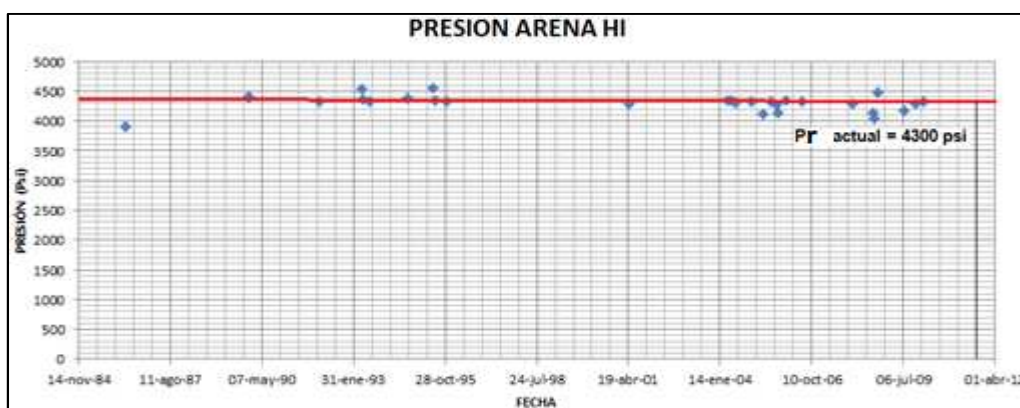
Tabla 1.22 Pr AL DATUM DE LA ARENA “Hi”

POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (Psi)
SAC-68	08-abr-86	3899,38	SAC-137	18-dic-04	4335,29
SAC-42	07-dic-89	4394,42	SAC-185	30-abr-05	4121,40
SAC-109	24-dic-89	4404,40	SAC-154D	20-jul-05	4334,01
SAC-124	01-feb-92	4325,31	SAC-198	28-sep-05	4273,81
SAC-43	02-may-93	4526,19	SAC-185	07-oct-05	4141,85
SAC-124	11-may-93	4370,17	SAC-198	05-ene-06	4335,87
SAC-128	01-ago-93	4317,95	SAC-172D	01-jul-06	4320,82
SAC-123	09-sep-94	4376,84	SAC-156	26-dic-07	4296,72
SAC-141	23-jun-95	4558,67	SAC-187	12-ago-08	4139,19
SAC-142	16-jul-95	4336,45	SAC-187	18-ago-08	4033,86
SAC-128	12-nov-95	4334,36	SAC-188D	04-oct-08	4478,85
SAC-157	26-abr-01	4279,34	SAC-188D	11-jul-09	4178,73
SAC-186	08-abr-04	4350,63	SAC-199D	15-nov-09	4292,37
SAC-198	15-may-04	4337,86	SAC-154D	16-feb-10	4325,92
SAC-182	28-jun-04	4308,52			

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Gráfico 1.19 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA “Hi”



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Se puede observar, en pozos que producen a la Estación Sur, la presión actual de la arena “Hi” es de 4300 psi, mayor que su punto de burbuja ($P_b=78$ psi).

1.1.10. COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA

La descripción del avance de agua para las arenas productoras del Área en estudio y los porcentajes de So, se hacen en referencia a los mapas de saturaciones de la última simulación del Área Sacha disponible (marzo de 2011). Estos mapas se encuentran en el Anexo No. 1.

1.1.10.1. Estación Sacha Norte 2

1.1.10.1.1. Arena “U”

En esta parte del campo, la arena “U” en su mayor parte presenta un rango de So entre 70% y 80% (incluyendo a la mayoría de los pozos), debido a que no se manifiesta influencia de acuíferos o de la inyección de agua proveniente de pozos inyectoros.

Los pozos SAC-93 y SAC-129, presentan de forma aislada una So entre el 50% y 60%, menores al promedio.

1.1.10.1.2. Arena “T”

En esta parte del campo, la arena “T” presenta un rango de So entre 50% y 60%, de igual manera como se menciona para la arena “U”, en esta parte del campo, no se tiene influencia de acuíferos o de inyección de agua.

Los pozos SAC-38, SAC-95, SAC-125 y SAC-170, presentan una So del 60% y los pozos SAC-32, SAC-93, SAC-167 y SAC-178D, presentan una So del 50%.

1.1.10.1.3. Arena “Hollín”

En esta parte del campo, la arena “Hollín” presenta un rango de So entre el 40% al 80%.

Los pozos SAC-63, SAC-95, SAC-133, SAC-148, SAC-161, SAC-162, SAC-170 y SAC-171H, ubicados al Sur de esta estación, presentan So menores al 40%.

Los pozos SAC-66, SAC-125, SAC-167, SAC-168H, SAC-204 y SAC-233D, que se encuentran ubicados al Norte de esta estación, presentan mayores So (entre 60% y 80%).

La invasión de agua en la arena "Hollín", tiene un avance desde el Sur hacia el Norte, en esta parte del campo.

1.1.10.2. Estación Sacha Norte 1

1.1.10.2.1. Arena "U"

En esta parte del campo, la arena "U", se ve afectada por la influencia de los pozos inyectoros, tanto al Este como al Oeste.

Al Oeste, los pozos SAC-16, SAC-35, SAC-39, SAC-115, SAC-131 y SAC-135, tienen So entre 30% y 40%, afectados por la inyección proveniente del inyector No.1 (SAC-48).

Al Este, los pozos inyectoros No.3 (SAC-76) y No.4 (SAC-105), han inundado de Este a Oeste, una parte considerable de la arena "U" en esta parte del campo, afectando principalmente a los pozos: SAC-23, SAC-33, SAC-36, SAC-50, SAC-57, SAC-120, SAC-143 y SAC-144, tienen una So entre 25% y 45%.

Los pozos SAC-8, SAC-20, SAC-22, SAC-60, SAC-70, SAC-74, SAC-85 y SAC-136, tienen So entre el 70% y 80%, debido a que no tienen influencia de los pozos inyectoros.

1.1.10.2.2. Arena "T"

En esta parte del campo, la arena "T" tiene mayor invasión de agua en la parte

Este, cuyo avance es en dirección Nor-Este a Sur-Oeste.

Al Este, los pozos inyectores No.3 (SAC-76) y No.4 (SAC-105), afectan principalmente a los pozos: SAC-24, SAC-33 y SAC-145, con So entre el 20% y 30%.

Al Oeste, el pozo inyector No.1 (SAC-48), tiene una influencia muy pequeña, afectando al pozo SAC-39, con una So del 30%.

La parte Oeste, no es afectada por invasión de agua. Los pozos SAC-7, SAC-8, SAC-12, SAC-23, SAC-102, SAC-107 y SAC-116, tienen So del 50% y los pozos SAC-21, SAC-22 y SAC-74, con So del 60%.

1.1.10.2.3. Arena “Hollín”

En esta parte del campo, se observa que los acuíferos afectan en mayor medida la parte Oeste del campo, cuyo avance tiene dirección de Oeste a Este.

En la parte Oeste, los pozos SAC-8, SAC-16, SAC-21, SAC-22, SAC-35, SAC-70, SAC-74, SAC-85, SAC-102, SAC-114, SAC-131 y SAC-148, tienen So menores al 50%, debido a la influencia de acuíferos.

En la parte Este, los pozos SAC-15, SAC-33, SAC-60, SAC-106, SAC-107, SAC-119, SAC-144, SAC-147D y SAC-164D, tienen So mayores al 60%.

1.1.10.3. Estación Sacha Central

1.1.10.3.1. Arena “U”

En esta parte del campo, la arena “U”, se ve afectada por la influencia de los pozos inyectores ubicados al Este. La parte Oeste no es afectada por la inyección de agua. La dirección del avance de agua es de Este a Oeste.

Al Este, el pozo inyector No.4 (SAC-105), inyector No.5 (SAC-5) e inyector No.6 (SAC-90), han inundado de Este a Oeste, una parte considerable de la arena "U" en esta parte del campo, afectando principalmente a los pozos: SAC-28, SAC-49, SAC-54, SAC-55, SAC-64, SAC-89, SAC-91, SAC-97, SAC-101, SAC-108, SAC-112, SAC-139 y SAC-191, con So entre 25% y 40%.

Las mayores So, se presentan al Oeste. Los pozos SAC-1, SAC-9, SAC-17, SAC-18, SAC-19, SAC-26, SAC-40, SAC-72, SAC-73, SAC-78, SAC-80, SAC-82, SAC-90, SAC-118 y SAC-134, presentan So entre 70% y 80%.

1.1.10.3.2. Arena "T"

En esta parte del campo, existe poca influencia de los pozos inyectores, afectando una pequeña parte del Este de la arena "T".

El pozo SAC-54, ubicado al Este, es afectado por la influencia de los pozos inyectores, con una So del 30%.

En la parte Central de campo, los pozos ubicados al Oeste de la arena "T", no son afectados por la inyección de agua. Los pozos SAC-17, SAC-18, SAC-28, SAC-37, SAC-40, SAC-78, SAC-80, SAC-99, SAC-122 y SAC-139, presentan So mayores al 60%.

1.1.10.3.3. Arena "Hollín"

En la parte Central del campo, se observa que los acuíferos han afectado la mayor parte de la arena "Hollín"; el avance de agua va desde el Oeste hacia el Este.

Los pozos SAC-9, SAC-17, SAC-19, SAC-26, SAC-27, SAC-49, SAC-55, SAC-73, SAC-78, SAC-80, SAC-82, SAC-98, SAC-99, SAC-108 y SAC-118, ubicados al Oeste de la Estación Sacha Central, son los que presentan mayor invasión de agua (So menores a 40%).

En forma aislada, los pozos SAC-28, SAC-40, SAC-72, SAC-104, SAC-112, SAC-134, SAC-139 y SAC-232D, presentan So mayores al 55%.

1.1.10.4. Estación Sacha Sur

1.1.10.4.1. Arena “U”

En esta parte del campo, la arena “U” tiene bajas So, especialmente en la parte Nor-Este, debido a la influencia de la inyección de agua.

La inyección de agua, proveniente del pozo inyector No.6 (SAC-90), avanza hacia el Oeste y al Sur, afectando principalmente a los pozos: SAC-47, SAC-81, SAC-113 y SAC-189, ubicados al Nor-Este de esta estación, cuyas So son menores al 40%.

La inyección de agua no tiene influencia en pozos localizados al Oeste y al Sur. En estos pozos, la So es mayor al 70%.

1.1.10.4.2. Arena “T”

En esta parte del campo, la arena “T” no tiene influencia de inyección de agua. El pozo inyector más cercano (inyector No.6), inyecta agua a la arena “U”.

Los pozos SAC-149 y SAC-176D, tienen una So del 50%; por otro lado, los pozos SAC-2, SAC-42, SAC-47, SAC-61, SAC-75, SAC-84, SAC-109, SAC-110, SAC-111, SAC-137, SAC-186, SAC-188D y SAC-195D, con So mayores al 60%.

1.1.10.4.3. Arena “Hollín”

La parte Norte de esta estación, es afectada por la influencia de los acuíferos, afectando a los pozos SAC-42, SAC-45, SAC-47, SAC-52, SAC-109, SAC-113,

SAC-153, SAC-172D, SAC-188D, SAC-194D y SAC-199D, con So menores al 50%.

Los pozos SAC-62, SAC-200D, SAC-176D, SAC-198 y SAC-154D, ubicados al Sur, tienen So mayores al 70%. En esta parte del campo, el avance de agua en la arena "Hollín", tiene una dirección desde Norte hacia el Sur.

1.1.11. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

En la etapa inicial de producción de un reservorio, la producción, se da por la expansión de roca y de fluido, debido al diferencial de presión creado con la perforación del pozo productor, luego se tiene un estado en el cual el reservorio empieza a estabilizarse, es entonces donde se puede determinar cuál es el mecanismo de producción predominante; es necesario analizar el comportamiento productivo de los fluidos y presiones.

En el Área Sacha, rigen dos mecanismos de producción: por empuje hidráulico y por gas en solución.

1.1.11.1. Empuje Hidráulico

El mecanismo de empuje hidráulico o hidrostático, se define como la energía que contribuye a la recuperación de petróleo proveniente de un acuífero contiguo a la zona de petróleo. La energía del empuje, se debe a la expansión del agua al disminuir la presión debido a la producción.

1.1.11.2. Empuje por Gas en Solución

El mecanismo de Empuje por Gas en Solución, se da cuando el gas disuelto en el petróleo comienza a liberarse, ocasionando que el crudo que contiene este gas también salga expulsado. Este tipo de mecanismo se da cuando la presión del yacimiento es menor que la presión de burbuja.

1.1.11.3. Mecanismos de Producción de los yacimientos del Área Sacha

1.1.11.3.1. Formación Basal Tena

La formación Basal Tena, tiene como principal mecanismo de producción el empuje por gas en solución, expansión de la roca y fluido, y empuje parcial de agua, debido a la existencia de tres acuíferos laterales: el primer acuífero, empuja desde el Oeste a la altura del pozo SAC-08, afectando la parte Norte del Campo; el segundo, es un acuífero en la parte Centro-Sur que ayuda al aporte de fluidos y a mantener la presión, y un tercer acuífero que afecta la parte Central del campo, presente al Este de la estructura.

1.1.11.3.2. Formación Napo (Arenas “U” y “T”)

En el Área Sacha, se ha identificado la presencia de acuíferos laterales para los yacimientos de la formación Napo.

La arena “U” Inferior, presenta dos acuíferos laterales, ubicados al Este y Oeste del campo en la parte Norte. En la parte Central de Área, el aporte del acuífero es insignificante, por tal razón, la presión sufre una declinación importante en esta zona.

En la arena “T” Inferior, existe un acuífero lateral al Nor-Este del campo, afectando en mayor grado a la parte Norte.

El empuje por Gas en Solución, es el principal mecanismo de producción de las arenas Napo “U” y Napo “T”, por tal razón, se observa que los pozos productores de estas arenas presentan valores de GOR altos y con cortes de agua bajos.

1.1.11.3.3. Formación Hollín

En la formación Hollín, se tiene la influencia de dos acuíferos; el primero, un acuífero lateral para la formación Hollín Superior, que está conectado en los

flancos occidental y oriental del campo; y el segundo, un acuífero activo de fondo para la formación Hollín Inferior, debido a la acción de este acuífero, la presión en el reservorio permanece prácticamente constante con el tiempo, y la producción de agua de los pozos productores pertenecientes a esta arena es alta.

El acuífero presente en la formación Hollín Inferior, es de tipo artesiano, que presenta un afloramiento en superficie y se recarga constantemente en la cordillera.

Adicional al mecanismo de producción por intrusión de agua, se encuentra presente la expansión de la roca y los fluidos, sin embargo, debido a que la caída de presión es muy baja, y que la expansión de la roca y los fluidos está directamente relacionada con la caída de presión, este mecanismo de producción es despreciable.

1.2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

1.2.1. INTRODUCCIÓN

El Bombeo Electrosumergible, es un sistema integrado de levantamiento artificial, considerado como un medio efectivo y económico para levantar altos volúmenes de fluido a 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.

Los elementos que conforman un Sistema de Bombeo Electrosumergible se clasifican en: Equipo de Superficie y Equipo de Fondo.

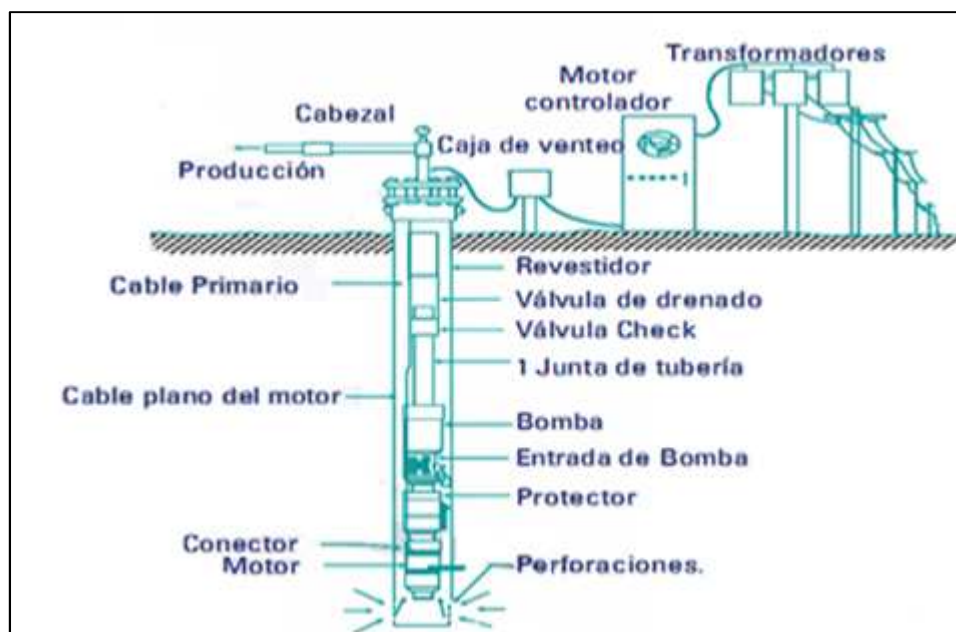
Dentro de los elementos que conforman el Equipo de Superficie, se tiene: Cabezal del pozo, Transformadores (un transformador trifásico o un banco de tres transformadores monofásicos), Cables de Superficie, Caja de Unión o Venteo y Controladores del Motor.

Los Equipos de fondo o subsuelo están constituidos por: Motor Electrosumergible, Bomba Centrífuga, Protector o Sello del Motor, Separador de Gas, Cable de Potencia y Cable de Extensión.

Los accesorios de Fondo adicionales, usados típicamente en los sistemas de producción de fondo, pueden ser: Sensor de Fondo, Intake, Válvulas de Drenado o de Purga, Válvulas Antiretorno, Centralizador, Protectores de Cable, Sujetadores de Cable y Y-Tool.

En la Figura 1.3, se muestra un esquema de los componentes que conforman un Sistema de Bombeo Electrosumergible.

Figura 1.3 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: REDA, "Curso avanzado de BES".

1.2.2. ELEMENTOS DEL EQUIPO DE SUPERFICIE

El equipo de superficie, es el que suministra la energía eléctrica al voltaje y amperaje que requiere el motor electrosumergible, además de proteger, controlar y monitorear su funcionamiento.

Los elementos principales que conforman el Equipo de Superficie del Sistema de Bombeo Electrosumergible son:

- Cabezal del pozo.
- Transformadores (un transformador trifásico o un banco de tres transformadores monofásicos).
- Cables de Superficie.
- Caja de Unión o Venteo.
- Tablero de control.
- Controlador de Variación de Velocidad (VSD).

1.2.2.1. Cabezal del Pozo

La función que realiza el cabezal, es suspender la sarta de la tubería de producción dentro del pozo y mantener la presión anular en superficie; permite monitorear y controlar altas presiones que frecuentemente se presentan en el pozo, además, posee estranguladores ajustables y válvulas de alivio.

Figura 1.4 CABEZAL DE POZO



FUENTE: Pozo del Área Sacha

1.2.2.2. Transformador

El voltaje primario disponible en el campo es de 13800 (V), que no es compatible ni con el voltaje requerido por los equipos de superficie (480 V, aproximadamente), ni por el motor de fondo (250 V a 4000 V, aproximadamente).

Por esta razón, se hace necesario el uso de un transformador, que tiene como función principal, convertir el voltaje que entrega la red de distribución, al requerido por los equipos, tanto de superficie como de fondo.

Debido a que los motores eléctricos empleados en el Bombeo Electrosumergible son trifásicos (tres fases), se requiere de un transformador trifásico o de un banco de tres transformadores monofásicos, conectados en una configuración en estrella o delta. También se suele emplear autotransformadores de tres fases.

Los taps de un transformador, permiten regular el voltaje necesario para el funcionamiento de los equipos. Siempre se debe tener en cuenta, operar con un voltaje cercano al calculado, pero nunca mayor, porque puede ocasionar problemas por sobrevoltaje.

Los transformadores se clasifican en:

- Primario (reductor), y
- Secundario (elevador).

1.2.2.2.1. Transformador Primario o Reductor

Es utilizado para reducir el voltaje proveniente de la red de distribución de 13800 voltios a 480 voltios, utilizado por el Variador de Frecuencia o el Tablero de Control.

Puede utilizarse un transformador trifásico o un banco de tres transformadores monofásicos.

Figura 1.5 TRANSFORMADOR PRIMARIO O REDUCTOR



FUENTE: "R.V.R Transformadores".

1.2.2.2. Transformador Secundario o Elevador

El Transformador Secundario se instala entre el panel de control y el motor de fondo. El voltaje de entrada en el Transformador Secundario es de 480 voltios y lo eleva entre 1500 a 4000 voltios, dependiendo del voltaje requerido por el motor eléctrico.

Como en el caso del Transformador Primario, puede utilizarse un transformador trifásico o un banco de tres transformadores monofásicos.

Figura 1.6 TRANSFORMADOR SECUNDARIO O ELEVADOR



FUENTE: "R.V.R Transformadores".

1.2.2.3. Cable de Superficie

El Cable de Superficie, conecta la Caja de Unión con la salida del Tablero de Control (o Variador de Frecuencia), también conecta la entrada del Tablero de Control (o Variador de Frecuencia) con el lado secundario del transformador primario.

1.2.2.4. Caja de Unión o Venteo

La Caja de Venteo provee una conexión del Cable de Potencia desde el Tablero de Control hacia el Cable de Potencia conectado al motor de fondo; además, permite ventear cualquier cantidad de gas que haya migrado a través del Cable de Potencia a la superficie.

Es un punto de fácil acceso para la toma de los parámetros eléctricos del Equipo de Fondo.

Figura 1.7 CAJA DE UNIÓN O VENDEO



FUENTE: "REDA", Schlumberger.

1.2.2.5. Elementos de Monitoreo y Control

1.2.2.5.1. Tablero de Control

El Tablero de Control de frecuencia fija, es un dispositivo que puede ser usado como un arrancador suave para el motor, y lo protege de altas y bajas cargas, desbalances de corriente y arranques excesivos.

También posee la capacidad de monitorear el sistema de producción, por medio de un instrumento de medición.

La protección de sobrecarga y baja carga, se da por medio de controladores electromagnéticos. La protección de sobrecarga, se da por tres relés de retardo de tiempo con switch manuales, y relés de baja corriente para el apagado de la bomba y por bloqueo de gas.

Figura 1.8 TABLERO DE CONTROL



FUENTE: "REDA", Schlumberger.

1.2.2.5.2. Controlador de Variación de Velocidad (VSD)

El Controlador de Variación de Velocidad, permite regular la velocidad del motor de fondo, con el fin de tener una tasa de producción óptima.

Además, provee una relación constante entre Voltaje y Frecuencia, para mantener condiciones apropiadas de operación.

Evita fuertes tensiones mecánicas y eléctricas, ya que permite aplicar voltajes y amperajes gradualmente.

Figura 1.9 VARIADOR DE FRECUENCIA (VSD)



FUENTE: "REDA", Schlumberger.

1.2.3. ELEMENTOS DEL EQUIPO DE FONDO

El Equipo de Fondo en el Bombeo Electrosumergible, va acoplado a la tubería de producción (tubing), y es el que levanta el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Los Elementos que componen el Equipo de Fondo son:

- Motor Electrosumergible.
- Protector o Sello del Motor.
- Separador de Gas.
- Bomba Centrífuga Multietapa.

- Cable de Potencia.
- Cable de Extensión.

1.2.3.1. Motor Electrosumergible

Un motor electrosumergible, convierte la energía eléctrica a energía magnética y luego a mecánica. La energía mecánica es transmitida a través del eje para darle movimiento a las etapas de la bomba.

El diseño del motor es de inducción, dos polos, tres fases y de jaula de ardilla.

Los motores son llenados con aceite mineral altamente refinado, para proporcionar rigidez eléctrica, lubricación de los cojinetes y una buena conductividad térmica, que transfiere el calor generado en el motor al housing del motor. El calor de housing del motor, es a su vez llevado por el movimiento de los fluidos del pozo que pasan en el exterior del housing del motor.

El motor electrosumergible, es un motor de *Inducción* y deriva su nombre del hecho de que el rotor no está conectado directamente a una fuente de energía eléctrica. Las corrientes que circulan en los conductores del rotor, son el resultado del voltaje, siendo inducida por el campo magnético del estator.

Los motores operan a 3500 rpm, cuando la corriente es de 60 Hertz o 2915 rpm, cuando la corriente es de 50 Hertz.

La sobrecarga y la bajocarga son usualmente ajustadas en +15 % y en -20 % de la corriente de operación, respectivamente.

Los componentes principales de un motor son:

- *Estator*.- Es la parte estacionaria del motor que contiene láminas de acero, láminas de latón, alambre magneto, cables y los bobinados.

Los devanados del estator, están conectados en grupos polo-fase a una fuente de voltaje trifásica alterna. Debido a la forma en que los devanados del estator están distribuidos, la corriente de tres fases establece un campo magnético de dos polos dentro del estator.

- *Rotor.*- El rotor es un dispositivo que gira dentro del núcleo del estator, hecho del mismo material que las láminas del estator, pero de un diámetro más pequeño. Estas laminaciones forman el núcleo de hierro del rotor. Dentro de cada ranura, se encuentran barras de cobre con anillos de soporte en ambos extremos. Las barras se conectan entre sí por un anillo de cobre en ambos extremos; por tal razón, los rotores de este tipo son llamados de “Jaula de Ardilla”.
- *Eje.*- Transmite el torque creado por el campo magnético rotatorio del estator.

Figura 1.10 MOTOR ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: “REDA” Schlumberger.

1.2.3.1.1. Serie del Motor

Se sugiere instalar un motor con mayor diámetro, que pueda ser instalado en el casing, ya que brinda una mayor potencia y son menos costosos. En la tabla 1.23, se presenta los diámetros externos del housing y la potencia que desarrollan las diferentes series de motores.

Tabla 1.23 SERIES Y CARACTERÍSTICAS DE MOTORES

SERIE	DIÁMETRO EXTERNO (pg)	POTENCIA A 60 HZ (hp)
375	3,75	7.5 – 233
456	4,56	12 – 432
540	5,40	20 – 750
562	5,62	30 – 1170
738	7,38	250 - 1500

FUENTE: REDA, “Catálogo de Bombeo Electrosumergible”, 2005.

1.2.3.1.2. Tipo de Motor

La nomenclatura del tipo de motor, se designa con dos letras:

- La primera letra, es un código que provee información relacionada con la *Capacidad de Trabajo del Motor*.

En la Tabla 1.24, se presenta el Tipo de Motor de acuerdo a la Capacidad de Trabajo

Tabla 1.24 TIPO DE MOTOR DE ACUERDO A LA CAPACIDAD DE TRABAJO

Primera Letra	Capacidad de Trabajo	Potencia	Temperatura de Trabajo (°F)
S	Estándar	Fija	250 – BHT
M	Intermedia	Fija	300 – BHT
H	Hotline	Fija	450
P	Alto Rendimiento	Fija	250 – BHT
R	Óptimo	Variable	400

FUENTE: REDA, “Curso Avanzado de BES”.

- La segunda letra, es un código que provee información sobre *el tipo de aislamiento*.

En la Tabla 1.25, se presenta el Tipo de Motor de acuerdo al Tipo de Aislamiento de los devanados.

Tabla 1.25 TIPO DE MOTOR DE ACUERDO AL TIPO DE AISLAMIENTO

Segunda Letra	Tipo de Aislamiento
K	Devanado Convencional y barniz
X	Nuevo material patentado sin barniz

FUENTE: REDA, "Curso avanzado de BES", 2002.

1.2.3.1.3. Configuración de Voltaje y Amperaje del Motor

Para motores de igual potencia, van a existir diferentes valores de voltajes y amperajes, debido al balance de pérdidas en el cable de potencia. En la tabla 1.26, se muestra la variación del voltaje para una misma potencia.

**Tabla 1.26 VARIACIÓN DEL VOLTAJE PARA UNA MISMA POTENCIA.
MOTOR SERIE 540 A 50 HZ Y 60 HZ**

Tipo de Motor	Potencia a 60 Hz (HP)	Potencia a 50 Hz (HP)	Voltaje a 60 Hz (V)	Voltaje a 50 Hz (V)	Amperaje (A)	Longitud (Pies)
S	100	83	1305	1088	51,5	15,7
S	100	83	2313	1928	27	15,7
S	120	100	1105	921	69,5	18,5
S	120	100	2270	1892	32,5	18,5
S	140	117	1022	852	85	21,2
S	140	117	1299	1083	69,5	21,2

FUENTE: REDA, "Curso avanzado de BES".

Se observa, que para cualquier potencia en particular, el producto del voltaje por el amperaje será esencialmente constante.

A menores voltajes, se tiene mayor intensidad de corriente, resultando en mayores pérdidas que se generan a lo largo del cable de potencia, disminuyendo la eficiencia total del sistema.

Cuando se requiere más potencia, se puede utilizar un tándem de motores. Se recomienda que esos motores sean de la misma potencia. Por ejemplo, se necesita un motor de 300 HP, se combina dos motores de 150 HP, en lugar de combinar un motor de 200 HP y otro de 100 HP. Con dos motores en tándem, se tiene el doble de la potencia, es decir, las potencias se suman. El voltaje también se duplica, el amperaje permanece constante.

1.2.3.1.4. Potencia de la Placa.

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

1.2.3.1.5. Voltaje de la Placa

Es el valor que debe disponer 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.

1.2.3.1.6. Corriente de la Placa

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

1.2.3.1.7. 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.

1.2.3.2. Protector o Sello del Motor

El protector se instala entre el intake (o separador de gas) y el motor.

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

La nomenclatura para denominar los protectores, es simple y brinda información de cómo está configurado un protector. La denominación del protector siempre 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 éstas se conectan entre sí.

La nomenclatura utilizada es la siguiente:

- L → Cámara Tipo Laberinto
- B → Cámara Tipo Bolsa.
- P → Conexión en Paralelo.
- S → Conexión en Serie.
- HL → Cojinete de alta carga.

Por ejemplo, un protector de configuración BSBSL-HL, es un protector de tres cámaras, que tiene una cámara de bolsa en la cabeza, conectada en serie a otra cámara inferior de bolsa, la cual está luego conectada en serie a la última cámara de sello que es de tipo laberinto. Además, este protector tiene cojinete de alta carga.

1.2.3.2.1. Funciones del Protector

Las funciones que realiza el protector, se clasifican en: Funciones Primarias y Funciones Secundarias.

1.2.3.2.1.1. Funciones Primarias

- Actúa como una cámara de sello que evita la entrada de fluidos al motor.

- Provee cojinetes de empuje para absorber el empuje axial generado por la bomba.

1.2.3.2.1.2. Funciones Secundarias

- Acoplar el motor a la bomba centrífuga, transmitiendo el torque a través del eje.
- Tiene la capacidad de almacenamiento para la expansión y contracción del aceite del motor, debido a los cambios de temperatura.
- Iguala las presiones entre el motor y el pozo, evitando que ingrese fluido del pozo al motor.

1.2.3.2.2. Tipos de Cámara de Sello

Existen dos tipos de Cámaras de Sello:

- Laberíntico
- De Bolsa (Sello Positivo)

1.2.3.2.2.1. Cámara de Sello Tipo Laberíntico

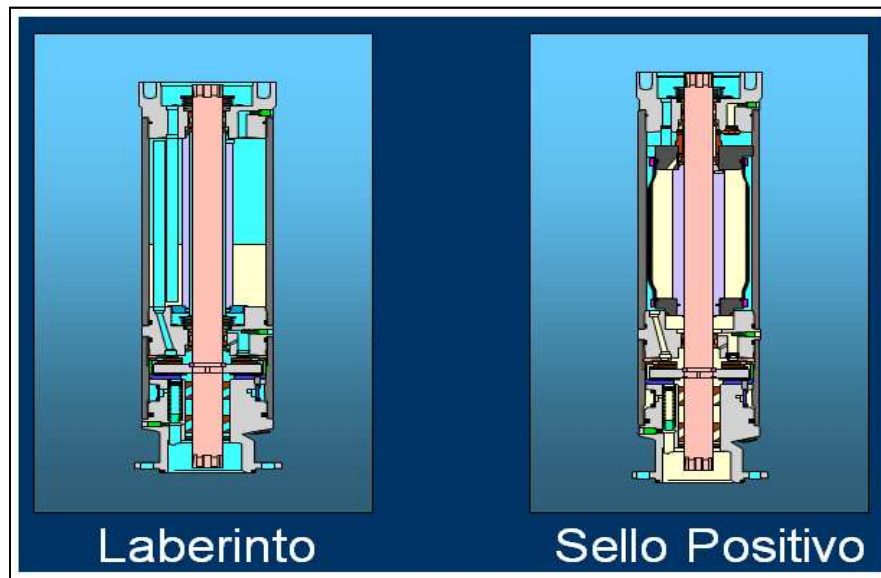
En las cámaras de “laberinto”, se utiliza la diferencia entre la gravedad específica del fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos separados, a pesar de que están en contacto directo, debido a que el protector está abierto al intake en su parte superior. El fluido del pozo, es generalmente inmisible con el aceite del motor, por esta razón, aunque haya un contacto directo, no hay tendencia para contaminar el aceite del motor. La cámara del laberinto está aislada de la rotación del eje, por un tubo exterior al eje, por lo tanto, no se mezcla cuando gira la unidad.

1.2.3.2.2.2. Cámara de Sello Tipo Bolsa

Es diseñado para separar físicamente el fluido del pozo con el aceite del motor.

Esta bolsa es hecha de un elastómero de alta temperatura y alto rendimiento, que puede resistir severas condiciones típicamente encontradas en los pozos de petróleo. La bolsa mantiene el fluido del pozo en el exterior y el aceite limpio del motor en el interior. Cuando el aceite del motor se expande o se contrae, la bolsa simplemente se infla o se contrae para adaptarse al cambio de volumen.

Figura 1.11 TIPOS DE CÁMARA DEL PROTECTOR



FUENTE: "REDA" Schlumberger.

1.2.3.2.3. Tipos de Conexión

1.2.3.2.3.1. Conexión en Serie

Es simplemente, una cámara en línea después de la otra. Para que el fluido del pozo entre a la cámara inferior, éste tiene que desplazar antes todo el aceite de la cámara superior.

Si se tienen dos bolsas en serie, significa que la bolsa inferior es un sello redundante a la bolsa superior y está allí como "seguro" adicional, en caso de que la bolsa superior falle por alguna razón.

En Sistemas en serie, *no se incrementa la capacidad de expansión.*

1.2.3.2.3.2. Conexión en Paralelo

Cuando se conectan dos bolsas en paralelo, *se duplica la capacidad volumétrica de expansión disponible.* Esto es útil en motores con altos HP (motores más grandes, tienen más aceite), donde la expansión y contracción puede exceder la capacidad volumétrica de una sola bolsa.

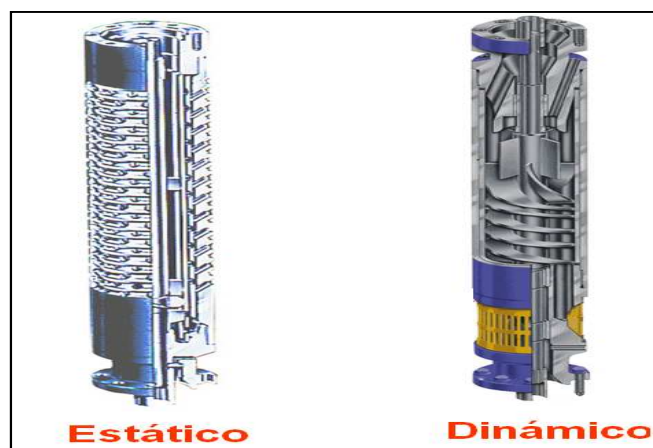
1.2.3.3. Separador de Gas

El Separador de Gas, se instala en la succión de la bomba cuando existe gas libre presente, con el fin de reducir la cantidad de gas libre en los fluidos que ingresan a la bomba.

Los primeros diseños de Separadores de Gas, estaban basados en que la separación de gas se incrementaba forzando el flujo en reverso en el pozo. A esto, se debe el nombre de los Separadores de Gas de Flujo Reverso.

Básicamente, se usan dos métodos para separar el gas libre: Estático y Dinámico.

Figura 1.12 TIPOS DE SEPARADORES DE GAS



FUENTE: "REDA" Schlumberger.

1.2.3.3.1. Separador de Gas Tipo Estático o de Flujo Reverso

Los fluidos entran por una multitud de pasajes que cambian la dirección de flujo, creando una caída de presión, separando el gas libre para que escape hacia el espacio anular.

Este Separador de Gas se llama Estático, porque no tiene partes móviles que ejerzan trabajo sobre el fluido.

1.2.3.3.2. Separador de Gas Tipo Dinámico o Centrífugo.

Los fluidos ingresan por la base del Separador, a una cámara donde son centrifugados con un inductor que termina en aspas rectas. Este inductor, incrementa la presión del fluido. Los fluidos más pesados, se desplazan hacia la parte externa y el gas se queda en el centro. Por medio de un desviador el gas, lo direcciona al espacio anular.

Este tipo de Separador de Gas, tiene una eficiencia del 99%.

1.2.3.3.3. Eficiencia de los Separadores de Gas

La Eficiencia de un Separador de Gas viene dada por:

$$\text{Eficiencia de Separación de Gas} = \frac{\text{Gas Libre Separado}}{\text{Gas Libre Existente}} \quad (1.2)$$

La eficiencia de separación, no es número fácil de determinar, debido a la cantidad de variables involucradas.

La separación natural de gas, puede variar de 5% hasta un máximo de 70%, dependiendo de la composición del fluido, velocidades y patrones de flujo, dimensiones de equipo, entre otros. En la tabla 1.27, se ha estimado en base a la experiencia, los rangos de eficiencia de separación.

Tabla 1.27 EFICIENCIA DE LOS TIPOS DE SEPARADORES DE GAS.

Tipo de Separador	Eficiencia de Separación (%)	Gas que ingresa a la bomba (%)
Intake Estándar	0 – 20	80 – 100
Separador Estático	25 – 50	50 – 75
Separador Dinámico	80 – 95	5 - 20

FUENTE: REDA, “Curso avanzado de BES”.

El Separador de Gas Dinámico, necesita tomar energía mecánica proveniente del motor para su funcionamiento.

En la tabla 1.28, se indica el consumo en HP de algunos modelos de Separadores de Gas Dinámicos.

Tabla 1.28 CONSUMO DE POTENCIA PARA SEPARADORES DE GAS DINÁMICOS

Tipo de Separador Dinámico	HP requeridos a 60 Hz
SERIES 338	
ARS	1,75
SERIES 400	
DRS	1,25
VGSA D20-60	3,0
SERIES 538	
VGSA S20-90	6,0
VGSA S70-150	14,0
SERIES 540	
GRS	7,0

FUENTE: REDA, “Curso avanzado de BES”.

En la tabla 1.29, se muestra los rangos de flujo, en los cuales, son efectivos los separadores de gas.

Tabla 1.29 RANGOS DE FLUJO PARA LOS SEPARADORES DE GAS

Tipo	Rata Máxima Efectiva (BPD)	Rata Máxima Permisible (BPD)	Rata Mínima (BPD)
SERIES 338			
ARS	2440	-	250
SERIES 400			
DRS , DRS-ES	4000	-	500
VGSA D20-60	5500	-	-
SERIES 538			
GRS, GRS-ES	7000	-	1000
VGSA S20-90	9000	-	-
VGSA S70-150	15000	-	-

FUENTE: REDA, "Curso avanzado de BES".

1.2.3.4. Bomba Centrífuga Multietapa.

Una bomba centrífuga, es una máquina que mueve fluidos rotándolos con un impulsor rotativo dentro de un difusor (parte estacionaria), que tiene una entrada central y una salida tangencial. La trayectoria del fluido es una espiral, que se incrementa desde la entrada en el centro a la salida tangente del difusor.

El impulsor, transmite energía cinética al fluido.

En el difusor, parte de la energía cinética es transformada en energía potencial (altura), por medio de un incremento del área de flujo, elevando la presión de descarga.

El impulsor y el difusor son conjuntamente indispensables en una bomba centrífuga, y la combinación de éstas es llamada "etapa".

Una bomba centrífuga crea presión, por medio de la rotación de una serie de álabes en un impulsor.

El movimiento del impulsor forma un vacío parcial a la succión del difusor.

Si un impulsor adicional es añadido a la bomba, la rata de flujo permanece constante, pero la presión en la descarga se incrementa.

En otras palabras, la presión creada por un impulsor es añadida a la presión creada por el segundo impeler, y así sucesivamente. A mayor cantidad de impulsores utilizados, mayor será la presión en la descarga.

Los impulsores, determinan la tasa de flujo que la bomba es capaz de manejar para un diseño específico. Hay dos tipos de impulsores:

- *Impulsor de Flujo Mixto.*- Tiene los ángulos de los álabes cercanos a 45 grados, los cuales son usualmente encontrados en las bombas para altas tasas de flujo.
- *Impulsor de Flujo Radial.*- Tiene los ángulos de los álabes cercanos a 90 grados, los cuales son encontrados en bombas de bajas tasas de flujo.

Las bombas de acuerdo a su construcción, se dividen en dos tipos básicos:

- *Tipo Flotante.*- Cada impulsor es libre de moverse hacia arriba y hacia abajo en el eje, se podría decir que “flotara” en el eje.

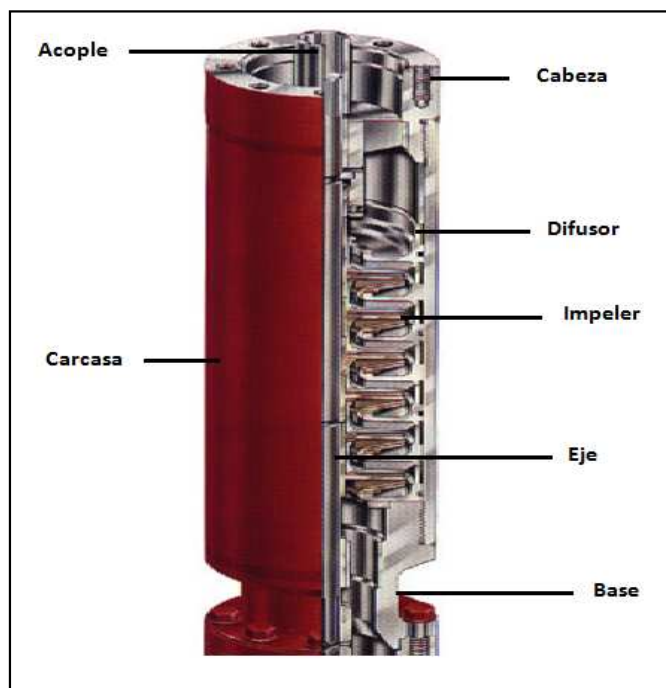
En este tipo de construcción, el impulsor puede trabajar en el límite superior (Upthrust) o en el límite inferior (Downthrust).

- *Tipo Compresión.*- Cada impulsor está rígidamente fijo al eje, de tal manera que se mueve conjuntamente con el eje.

Todos los impulsores están “comprimidos”, conformando un solo cuerpo rígido, de tal manera, que si un impulsor trata de moverse hacia arriba o hacia abajo, tratará de mover el eje en esa dirección.

En la figura 1.13, se ilustra las partes que constituyen una bomba centrífuga.

Figura 1.13 BOMBA CENTRÍFUGA MULTIETAPA



FUENTE: “REDA”, Schlumberger.

1.2.3.4.1. Nomenclatura

Por lo general, se usa dos caracteres alfabéticos, el primero, sirve para describir el diámetro o serie de cada etapa, y el segundo, se refiere al material de las etapas, y una descripción numérica para referirse a la Tasa de Flujo (barriles por día) de las bombas en el *Punto de Mejor Eficiencia*.

En la tabla 1.30, se muestra el primer caracter con su serie correspondiente.

Tabla 1.30 NOMENCLATURA DE LAS BOMBAS DE ACUERDO A SU DIÁMETRO

Tipo	Serie	Diámetro Externo (pg)	Diámetro Mínimo de Revestidor (pg)
A	338	3,38	4 ½
D	387 / 400	3,87 / 4,00	5 ½

CONTINUACIÓN TABLA 1.30

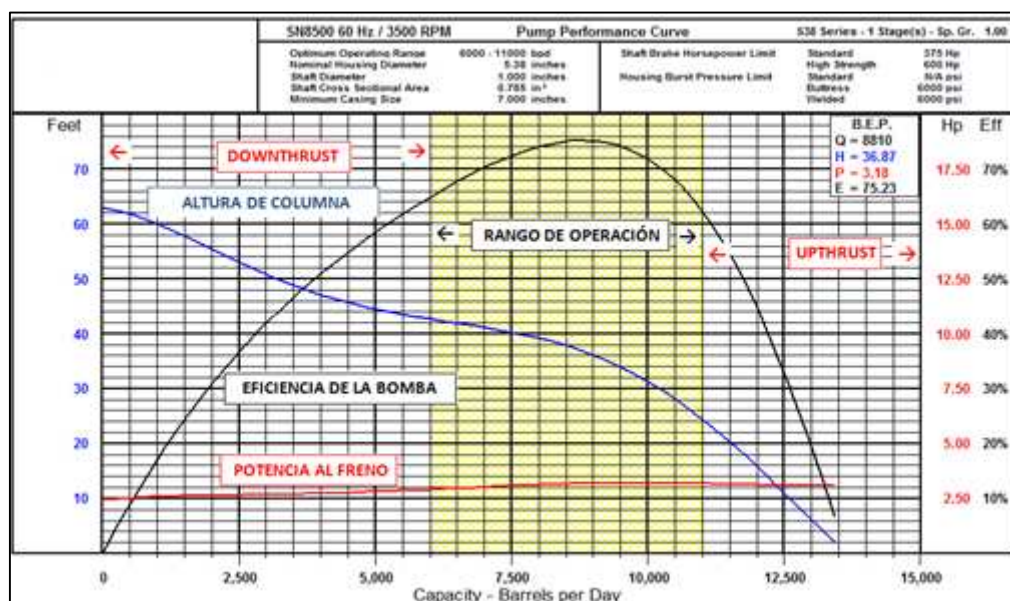
G	540	5,13	6 5/8
S	538	5,38	7
H	562	5,62	7
J	675	6,75	8 5/8
L	725	7,25	9 5/8
M	862	8,62	10 3/4

FUENTE: REDA, “Catálogo de Bombeo Electrosumergible”, 2005.

En el caso del material de la etapa, si el segundo caracter es la letra “N”, el material es NI-Resist, y si no hay ninguna letra, el material es Ryton.

1.2.3.4.2. Análisis de las Curvas de las Bombas

Figura 1.14 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE LAS BOMBAS



FUENTE: REDA, “Curso avanzado de BES”.

- La *Curva de la Altura de la Columna* o “*Head Capacity*”, es la altura total requerida en [pies], para bombear determinado caudal de fluido en [BPD]. Se puede observar, cuando el caudal 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* o “*Brake Horse Power*”, se traza en base a datos de la prueba de desempeño real. Es la potencia real requerida por la bomba centrífuga en función del caudal producido, para entregar el requerimiento hidráulico.
- La *Curva de Eficiencia* o “*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.

Para las curvas descritas anteriormente, existen tres zonas de operación: 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, y el Thrust Bearing del protector tiene que soportar una mayor carga, provocando un mayor desgaste.

- *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.

1.2.3.5. Cable de Potencia

El Cable de Potencia es usado para transmitir al motor, la energía eléctrica desde la superficie. Los cables eléctricos son cuidadosamente aislados y pueden ser de tipo plano o redondo (dependiendo del espacio disponible dentro del pozo), y trabajan en temperaturas que pasan los 300 °F.

El tamaño apropiado del cable depende del amperaje, caída de voltaje y el espacio disponible entre el tubing y el casing. Los datos más críticos para seleccionar el cable son: la temperatura y la composición del fluido de producción.

Varios factores están involucrados en el diseño y manufactura de los Cables de Potencia, y son: Propiedades Eléctricas, Dimensiones Físicas, Resistencia al Ambiente, Resistencia Mecánica, Temperatura y Condiciones de Manejo.

Los principales componentes del Cable de Potencia incluyen:

- *Conductor.*- El Cable de Potencia consiste de tres conductores de cobre, que se extienden desde el tope del cable plano del motor hasta el cabezal del pozo. El tamaño apropiado depende del amperaje y la caída de voltaje.
- *Aislante.*- El EPDM, es el material más utilizado para aislar a los conductores, ya que resiste temperaturas mayores a 550°F, además de tener excelentes propiedades de aislamiento eléctrico.

- *Chaqueta*.- Su función es proteger al aislante (EPDM) de altas temperaturas. El material más utilizado es el plomo.
- *Armadura Externa*.- El típico material para el armazón en los cables para BES es acero galvanizado. Otros materiales como: acero inoxidable, monel o bronce se usan regularmente en medios corrosivos.
- *Capilar de inyección (opcional)*.- Cuando se requiere inyectar químicos para prevenir la corrosión, escala, parafina, emulsiones, entre otros, se emplea cable con capilar para llevar el químico hasta la succión de la bomba.

Figura 1.15 ESTRUCTURA Y TIPOS DE CABLES DE POTENCIA



FUENTE: "REDA", Schlumberger.

1.2.3.6. Cable de Extensión (Motor Lead Extension)

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.

El cable de extensión se conecta a las terminales de los devanados del motor mediante un adaptador de acero.

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

Figura 1.16 CABLE DE EXTENSIÓN (MLE)



FUENTE: "REDA", Schlumberger.

1.2.4. ACCESORIOS DE FONDO ADICIONALES

Los accesorios de fondo adicionales empleados son:

- Sensor de Fondo.
- Intake.
- Válvulas de Drenado o de Purga.

- Válvulas de Retención o Check.
- Centralizador.
- Protectores de Cable.
- Sujetadores o Correas para Cable.
- Y-Tools.

1.2.4.1. Sensor de Fondo

El sensor de fondo, evalúa continuamente y a tiempo real los parámetros del motor y del reservorio, y dan la información al operador para tomar acciones con el fin de optimizar el sistema de fondo.

El sensor de fondo, se instala en la base del motor eléctrico, y mide la presión de intake y descarga de la bomba, temperatura del motor y la formación, vibración y la corriente de fuga en el sistema eléctrico de fondo. Las señales tomadas por el sensor de fondo, son enviadas electrónicamente a superficie, a través del cable de potencia.

Figura 1.17 SENSOR DE FONDO



FUENTE: "REDA", Schlumberger.

1.2.4.2. Intake

El intake, se instala en la base de la bomba e inmediatamente cerca de la cabeza del protector, es el dispositivo por el cual ingresan los fluidos a la bomba. Es utilizado cuando tenemos fluidos con poco gas libre, debido a que no realiza ningún proceso de separación de gas.

Figura 1.18 INTAKE



FUENTE: "REDA", Schlumberger.

1.2.4.3. Válvula de Drenaje o de Purga

Si se instala una válvula Check en la sarta de producción, también se debe instalar una válvula de drenaje.

Esta válvula se debe instalar una o dos uniones sobre la válvula Check.

La válvula de Drenaje está diseñada para permitir el halado o desmonte de la sarta de producción y del sistema de bombeo, sin los fluidos del pozo presentes en el tubing.

1.2.4.4. Válvula de Retención (Check)

Las válvulas de drenaje, son empleadas para mantener la columna de fluido en la tubería de producción, cuando la bomba está apagada, evitando que la columna de fluido fluya inversamente a través de la bomba, causando una rotación inversa en el motor cuando este está apagado.

Por lo general, la válvula de drenaje se localiza un mínimo de 6 a 8 uniones sobre la bomba, para permitir que el gas se purgue desde la bomba en el arranque.

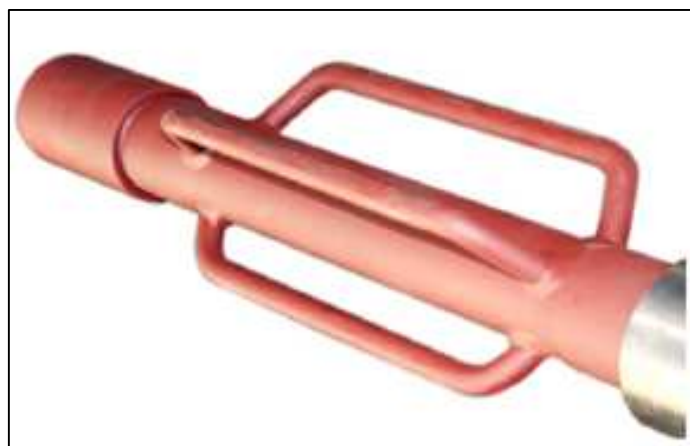
Si se tiene una instalación donde no se emplea una válvula de drenaje, se debe esperar hasta que el motor deje de girar en sentido contrario (al menos 30 minutos hasta que fluya todo el fluido de la columna), antes de arrancar el equipo, para evitar roturas del eje o quemar el motor eléctrico.

1.2.4.5. Centralizador

El centralizador se instala en la parte inferior del sensor de fondo.

Su función es ubicar el equipo de fondo en el centro del pozo, esto ayuda a tener un enfriamiento uniforme del motor, y también para evitar daños en el cable de potencia, debido a la fricción con la tubería, cuando el equipo es bajado o subido.

Figura 1.19 CENTRALIZADOR



FUENTE: "REDA", Schlumberger.

1.2.4.6. Protectores de Cable

Estos protectores se utilizan para brindar una protección mecánica al cable de potencia, especialmente, si se trabaja en pozos desviados.

Los materiales de estas herramientas, son generalmente, hierro colado, acero común o inoxidable.

Existen dos tipos de protectores de cable:

- 1- Los “*protectores Canon*”, son utilizados para proteger el cable en las uniones de la tubería de producción.
- 2- Los “*Mid-Joints*”, se instalan en medio de cada tubo de producción. Provee una protección adicional.

Figura 1.20 PROTECTORES DE CABLE



FUENTE: Campo Sacha, Río Napo

1.2.4.7. Sujetadores o Correas para Cable

Los sujetadores de cable, se utilizan para sujetar el cable de potencia a la tubería de producción, debido a que el cable no puede soportar su propio peso. Se utiliza generalmente un intervalo de 15 pies entre correas.

Para sujetar el cable de extensión del motor a la bomba y sello, se recomienda el uso de una correa cada 1.5 pies.

En la mayoría de aplicaciones, se usan correas para cable que sean fabricadas de acero al carbono, acero inoxidable o monel.

El ancho de estas correas, es dependiente del peso del cable; para cables pesados, se requiere de correas más anchas.

Figura 1.21 SUJETADORES DE CABLE



FUENTE: Campo Sacha, Río Napo.

1.2.4.8. Y-Tools

Es una herramienta de producción, que permite intervenir en el pozo sin necesidad de sacar el sistema BES.

La Y-Tool permite la continuación de la sarta de producción, colocada lateralmente al sistema de bombeo; sirve como paso para herramientas de registro (Wireline) o tubería flexible (Coiled Tubing).

Este se cierra automáticamente al paso del fluido producido por la bomba electrosumergible cuando arranca.

1.2.5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

1.2.5.1. Ventajas

- Son capaces de producir altas de flujo, más altas comparadas con las bombas de desplazamiento positivo.
- Son de fácil diseño.
- Tienen un amplio rango de tasas de producción, siendo aplicable para cualquier pozo.
- Se puede tener información sobre su funcionamiento en cualquier momento y en tiempo real, mediante los VSD.
- Pueden ser usadas a baja presión de fondo.
- Pueden operar en forma confiable en pozos desviados.
- Operan a condiciones extremas, como altas temperaturas de fondo.
- Pueden ser usadas en medios corrosivos y con producción de escala.
- Pueden manejar cierta cantidad de gas.
- Levantan grandes volúmenes de fluido, con altos cortes de agua.
- La inversión inicial se recupera en un período de tiempo más corto, que con otro tipo de sistema de levantamiento.

1.2.5.2. Desventajas

- La inversión inicial que requiere este tipo de levantamiento es elevado, en comparación con otros sistemas de levantamiento.

- Uso de Tableros de Control a Velocidad Constante, limita la flexibilidad de variar tasas de flujo para ajustar la producción.
- Alto contenido de gas, puede limitar la capacidad del sistema, no es conveniente su aplicación en pozos con alto GOR.
- Alto contenido de sólidos, puede causar rápido desgaste de los componentes y producir fallas prematuras.
- Para reparar cualquiera de sus componentes, es necesario sacar todo el equipo de fondo con torre de reacondicionamiento.
- El consumo de energía eléctrica es elevado.
- Presenta impregnación de gas en el cable eléctrico.
- Se requiere contar con personal especializado para el control del equipo.
- Existen pocos proveedores a nivel mundial.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y DETERMINACIÓN DE LOS POZOS CON ALTO POTENCIAL PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL ÁREA SACHA

2.1. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

2.1.1. CONSIDERACIONES TEÓRICAS

Cuando la energía natural del reservorio ha disminuido y no tiene la capacidad para levantar los fluidos del subsuelo a superficie, es necesario implementar sistemas de levantamiento artificiales, que proporcionen la energía adicional necesaria para continuar con la explotación racional del reservorio. En el Área Sacha, el sistema de levantamiento artificial que predomina es el Bombeo Hidráulico; además de este sistema, existe también el Bombeo Electrosumergible.

2.1.1.1. Bombeo Hidráulico

Este sistema de levantamiento artificial, utiliza un fluido motriz (que puede ser agua o petróleo) 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 salen juntos a superficie por el espacio anular existente entre el casing y el tubing. Unidades individuales de Power Oil son

instaladas en superficie, las cuales inyectan el fluido motriz a una presión de 3900 psi.

2.1.2. ESTADO ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN POR ESTACIONES DEL ÁREA SACHA

2.1.2.1. Estación Sacha Norte 1

Al cierre del presente estudio, los pozos que producen a la Estación Sacha Norte 1 son 74 pozos perforados, de los cuales, 43 pozos están en producción, 27 producen con levantamiento artificial por bombeo hidráulico, 14 mediante bombeo electrosumergible y 2 por Flujo Natural; además, tiene 26 pozos cerrados, 1 pozo reinector y 4 pozos inyectores.

En la tabla 2.1, se describe la producción por métodos o tipos de levantamiento artificial de los pozos que producen a la Estación Sacha Norte 1; el número de pozos, barriles de fluido por día, barriles de petróleo por día y barriles de agua por día.

Tabla 2.1 PRODUCCIÓN POR SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO DE LOS POZOS QUE PRODUCEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE 1

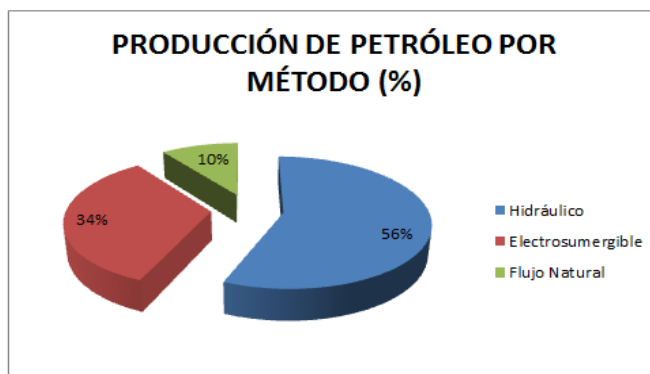
MÉTODO	NÚMERO DE POZOS	BFPD	BPPD	BAPD
Hidráulico	27	23400	8264	15136
Electrosumergible	14	11325	4923	6402
Flujo Natural	2	1502	1486	16
TOTAL SACHA NORTE 1	43	36227	14673	21554

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, Forecast Octubre-2011.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

En el gráfico 2.1, se ilustra la producción de petróleo por método de levantamiento de los pozos que producen a la Estación Sacha Norte 1, expresado en porcentaje (%).

Gráfico 2.1 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR MÉTODO DE LEVANTAMIENTO DE LOS POZOS QUE PRODUCEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE 1



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, Forecast Octubre-2011.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

En la tabla 2.2, se detalla el estado actual de los pozos que producen a la Estación Sacha Norte 1, según los datos de producción de Ingeniería de Petróleos del Área Sacha, a la fecha de cierre del presente estudio (31 de Octubre de 2011), y contiene la siguiente información: nombre de pozo, zona productora, tipo de levantamiento artificial; en el caso de los pozos productores, se presenta una prueba representativa tomada del Forecast del mes de Octubre de 2011, mientras que para los pozos que se encuentran cerrados, se indica el estado de los pozos a la fecha de cierre del presente estudio.

Tabla 2.2 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS QUE PRODUCEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE 1 AL 31 DE OCTUBRE DE 2011

POZO	ACTUAL		FORECAST OCTUBRE 2011				OBSERVACIONES
	ARENA	MÉT.	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	
SAC-03	Hs	PPH	483	221	262	54,2	OK
SAC-05	U	CPI					Inyector #5
SAC-06	Ui	PPH	453	396	57	12,6	OK
SAC-07	U+T	PPH	840	396	444	52,8	OK
SAC-08	U	PPS	913	146	767	84,0	OK
SAC-09	Ti	PPH	517	345	172	33,2	OK
SAC-10	Hi	PPH	MONITOREANDO				28-10-2011: Pozo sale de WO # 12. Monitoreando producción y BSW.

CONTINUACIÓN TABLA 2.2

POZO	ACTUAL		FORECAST OCTUBRE 2011				OBSERVACIONES
	ARENA	MÉT.	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	
SAC-11		CP					Finaliza evaluación arena "U", pozo queda sin bomba.
SAC-12	T	PPH	634	100	534	84,2	OK
SAC-14		CW					Recupera bomba Jet 8A. Pozo cerrado por alto BSW.
SAC-16	Hs	CP					Sale de WO # 13. Suspenden evaluación MTU arena "Hs".
SAC-20	U+T	PPH	578	268	310	53,7	OK
SAC-21		CP					02-12-2010: Pozo cerrado sin tubería luego de W.O # 14.
SAC-22		CWO					03-08-2011. Pozo sale de W.O. Pozo queda cerrado sin tubería.
SAC-23	T	CPR					19-03-2010: Pozo sale de W.O. #15, queda completado para reinjector a la Fm. Tiyuyacu.
SAC-24		CP					17-08-2006: W.O. suspendido para recuperar tubería, tensionan hasta 160000 lbs, sin éxito (escala) no tiene cabezal.
SAC-31	Hs	PPH	408	386	22	5,3	OK
SAC-33		CP					11-04-2010: Pozo queda sin tubería de producción.
SAC-34		CW					13-09-2007: Se recupera bomba. Queda con std valve. Cerrado por alto BSW.
SAC-35		CP					Cerrado comunicación tubing-casing
SAC-36		CW					15-05-2011: Se recupera bomba Jet. Pozo queda cerrado por bajo aporte y alto BSW.
SAC-39		CP					Pozo cerrado por pescado. Rotura de Plug - Cross Over de bomba.
SAC-50	U	PPH	1285	431	854	66,5	OK
SAC-51	Ti	PPS	726	617	109	15,0	OK
SAC-53	Ui	PPH	279	262	17	6,1	OK
SAC-59	Ui	PPS	615	590	25	4,0	OK
SAC-60		CP					Se suspende W.O # 8, por casing dañado.
SAC-70	Hi	PPS	1702	170	1532	90,0	15-10-2011: Sale de WO # 09. Cambio de sistema de PPH a PPS.
SAC-74		CBA					04-02-2011: Cerrado por bajo aporte.
SAC-76	U+T	CPI					Inyector # 3
SAC-77		CBA					Pozo cerrado bajo aporte.
SAC-85	BT	PPH	246	106	140	56,9	OK
SAC-90	U	CPI					Inyector #6
SAC-94	Hs	CBA					24-10-1996: Cerrado por alto BSW y bajo aporte.
SAC-96	BT	PPH	199	176	23	11,6	OK
SAC-102	T	CBA					27-06-2011. Se cierra por bajo aporte.
SAC-103	Hs	PPH	2410	289	2121	88,0	Posible cambio bomba
SAC-105	T	CPI					Inyector #4
SAC-106	Hs	PPH	582	355	227	39,0	OK
SAC-107	BT	CBA					02- Junio Pozo se cierra por bajo aporte
SAC-114	Hi	PPH	3650	379	3271	89,6	01-10-2011: Sale de WO # 02.
SAC-115	Hi	PPH	987	426	561	56,8	OK
SAC-116	T	CBA					15-10-2011: Sale de WO #03. Pozo queda sin tubería.

CONTINUACIÓN TABLA 2.2

POZO	ACTUAL		FORECAST OCTUBRE 2011				OBSERVACIONES
	ARENA	MÉT.	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	
SAC-119	Hs	PPH	113	81	32	28,3	OK
SAC-120	T	CW					Suspenden evaluación con MTU por alto BSW.
SAC-126	BT	PPH	419	260	159	37,9	OK
SAC-127	Hs	PPS	1231	246	985	80,0	13-10-2011: Sale de WO # 07. Bajan equipo BES P23X.
SAC-131	T	CP					01-07-2011. Pozo sale de WO. (No exitoso)
SAC-133	U	PPH	113	111	2	1,8	OK
SAC-135	Hs	PPH	1329	543	786	59,1	21-10-2011: Cambian bomba. Pruebas altas.
SAC-136	BT	PPH	222	213	9	4,1	Tasa de producción regulada.
SAC-140D	Ui	PPH	746	395	351	47,0	Incrementa BSW. Retorno de 1% A 14%.
SAC-143	Hi	CW					Cerrado (05-07-2003) por alto Bsw.
SAC-144	BT	PPH	2148	298	1850	86,1	Pozo en Observción
SAC-145	BT	CP					30-10-10: Se reversa bomba de camisa 2.81(jet-9A), pozo queda sin bomba.
SAC-147D	Hi	PPH	627	484	143	22,8	Baja producción, posible cambio de bomba
SAC-150D	UI	PPS	886	532	354	40,0	OK
SAC-152D	U	PPS	340	313	27	8,0	OK
SAC-161	Hs+Hi	PPS	495	198	297	60,0	15-10-2011: Sale de WO # 05.
SAC-162	Hs+Hi	CBA					11-07-2011. Halliburton realiza tratamiento ácido y solvente a la zona "Hs". Cerrado por bajo aporte.
SAC-163D	T	PPS	396	59	337	85,0	OK
SAC-164D	Hi	PPH	3156	871	2285	72,4	OK
SAC-166D	T	PPH	564	83	481	85,3	24-08-2011: Sale de WO # 02
SAC-169D	Ui	PPS	1120	717	403	36,0	OK
SAC-180D	Ti	PPS	180	176	4	2,0	21-08-2011 Pozo entra a W.O
SAC-203D	Hi	CBA					07-9-11 Pozo sale de W.O. 11-09-2011: Suspenden evaluación por bajo aporte
SAC-205D	UI	CP					Pozo cerrado
SAC-206D	Hi	PPS	1699	170	1529	90,0	OK
SAC-229D	UI	PPS	812	804	8	1,0	OK
SAC-230D	Hs+i	PPS	210	185	25	12,0	21-08-2011: Pozo sale de W.O
SAC-232D	T	PPH	414	389	25	6,1	OK
SAC-250D			POZO EN EVALUACIÓN				30-10-2011: Inicia C&PI
SAC-251D	Hi	PPF	854	851	3	0,3	02-10-2011: Pozo sale de C&PI
SAC-259D	Hi	PPF	648	635	13	2,0	17-08-2011: Pozo sale de C&PI
TOTAL ESTACIÓN NORTE 1			36227	14673	21554	59,50	

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, Forecast Octubre-2011.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

En resumen, al mes de Octubre de 2011, la producción diaria promedio de la Estación Norte 1 es de 14673 BPPD y 21554 BAPD, con un BSW de 59.50%. La producción de la Estación Norte 1, aporta el 29.44% de la producción total del Área en estudio.

2.1.2.2. Estación Sacha Norte 2

Al cierre del presente estudio, los pozos que producen a la Estación Norte 2 del Área Sacha son 59 pozos perforados, de los cuales, 35 pozos están en producción, 3 producen con levantamiento artificial por bombeo hidráulico, 30 mediante bombeo electrosurgible y 2 por Flujo Natural; además se tienen 16 pozos cerrados, 3 pozos reinyectores y 5 pozos abandonados.

En la tabla 2.3, se describe la producción por métodos o tipos de levantamiento artificial de los pozos que producen a la Estación Sacha Norte 2; el número de pozos, barriles de fluido por día, barriles de petróleo por día y barriles de agua por día.

Tabla 2.3 PRODUCCIÓN POR SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO DE LOS POZOS QUE PRODUCEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE 2

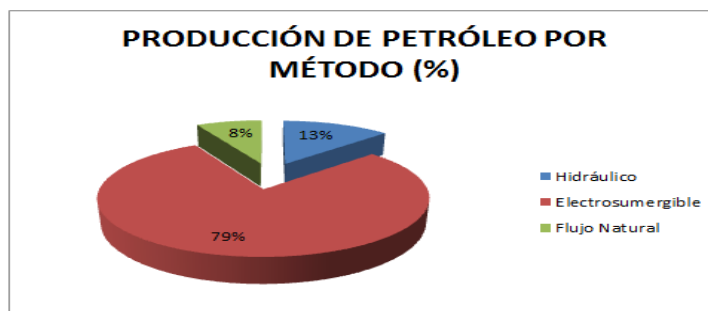
MÉTODO	NÚMERO DE POZOS	BFPD	BPPD	BAPD
Hidráulico	3	1897	1808	89
Electrosurgible	30	18683	11000	7683
Flujo Natural	2	1960	1100	860
TOTAL SACHA NORTE 2	35	22540	13908	8632

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, Forecast Octubre-2011.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

En el gráfico 2.2, se ilustra la producción de petróleo por método de levantamiento de los pozos que producen a la Estación Sacha Norte 2, expresado en porcentaje (%).

Gráfico 2.2 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR MÉTODO DE LEVANTAMIENTO DE LOS POZOS QUE PRODUCEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE 2



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, Forecast Octubre-2011.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

En la tabla 2.4, se detalla el estado actual de los pozos que producen a la Estación Sacha Norte 2, según los datos de producción de Ingeniería de Petróleos del Área Sacha, a la fecha de cierre del presente estudio (31 de Octubre de 2011).

Tabla 2.4 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS QUE PRODUCEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE 2 AL 31 DE OCTUBRE DE 2011

POZO	ACTUAL		FORECAST OCTUBRE 2011				OBSERVACIONES
	ARENA	MÉT.	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	
SAC-04		CA					Pozo abandonado.
SAC-04B	U	CP					16-08-2011. Pozo sale de W.O. Pozo queda cerrado sin tubería.
SAC-32	T	PPS	381	312	69	18,0	OK
SAC-38	T	PPS	368	363	5	1,4	OK
SAC-57		CA					Abandonado por rotura de casing.
SAC-58	Hi	PPS	540	76	464	86,0	OK
SAC-63		CP					03-03-2011: Pozo que cerrado sin bomba.
SAC-65	TIY.	CPR					Reinyector a Tiyuyacu
SAC-65B	Hi	PPS	420	417	3	0,8	En observación
SAC-66B	BT+Ui	PPS	311	249	62	20,0	OK
SAC-69		CA					Pozo seco
SAC-71		CP					09-08-2005: Sale de W.O # 14: queda sin tubería de producción.
SAC-93	U	PPS	232	128	104	45,0	Pozo tiene alta producción de gas. Fluye Esporádicamente
SAC-95	T	CWO					16-10-2011: Pozo entra a WO # 09.
SAC-117	TIY	CPR					Reinyector a Tiyuyacu
SAC-121	U	PPS	782	774	8	1,0	OK
SAC-125	Hi	PPS	681	674	7	1,0	OK
SAC-129	U	CBA					Cerrado bajo aporte
SAC-138	Hs	CBA					Pozo cerrado por bajo aporte

CONTINUACIÓN TABLA 2.4

POZO	ACTUAL		FORECAST OCTUBRE 2011				OBSERVACIONES
	ARENA	MÉT.	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	
SAC-148ST1	Ui	CP					Finaliza evaluación con MTU después de fracturamiento hidráulico. Pozo queda sin bomba.
SAC-160D	Hs+i	PPS	679	272	407	60,0	07-10-2011: Pozo sale de WO # 04.
SAC-165D	Hs	CP				0,5	24-10-2011: Sale de WO # 04. Detectan comunicación TBG-CSG
SAC-167	T	PPS	129	92	37	28,7	OK
SAC-168H	H+T	PPS	120	101	19	16,0	Pozo de observación
SAC-170	T	PPH	353	277	76	21,4	OK
SAC-171H	Hi	CP					Cerrado. Queda aislada "Ui" con CIBP.
SAC-173H	U	CP					Cerrado por comunicación Tbg-Csg.
SAC-174D	Us+i	CW					Pozo cerrado por alto BSW.
SAC-175H	Hs	PPS	378	151	227	60,0	16-10-2011: Sale de W.O # 05.
SAC-177D	Ts	PPS	251	250	1	0,5	OK
SAC-178D	Hi	PPS	473	227	246	52,0	OK
SAC-192	Hi	PPS	1728	311	1417	82,0	OK
SAC-204D	Hi	PPS	961	308	653	68,0	OK
SAC-210D	Hi	CWO					16-10-2011: Pozo entra a WO # 02.
SAC-213D	Hi	PPS	656	380	276	42,0	OK
SAC-214D	Hi	PPS	1112	423	689	62,0	Produce con completación Dual
	Ui	PPS	456	447	9	2,0	
SAC-217D	Ui	PPS	384	383	1	0,2	OK
SAC-218D	Hi	PPF	976	273	703	72,0	OK
SAC-221H		CPR					Pozo reinjector
SAC-226D	Hs	PPS	1072	943	129	12,0	OK
SAC-227D	Hi	PPS	288	121	167	58,0	
SAC-228D	Hi	PPS	177	127	50	28,0	
SAC-231D	Hi	PPF	984	827	157	16,0	OK
SAC-233D	Hi	PPS	1812	362	1450	80,0	Monitorear, pruebas bajas
SAC-240 D	T	PPS	212	206	6	3,0	OK
SAC-241D	Hi	PPS	1038	415	623	60,0	OK
SAC-242D	Hs	PPS	866	433	433	50,0	OK
SAC-244D	Hs	CBA					Cerrado por bajo aporte.
SAC-249D	Ui	CP					Pozo cerrado.
SAC-260D	Ui	PPS	248	246	2	0,8	OK
SAC-261D		CWO					Termina evaluación con MTU
SAC-262D	Hs	PPS	500	495	5	1,0	Revisar parámetros. Monitorear.
SAC-263D	Ui	PPS	379	363	16	4,2	Produce con completación Dual
	Hi	PPS	383	326	57	15,0	
SAC-264	Ui	PPS	130	104	26	20,0	Produce con completación Dual
	Hi	PPS	536	521	15	2,8	
SAC-320D	Ti	PPH	928	919	9	1,0	OK
SAC-321D	Hs	PPH	616	612	4	0,6	Evaluando con MTU
SAC-PROF	H	CBA					Pozo cerrado por bajo aporte.
PACAY-1	U	CBA					Pozo cerrado por bajo aporte.
TOTAL ESTACIÓN NORTE 2			22540	13908	8632	38,30	

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, Forecast Octubre-2011.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

Al mes de Octubre de 2011, la producción diaria promedio de la Estación Sacha Norte 2 es de 13908 BPPD y 8632 BAPD, con un BSW de 38.30%. La producción de la Estación Sacha Norte 2, aporta el 27.91% de la producción total del Área en estudio.

2.1.2.3. Estación Sacha Central

Al cierre del presente estudio, los pozos que producen a la Estación Central del Área Sacha son 46 pozos perforados, de los cuales, 30 pozos están en producción, 29 producen con levantamiento artificial por bombeo hidráulico y 1 mediante bombeo electrosumergible; además se tienen 13 pozos cerrados, 1 pozo reinjector y 2 pozos abandonados.

En la tabla 2.5, se describe la producción por métodos o tipos de levantamiento artificial de los pozos que producen a la Estación Sacha Central; el número de pozos, barriles de fluido por día, barriles de petróleo por día y barriles de agua por día.

Tabla 2.5 PRODUCCIÓN POR SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO DE LOS POZOS QUE PRODUCEN A LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL

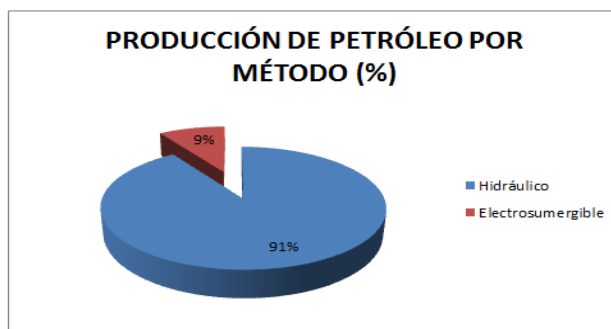
MÉTODO	NÚMERO DE POZOS	BFPD	BPPD	BAPD
Hidráulico	29	11252	7526	3726
Electrosumergible	1	778	770	8
TOTAL SACHA CENTRAL	30	12030	8296	3734

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, Forecast Octubre-2011.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

En el gráfico 2.3, se ilustra la producción de petróleo por método de levantamiento de los pozos que producen a la Estación Sacha Central, expresado en porcentaje (%).

Gráfico 2.3 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR MÉTODO DE LEVANTAMIENTO DE LOS POZOS QUE PRODUCEN A LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, Forecast Octubre-2011.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

En la tabla 2.6, se detalla el estado actual de los pozos que producen a la Estación Sacha Central, según los datos de producción de Ingeniería de Petróleos del Área Sacha, a la fecha de cierre del presente estudio (31 de Octubre de 2011).

Tabla 2.6 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS QUE PRODUCEN A LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL AL 31 DE OCTUBRE DE 2011

POZO	ACTUAL		FORECAST OCTUBRE 2011				OBSERVACIONES
	ARENA	MÉT.	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	
SAC-01	U	PPH	440	429	11	2,5	OK
SAC-13	Hs+i	PPH	359	326	33	9,2	OK
SAC-17	Ui	PPH	492	481	11	2,2	20-10-2011: Cambian bomba por similar.
SAC-18	T	PPH	469	222	247	52,7	OK
SAC-19	Ui	PPH	325	221	104	32,0	OK
SAC-25	U	PPH	791	362	429	54,2	OK
SAC-26	U	PPH	392	193	199	50,8	OK
SAC-27		CW					Pozo cerrado por alto BSW.
SAC-28	Hi	PPH	816	277	539	66,0	13-10-2011: Sale de WO # 18. Evaluando arena Hi con MTU.
SAC-30	Hs	PPH	90	56	34	37,7	Pruebas bajas.
SAC-37	T	PPH	153	135	18	11,8	Bajo aporte arena "T".
SAC-40	U	PPH	574	194	380	66,2	OK
SAC-49		CP					Pozo cerrado.
SAC-54 ST1		CP					Cerrado
SAC-55	Ti	PPH	232	224	8	3,4	OK
SAC-64	Ti	CP					09-10-2011: Pozo cerrado sin bomba con St. Valve.
SAC-72	Ti	CBA					18-09-2011: Cerrado por bajo aporte.
SAC-73		CP					Casing roto. Pozo cerrado.
SAC-78	U	PPH	450	98	352	78,2	OK

CONTINUACIÓN TABLA 2.6

POZO	ACTUAL		FORECAST OCTUBRE 2011				OBSERVACIONES
	ARENA	MÉT.	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	
SAC-79		CT					Pozo taponado.
SAC-80	T	PPH	215	106	109	50,6	OK
SAC-82		CP					Cerrado por casing dañado.
SAC-83	T	CWO					31-10-2011: Realizan limpieza ácida a la arena T con unidad coiled tubing
SAC-86	TY	CPR					Reinyectando a Tiyuyacu.
SAC-87	BT	PPH	326	184	142	43,6	OK
SAC-88	T	PPH	223	210	13	5,8	OK
SAC-89	Hs	CP					Pozo cerrado. Existe comunicación Tbg-Csg.
SAC-91	T	PPH	165	113	52	31,5	21-10-2011: realizan tratamiento con HCl con unidad CTU.
SAC-92	U	CBA					Pozo cerrado por bajo aporte.
SAC-97	BT	CW					Pozo cerrado por alto BSW.
SAC-98	U	PPH	516	366	150	29,1	OK
SAC-99	T	PPS	778	770	8	1,0	OK
SAC-101	Ui	PPH	781	276	505	64,7	OK
SAC-104	U	CBA					Pozo cerrado por bajo aporte.
SAC-108	T	PPH	455	428	27	5,9	OK
SAC-112	BT	PPH	182	164	18	9,9	Posible cambio de bomba.
SAC-118	Ui	PPH	336	326	10	3,0	OK
SAC-122	BT	CW					Pozo cerrado por alto BSW.
SAC-130	Ui	PPH	476	263	213	44,7	Prueba luego de cambio de bomba.
SAC-134	U	PPH	515	496	19	3,7	OK
SAC-139	Ti	PPH	383	369	14	3,6	OK
SAC-190D	Ui	PPH	233	192	41	17,6	OK
SAC-191	Hs	PPH	339	317	22	6,5	OK
SAC-197D	U	PPH	299	295	4	1,3	OK
SAC-225D	Ui	PPH	215	203	12	5,6	OK
SAC-1 WEST		CP					Pozo cerrado.
TOTAL ESTACIÓN CENTRAL			12030	8296	3734	31,04	

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, Forecast Octubre-2011.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

Al mes de Octubre de 2011, la producción diaria promedio de la Estación Sacha Central es de 8296 BPPD y 3734 BAPD, con un BSW de 31.04%. La producción de la Estación Sacha Central, aporta el 16.65% de la producción total del Área en estudio.

2.1.2.4. Estación Sacha Sur

Al cierre del presente estudio, los pozos que producen a la Estación Sur del Área Sacha son 72 pozos perforados, de los cuales, 44 pozos están en producción, 23 producen con levantamiento artificial por bombeo hidráulico, 20 mediante bombeo

electrosumergible y 1 a flujo natural; además se tienen 20 pozos cerrados, 3 pozos reinyectores, 2 pozos inyectoros y 3 abandonados.

En la tabla 2.7, se describe la producción por métodos o tipos de levantamiento artificial de los pozos que producen a la Estación Sacha Sur; el número de pozos, barriles de fluido por día, barriles de petróleo por día y barriles de agua por día.

Tabla 2.7 PRODUCCIÓN POR SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO DE LOS POZOS QUE PRODUCEN A LA ESTACIÓN SACHA SUR

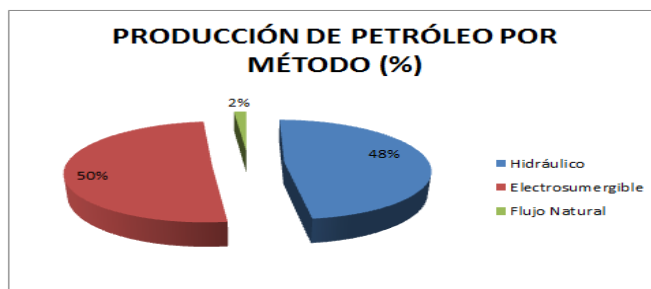
MÉTODO	NÚMERO DE POZOS	BFPD	BPPD	BAPD
Hidráulico	23	8266	6212	2054
Electrosumergible	20	10268	6535	3733
Flujo Natural	1	408	212	196
TOTAL SACHA	44	18942	12959	5983

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, Forecast Octubre-2011.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

En el gráfico 2.4, se ilustra la producción de petróleo por método de levantamiento de los pozos que producen a la Estación Sacha Sur, expresado en porcentaje (%).

Gráfico 2.4 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR MÉTODO DE LEVANTAMIENTO DE LOS POZOS QUE PRODUCEN A LA ESTACIÓN SACHA SUR



FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, Forecast Octubre-2011.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

En la tabla 2.8, se detalla el estado actual de los pozos que producen a la Estación Sacha Sur, según los datos de producción de Ingeniería de Petróleos del Área Sacha, a la fecha de cierre del presente estudio (31 de Octubre de 2011).

Tabla 2.8 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS QUE PRODUCEN A LA ESTACIÓN SACHA SUR AL 31 DE OCTUBRE DE 2011

POZO	ACTUAL		FORECAST OCTUBRE 2011				OBSERVACIONES
	ARENA	MÉT.	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	
SAC-02B	T	PPH	240	233	7	2,9	04-09-11: Toman B'UP.
SAC-15	U	CPI					Inyector #2
SAC-29	TIY	CPR					Reinyectando a Tiyuyacu.
SAC-41	BT	PPH	529	251	278	52,6	OK
SAC-42	BT	PPH	117	114	3	2,6	22-10-2011: Cambian de bomba. Prueba baja, confirmar.
SAC-43	Ui	PPH	295	117	178	60,3	OK
SAC-44	Hs+i	PPH	321	286	35	10,9	Monitoreando producción.
SAC-45		-					Rotura casing. Cerrado.
SAC-45B	Hs	PPH	369	359	10	2,7	OK
SAC-46		CBA					Suspenden evaluación por bajo aporte. Swab pesca bomba.
SAC-47		CP					Recuperan tubería de producción. Pozo cerrado.
SAC-48	T	CPI					Inyector #1
SAC-52B	Ui	PPS	411	345	66	16,0	Desgasificar diariamente
SAC-56	Ui	PPH	210	203	7	3,3	26-09-2011: Cambian bomba pistón, sale con corte de fluido. Cambian St.Valve.
SAC-61		CP					Cerrado. Se recupera bomba jet 10i. El pozo queda con Std-valve
SAC-62	Hs	PPH	487	474	13	2,7	OK
SAC-67B	Ui	PPS	329	326	3	1,0	En observación
SAC-68	Ui	PPH	511	486	25	4,9	OK
SAC-75		CWO					28-10-2011: Pozo entra a WO # 18
SAC-81		CBA					Cerrado por bajo aporte. Se recupera bomba.
SAC-84	TIY	CPR					Pozo reinyector.
SAC-100	ORT	CPR					Pozo reinyector.
SAC-109	U+T	PPH	183	169	14	7,7	Posible cambio de bomba.
SAC-110	U+T	PPH	312	290	22	7,0	Evaluando con MTU
SAC-111	T	PPH	559	367	192	34,3	OK
SAC-113	U	CBA					Cerrado por bajo aporte.
SAC-123	U	PPH	216	207	9	4,0	Evaluan con MTU
SAC-124	Hs	CWO					18-10-2011: Pozo entra a WO.
SAC-128	Hs	PPH	1353	236	1117	82,6	OK
SAC-132	U	PPH	344	319	25	7,3	OK
SAC-137	Ti	PPH	184	161	23	12,7	OK
SAC-141	T	CBA					Cerrado por bajo aporte.
SAC-142	Hi	PPH	45	32	13	28,0	Bajo aporte.
SAC-146	Hs	PPS	304	97	207	68,0	OK
SAC-149	T	PPS	344	261	83	24,0	Pozo esporádico.
SAC-151D	Hs+i	CP					Cerrado. Pozo queda con pescado.
SAC-153	U	PPS	456	433	23	5,0	OK
SAC-154D	Hi	PPS	1481	652	829	56,0	OK
SAC-155D	Ui	PPS	561	557	4	0,8	OK
SAC-156	Hi	CP					Pozo cerrado.
SAC-157	Ti+s	CP					Cerrado. Pozo sin tubería.

CONTINUACIÓN TABLA 2.8

POZO	ACTUAL		FORECAST OCTUBRE 2011				OBSERVACIONES
	ARENA	MÉT.	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	
SAC-158	Hi	PPH	356	347	9	2,6	OK
SAC-159	Hs	PPS	456	164	292	64,0	Pozo pierde producción.
SAC-172D	Ui	PPS	539	377	162	30,0	OK
SAC-176D	Ts+i	PPS	315	214	101	32,0	OK
SAC-179H	Ui	PPH	107	92	15	14,0	Pozo en observación. Posible cambio de bomba.
SAC-181D	Hs	PPS	236	151	85	36,0	Monitorear. Pozo con pérdida de producción.
SAC-182	Ui	PPH	272	251	21	7,7	OK
SAC-183	Hi	PPS	636	280	356	56,0	OK
SAC-184	Ui	PPH	536	510	26	4,9	OK
SAC-185	Ui	PPS	411	386	25	6,0	OK
SAC-186	T	PPH	456	447	9	2,0	Produce con MTU
SAC-187D	Ui	PPS	389	195	195	50,0	Desgasificar Constantemente.
SAC-188D	Ui	PPS	224	222	2	1,0	OK
SAC-189	Hs	PPS	1189	285	904	76,0	
SAC-193	Hs	PPS	593	546	47	8,0	OK
SAC-194D	HS	PPS	471	132	339	72,0	28-09-2011: Sale de WO # 02
SAC-195D	Ui	CP					Pozo cerrado.
SAC-196D	U+T	CP					Pozo cerrado.
SAC-198	Hs	PPS	654	651	3	0,5	OK
SAC-199D	U	CW					Cerrado por alto BSW=100%.
SAC-200D	HI	CP					Pozo cerrado.
SAC-201D	Ui	CBA					Cerrado por bajo aporte.
SAC-222D		CWO					24-10-2011: POZO ENTRA A WO # 01
SAC-223D	Ui	PPH	264	261	3	1,0	Produce con MTU
SAC-234D	Hs	PPF	408	212	196	48	Sale de C&PI
SAC-299D	U	PPS	269	261	8	3,0	OK
SAC-330D	Hs	CP					Cerrado
TOTAL ESTACIÓN SUR			18942	12959	5983	31,59	

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, Forecast Julio-2011.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

Al mes de Octubre de 2011, la producción diaria promedio de la Estación Sacha Sur es de 12959 BPPD y 5983 BAPD, con un BSW de 31.59%. La producción de la Estación Sacha Sur, aporta el 26.00% de la producción total del Área.

2.1.3. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Las facilidades de producción, referente a tanques, separadores instalados y manifolds para cada estación del Área Sacha, se especifican en las tablas 2.9, 2.10 y 2.11, respectivamente.

Tabla 2.9 CAPACIDAD TANQUES DEL ÁREA SACHA

ESTACIÓN	TIPO TANQUE	CAPACIDAD (BLS)		DIMENSIONES (PIES)	
		NOMINAL	OPERATIVA	ALTURA	DIÁMETRO
SACHA CENTRAL	Lavado	72490	66462	36	120
	Surgencia	41762	37797	30	100
	Oleoducto 1	161105	131145	43	164
	Oleoducto 2	100000	90000	43,3	132
	Empernados	10000	-	24	-
SACHA SUR	Lavado	20000	18127	40	60
	Surgencia	24600	18500	35	70
SACHA NORTE 1	Lavado	105880	97053	36	145
	Surgencia	70580	52939	24	145
SACHA NORTE 2	Lavado 1	12567	10850	36	50
	Lavado 2	60000	-	40	52
	Surgencia	15129	14112	30	60

FUENTE: Departamento de Producción, Área Sacha.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

Tabla 2.10 CAPACIDAD SEPARADORES DEL ÁREA SACHA

ESTACIÓN	SEPARADOR	PRESIÓN DE DISEÑO (PSI)	TEMPERATURA DE DISEÑO (°F)	PRESIÓN DE OPERACIÓN (PSI)	CAPACIDAD NOMINAL (BFPD)
SACHA CENTRAL	Prueba #1	125	180	24-28	10000
	Prueba #2	125	180	24-28	10000
	Producción #1	100	125	24-28	35000
	Producción #2	100	125	24-28	35000
	Producción #3	125	125	24-28	35000
	Producción #4	125	200	24-28	35000
SACHA SUR	Producción #5	125	120	24-28	35000
	Prueba #1	125	180	24-28	10000
	Prueba #2	125	180	24-28	10000
	Producción #1	-	-	24-28	35000
	Producción #2	125	125	24-28	35000
	Producción #3	-	-	24-28	35000
	FWKO #1	100	180	24-28	36046
FWKO #2	100	180	24-28	35000	
SACHA NORTE 1	Prueba #1	125	180	24-28	10000
	Prueba #2	-	-	24-28	10000
	Producción #1	125	120	24-28	25000
	Producción #2	125	125	24-28	25000
	Producción #3	125	120	24-28	25000
	FWKO #1	125	150	24-28	31500
SACHA NORTE 2	FWKO #2	100	180	24-28	35000
	Prueba #1	125	100	19-21	12000
	Producción #1	-	-	19-21	15000
	Producción #2	-	-	19-21	12000
	FWKO	100	180	19-21	52543

FUENTE: Departamento de Producción, Área Sacha.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

Tabla 2.11 MANIFOLDS POR ESTACIÓN DEL ÁREA SACHA

ESTACIÓN	MANIFOLDS
SACHA CENTRAL	9 manifolds de 5 pozos cada uno.
SACHA SUR	12 manifolds de 5 pozos cada uno.
SACHA NORTE 1	12 manifolds de 5 pozos cada uno.
SACHA NORTE 2	8 manifolds de 5 pozos cada uno.

FUENTE: Departamento de Producción, Área Sacha.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

2.1.3.1. Sistema de Reinyección de Agua de Formación del Área Sacha

Este estudio, propone un incremento en la producción de petróleo, el mismo que implica un incremento de la producción de agua de formación.

En la tabla 2.12, se tiene las condiciones actuales de reinyección de agua en la Formación Tiyuyacu para el Área Sacha, y el tiempo que dispone la formación para llegar a su capacidad de saturación.

Tabla 2.12 SITUACIÓN ACTUAL DE REINYECCIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN PARA EL ÁREA SACHA

Área de la Formación (acres)	41.000
Espesor Neto Promedio (pies)	153
Saturación Inicial de Agua (%)	30
Barriles Reinyectados (bls)	104' 711.614
Capacidad Total de la Formación (bls)	7.299' 890.100
Barriles de Capacidad de Confinamiento (bls)	5.109' 923.070
Reinyección Anual Promedia (bls)	18' 422.635
Tiempo hasta alcanzar 100% de Saturación (años)	273

FUENTE: Departamento de Geociencias, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

La reinyección del agua a la formación Tiyuyacu del Área Sacha, se realiza al momento por 5 pozos que reinyectan un total de 32241 BAPD, aproximadamente.

**Tabla 2.13 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS REINYECTORES DEL
ÁREA SACHA**

Estación	Pozo	Arena	Capacidad de Reinyección de los pozos por Pruebas de Inyectividad		Reinyección Actual de Agua
			Reinyección	Presión	
			(BIPD)	(PSI)	(BAPD)
CENTRAL	Sac-86	Tiyuyacu	11952	2560	6795
SUR	Sac-29	Tiyuyacu	15400	2800	8240
	Sac-84		7344	2500	5430
	Sac-100	Orteguaza	11952	2840	-
NORTE 1	Sac-23	Tiyuyacu	11808	3000	2519
NORTE 2	Sac-65	Tiyuyacu	19000	3000	-
	Sac-117		20160	1050	3923
	Sac-221H		17280	2650	5334
REINYECCIÓN DIARIA PROMEDIA EN EL MES DE OCTUBRE DE 2011					32241

FUENTE: Reporte Mensual de Producción y Reinyección de Agua. Octubre 2011.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

En la tabla 2.14, se muestran los equipos destinados para la reinyección de agua en las diferentes estaciones del Área Sacha.

Tabla 2.14 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DEL ÁREA SACHA

ESTACIÓN	POZO	MOTOR	BOMBAS	CAP.REINYECCIÓN (BIPD)
CENTRAL	SAC-86	1 Motor SIEMENS 800 HP	1 CENTRILIFT HC-12500 (en servicio)	10000
SUR	SAC-29	2 Motores BALDOR 500 HP	2 REDA HJ-350N (1 en servicio y 1 en reserva)	30000
	SAC-84	2 Motores SIEMENS 450 HP	2 REDA HJ-200N (1 en servicio y 1 en reserva)	
	SAC-100			
NORTE 1	SAC-23	2 Motores SIEMENS 800 HP	2 CENTRILIFT HC-12500 (1 en servicio y 1 en reserva)	25000
NORTE 2	SAC-65	1 Motor BALDOR 500 HP	1 REDA HJ-350N (en servicio)	16000
	SAC-117	1 Motor SIEMENS 400 HP	1 REDA HJ-350N (en reserva)	
	SAC-221H			
CAPACIDAD TOTAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO SACHA				81000

FUENTE: Departamento de Producción, Área Sacha.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

2.1.3.1.1. *Tratamiento Químico para la Reinyección de Agua de Formación en el Área Sacha*

En la tabla 2.15, se muestra el tratamiento químico que se da al agua de formación que va a ser reinyectada, además del tipo de químico, la cantidad y la concentración (ppm), al 31 de octubre de 2011.

Tabla 2.15 TRATAMIENTO QUÍMICO PARA LA REINYECCIÓN DEL AGUA

TRATAMIENTO QUIMICO					
TRATAMIENTO	TIPO QUIMICO	COSTO	CONSUMO		Concentración (PPM)
		\$ USD / galon	stock/gal	consumo/gal	
ANTICORROSIVO	P-1106	9,4	159	5	4,8
ANTI ESCALA	MX-593	9,4	92	6	5,8
DETERQUIM	DT-272	6,6	98	5	4,8
BIOCIDA	BAC-98	16	2	0	0,0

FUENTE: Departamento de Producción, Área Sacha.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

2.1.3.2. *Descripción del Sistema Power Oil del Área Sacha*

El método de levantamiento artificial usado principalmente en el Área Sacha, es el Bombeo Hidráulico, el cual representa el 54%, frente a otros tipos de levantamiento.

A continuación, se detallan los equipos del Sistema Power Oil por estación del Área Sacha.

2.1.3.2.1. *Estación Sacha Norte 1*

En la Estación Sacha Norte 1, la inyección del fluido motriz para el Sistema Power Oil, se realiza por medio de 2 turbo bombas y 5 bombas horizontales (HPS).

En la tabla 2.16, se indican los equipos que conforman el Sistema Power Oil en la Estación Sacha Norte 1.

TABLA 2.16 EQUIPOS DEL SISTEMA POWER OIL (SACHA NORTE 1)

TURBOBOMBAS				
EQUIPO	MOTOR	BOMBA	P. Descarga (psi)	CAP. INYECCIÓN (BIPD)
TB-1	Ruston (5000 HP)	UNITED	3900	24500
TB-2	Ruston (5000 HP)	UNITED	3900	24500
Booster # 1 (diésel)	CATERPILLAR (250 HP)	United Pumps (2920 GPM)	110	-
Booster # 2 (eléctrica)	General Electric (200HP)	United Pumps (2920 GPM)	110	-
BOMBAS HORIZONTALES (HPS)				
EQUIPO	MOTOR	BOMBA	P. Descarga (psi)	CAP. INYECCIÓN (BIPD)
2 HPS (WOOD GROUP)	Toshiba (800 HP)	TJ-9000	3950	7800-8000 (c/u)
3 HPS (CENTRILIFT)	Siemens (900 HP)	HC-7800	3900	9000 (c/u)
2 Booster	General Electric (100 HP)	DURCO	250	-

FUENTE: Departamento de Producción, Área Sacha.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

En la Estación Sacha Norte 1, el Sistema Power Oil tiene una capacidad de inyección de 92000 BPPD, aproximadamente. Normalmente, se opera con una turbo bomba (otra en reserva) y las 3 HPS de Centrilift. Las 2 HPS de Wood Group están de reserva.

Adicional a estos equipos, en el pozo SAC-36, se tiene 2 unidades AJAX, que tienen una capacidad de inyección unitaria de 5000 BPPD, y descargan a una presión de 3900 psi; actualmente estas unidades están en reserva.

2.1.3.2.2. Estación Sacha Central

El Sistema Power Oil de la estación Sacha Central, está conformado por 7 unidades AJAX y 7 bombas horizontales (HPS). Inicialmente, había 13 unidades

AJAX, pero 6 han salido de servicio por mal estado y falta de repuestos. Las unidades AJAX ya cumplieron su tiempo de vida útil.

En la tabla 2.17, se indican los equipos que conforman el Sistema Power Oil en la Estación Sacha Central.

TABLA 2.17 EQUIPOS DEL SISTEMA POWER OIL (SACHA CENTRAL)

UNIDADES AJAX				
EQUIPO	MOTOR	BOMBA	P. Descarga (psi)	CAP. INYECCIÓN (BIPD)
AJAX N°1	FUERA DE SERVICIO			
AJAX N°2	FUERA DE SERVICIO			
AJAX N°3	FUERA DE SERVICIO			
AJAX N°4	White Superior (610 HP)	AJAX	3900	5000
AJAX N°5	White Superior (610 HP)	AJAX	3900	5000
AJAX N°6	White Superior (610 HP)	DBMI	3900	5000
AJAX N°7	White Superior (610 HP)	AJAX	3900	5000
AJAX N°8	White Superior (597 HP)	O.P.I DREDO	3900	5000
AJAX N°9	FUERA DE SERVICIO			
AJAX N°10	FUERA DE SERVICIO			
AJAX N°11	FUERA DE SERVICIO			
AJAX N°12	White Superior (610 HP)	AJAX	3900	5000
AJAX N°13	White Superior (610 HP)	AJAX	3900	5000
BOMBAS HORIZONTALES (HPS)				
EQUIPO	MOTOR	BOMBA	P. Descarga (psi)	CAP. INYECCIÓN (BIPD)
7 HPS (CENTRILIFT)	SIEMENS (900 HP)	HC-7800	3900	9000 (c/u)

FUENTE: Departamento de Producción, Área Sacha.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

En la Estación Sacha Central, se opera normalmente con 4 unidades AJAX (3 en reserva) y con 3 HPS (4 en reserva). Esta estación, tiene una capacidad de inyección de fluido motriz de 98000 BPPD.

2.1.3.2.3. Estación Sacha Sur

El Sistema Power Oil de la estación Sacha Sur, está conformado por 2 bombas horizontales (HPS). Inicialmente, estaban en funcionamiento 2 WAUKESHAS, pero por falta de repuestos, actualmente están en fuera de servicio.

En la tabla 2.18, se indican los equipos que conforman el Sistema Power Oil en la Estación Sacha Sur.

TABLA 2.18 EQUIPOS DEL SISTEMA POWER OIL (SACHA SUR)

EQUIPO	MOTOR	BOMBA	P. Descarga (psi)	CAP. INYECCIÓN (BIPD)
WAUKESHA °1	FUERA DE SERVICIO			
WAUKESHA °2	FUERA DE SERVICIO			
HPS °1	Toshiba (800 HP)	TJ7-9000	3950	7800-8000
HPS °2	Siemens (900 HP)	HC-7800	3900	9000
Booster N°1 (eléctrica)	Siemens (40 HP)	Dean Pump Division 4x6x11	60	-
Booster N°2 (diésel)	Deutz (48 HP)	Dean Pump Division 4x6x11	60	-

FUENTE: Departamento de Producción, Área Sacha.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

Actualmente, en la Estación Sacha Sur, se opera al mismo tiempo con las 2 HPS. Esta estación, tiene una capacidad de inyección de fluido motriz de 17000 BPPD.

2.1.3.3. Sistema de Generación Eléctrica

En el área Sacha, la generación eléctrica por parte de Río Napo CEM es de aproximadamente 3.2 Mw, siendo insuficiente para abastecer la demanda eléctrica que requiere el Área, que es de 13.5 Mw. Para cubrir la demanda de energía, las empresas Justice (TME) y RS Roth venden aproximadamente 17.5 Mw de energía.

El sistema de generación eléctrica de la Empresa Río Napo, funciona a base de gas o diesel, y la generación eléctrica por parte de Justice (TME) y RS Roth es a diesel.

El Voltaje Primario disponible por los sistemas de generación eléctrica es de 13800 voltios.

En la tabla 2.19, se describen los equipos de generación eléctrica para el Área Sacha.

Tabla 2.19 EQUIPOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL ÁREA SACHA

GENERACIÓN ELÉCTRICA CAMPO SACHA							
GENERACIÓN ELÉCTRICA DE RÍO NAPO CEM							
ESTACIÓN	EQUIPO	CONSUMO		POTENCIA	CANTIDAD	POTENCIA INSTALADA	GENERACIÓN
		GAS	DIESEL	Kw		Kw	Kw
		PCD	Gal/Día				
CENTRAL	TA	800000	1100	1000	1	1000	700
	TB	1400000	4400	3000	1	3000	2500
GENERACIÓN TOTAL RÍO NAPO CEM							3200
GENERACIÓN ELÉCTRICA RENTADA							
COMPAÑÍA	EQUIPO	CONSUMO		POTENCIA	CANTIDAD	POTENCIA INSTALADA	GENERACIÓN
		DIÉSEL		Kw		Kw	Kw
		Gal/día					
Justice-TME	CENTRAL	6300		1000	7	7000	6000
RS Roth	CENTRAL	5800		1600	5	8000	6500
	PUNTUALES	5400		1000	5	5000	5000
GENERACIÓN TOTAL RENTADA							17500
GENERACIÓN TOTAL CAMPO SACHA							20700

FUENTE: Generación Eléctrica, Área Sacha.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

2.1.4. INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

La inyección de agua de formación en el Área Sacha, se inicia en noviembre de 1986, manteniéndose hasta la actualidad. La inyección de agua se realiza en las arenas Napo "U" y Napo "T", a través de 6 pozos inyectoros localizados al Este y al Oeste de la estructura.

Desde el punto de vista del mantenimiento de la presión en los yacimientos, el efecto de la inyección ha contribuido positivamente a frenar la declinación de 191 psi/año a 10 psi/año, aproximadamente.

Toda el agua de formación que se inyecta a las arenas Napo "U" y Napo "T", es tratada con el fin de evitar daños a la formación.

En la tabla 2.20, se indica cada uno de los pozos inyectoros, la arena en que se inyecta el agua de formación y rata de inyección.

Tabla 2.20 POZOS INYECTORES DEL ÁREA SACHA

POZO INYECTOR	ARENA	INYECCIÓN ARENA "U"	INYECCIÓN ARENA "T"	INYECCIÓN TOTAL
		(BIPD)	(BIPD)	(BIPD)
WIW-01	U+T	0	0	0
WIW-02	U	0	0	0
WIW-03	U+T	3058	3239	6297
WIW-04	U+T	1824	2115	3939
WIW-05	U+T	2947	3331	6278
WIW-06	U	3809	0	3809

FUENTE: Reporte mensual de Inyección de Agua - Octubre 2011, Área Sacha.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

En la tabla 2.21, se indica la inyección acumulada de agua de formación en el Área Sacha.

Tabla 2.21 INYECCIÓN ACUMULADA DE AGUA EN EL ÁREA SACHA

ARENA	INYECCIÓN ACUMULADA
	(BLS)
U	136' 327. 099
T	94' 256. 299
TOTAL	230' 583. 398

FUENTE: Reporte mensual de Inyección de Agua- Octubre 2011, Área Sacha.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

El sistema de inyección de agua del Área Sacha, tiene una capacidad de inyección de 28000 BAPD, a una presión promedio de 1250 psi. Los equipos destinados a la inyección de agua en el Área Sacha, se muestran en la tabla 2.22.

Tabla 2.22 EQUIPOS DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DEL ÁREA SACHA

EQUIPO	MOTOR	BOMBA	CAP. INYECCIÓN (BIPD)
1	Caterpillar 600 HP	National Quintuplex	7000
2	Caterpillar 600 HP	National Quintuplex	7000
3	Caterpillar 600 HP	National Quintuplex	7000
4	Caterpillar 600 HP	National Quintuplex	7000
CAPACIDAD DE INYECCIÓN DEL ÁREA SACHA (BAPD)			28000

FUENTE: Departamento de Producción, Área Sacha.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

2.2. ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS A IMPLEMENTAR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

2.2.1. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS

Los problemas más representativos que se presentan en el Área Sacha, son problemas relacionados con el sistema de Power Oil, el tiempo de vida útil de los equipos fue de 20 años, y que al momento siguen operando con más de 35 años de uso, generando mayores gastos en mantenimiento por problemas continuos que presentan estos equipos; también, altos cortes de agua que presentan ciertos pozos, haciendo que el sistema Hidráulico en estos casos sea ineficiente, y el Área en general, se encuentra en una etapa de declinación de la presión, por tal motivo, este estudio propone realizar el cambio del sistema de levantamiento artificial a bombeo electrosumergible en pozos con alto potencial, con el propósito de aprovechar la capacidad de producción de los mismos, y así evitar pérdidas de producción de los pozos seleccionados.

Los aspectos técnicos que se consideran son los siguientes:

2.2.1.1. Índice de Productividad

El Índice de Productividad, es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, utilizada para determinar la rata óptima de producción del pozo y para ello es necesario construir la curva IPR (realizadas en el Anexo No.2), en base a los parámetros del yacimiento obtenidos en los B'UP, siendo el de mayor utilidad el relacionado con el índice de productividad del pozo (IP o J), que se lo puede calcular con la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{Q}{P_R - P_{Wf}} \quad (2.1)$$

Para los pozos seleccionados, el índice de productividad se va a mantener constante debido a que éstos producirán sobre la presión de burbuja.

2.2.1.2. Producción al Punto de Burbuja

Para evitar daños en una bomba electrosumergible, es necesario seleccionar una presión de entrada a la bomba mayor que la presión 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.

2.2.1.3. Relación Gas-Petróleo (GOR)

Se define como el número de pies cúbicos estándar de gas que pueden disolverse en un barril estándar de petróleo, cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento; viene expresado en (PCS / BF).

El sistema electrosumergible maneja una menor cantidad de gas libre; debido a que en presencia en grandes cantidades de gas, ocasiona severos problemas, especialmente: cavitación en la bomba y disminuye su eficiencia; para evitar este tipo de problemas, se instala un separador de gas.

2.2.1.4. Permeabilidad de la Formación

La permeabilidad, se define como la capacidad que tiene una roca porosa de movilizar fluidos de la formación hacia el pozo, por lo que es necesario considerar valores altos. Siempre que se 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.

2.2.1.5. Monitoreo

La instalación del equipo electrosumergible, incluye una herramienta que mide continuamente las condiciones de temperatura y presión, permitiendo tener un mayor conocimiento y control del estado, y condición del pozo.

2.2.1.6. Variación de Producción

El sistema de bombeo electrosumergible es instalado con un controlador de frecuencia variable (VSD), que permite controlar la velocidad de la bomba para tener una mayor eficiencia y aumentar la producción de fluido cuando sea requerido.

2.2.1.7. Control de Corrosión y Escala

Para controlar situaciones de corrosión, escala, parafina, entre otros, en los equipos de fondo, se puede inyectar químicos utilizando el capilar que va junto al cable de potencia, y así prolongar la vida útil de los equipos de subsuelo, ya que estos químicos actúan directamente sobre el equipo, protegiéndolo.

2.2.1.8. 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 de la bomba y la producción de fluidos del pozo, mediante un variador de frecuencia (VSD).

2.2.1.9. Reservas Remanentes

El conocimiento de este aspecto es muy importante, debido a que se necesita conocer la cantidad de reservas remanentes con las que se dispone, además, como este estudio propone la implementación del sistema de bombeo electrosumergible, es necesario realizar una inversión inicial y que a futuro sea rentable.

El cálculo de reservas, se 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. 3.

2.2.2. POZOS SELECCIONADOS PARA CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Con las condiciones anteriores previamente analizadas, se han seleccionado 10 pozos que tienen alto potencial para implementar el sistema de bombeo electrosumergible. Estos pozos se muestran en la tabla 2.23.

Tabla 2.23 POZOS SELECCIONADOS PARA CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

ESTACIÓN	POZOS
NORTE 1	SAC-115, SAC-135, SAC-147D, SAC-164D y SAC-251D
NORTE 2	SAC-218D, SAC-231D, SAC-259D y SAC-321D
SUR	SAC-234D

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

2.3. RECOPIACIÓN DE DATOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

2.3.1. HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO Y DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

2.3.1.1. Historiales de Reacondicionamiento de los Pozos Seleccionados

El historial de reacondicionamiento, proporciona una información completa sobre los problemas o dificultades que se han presentado en un pozo desde su completación inicial hasta la actualidad.

La elaboración de los historiales de reacondicionamiento de los pozos seleccionados, permite establecer acciones de monitoreo de los pozos para evitar que problemas anteriores se presenten nuevamente en el futuro.

En el anexo No. 5, se presentan los historiales de reacondicionamiento de los pozos seleccionados, con el número de reacondicionamiento, fecha de realización, el objetivo y el procedimiento del mismo. Los diagramas de completación actuales se encuentran en el Anexo No. 6.

2.3.1.2. Historiales de Producción de los Pozos Seleccionados

La información que proporcionan los historiales de producción, es el comportamiento de la producción y agotamiento del pozo, entre otros; de los últimos dos años hasta el cierre del estudio (31 de Octubre de 2011).

Este historial, en conjunto con el historial de reacondicionamiento, es una herramienta fundamental para la evaluación del estado de un pozo. Están presentados en el Anexo No.5. Las curvas que indican el comportamiento de la producción, se encuentran en el Anexo No. 4.

2.3.2. ASPECTOS TÉCNICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

En la tabla 2.24, consta una prueba de producción representativa y los aspectos técnicos considerados de los pozos seleccionados.

Tabla 2.24 ASPECTOS TÉCNICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

SAC-115								
FECHA	PRUEBA DE PRODUCCIÓN REPRESENTATIVA							ASPECTOS TÉCNICOS CONSIDERADOS
	Zona	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	%API	IP	
31/10/2011	Hi	PPH	987	426	56.8	26.4	0.74	Pr=4372 psi y Pwf=3038 psi BSW estabilizado de acuerdo con su historial de producción. G.O.R= 24 PCS/BF. Se instalará generador en la locación Tiene reservas remanentes estimadas de 589.943 bls. K=138 md.
SAC-135								
FECHA	PRUEBA DE PRODUCCIÓN REPRESENTATIVA							ASPECTOS TÉCNICOS CONSIDERADOS
	Zona	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	%API	IP	
31/10/2011	Hs	PPH	1329	543	59.1	27.6	0.76	Pr=4264 psi y Pwf=2515 psi BSW estabilizado de acuerdo con su historial de producción. G.O.R= 124 PCS/BF. Se instalará generador en la locación Tiene reservas remanentes estimadas de 491.503 bls. K=309 md.
SAC-147D								
FECHA	PRUEBA DE PRODUCCIÓN REPRESENTATIVA							ASPECTOS TÉCNICOS CONSIDERADOS
	Zona	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	%API	IP	
31/10/2011	Hi	PPH	627	484	22.8	26.3	1.08	Pr=4265 psi y Pwf=3684 psi BSW estabilizado de acuerdo con su historial de producción. G.O.R= 24 PCS/BF. Se conectará al sistema centralizado de generación. Tiene reservas remanentes estimadas de 604.314 bls. K= 480 md.
SAC-164D								
FECHA	PRUEBA DE PRODUCCIÓN REPRESENTATIVA							ASPECTOS TÉCNICOS CONSIDERADOS
	Zona	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	%API	IP	
31/10/2011	Hi	PPH	3156	871	72.4	26.3	3.2	Pr=3523 psi y Pwf=2537 psi BSW estabilizado de acuerdo con su historial de producción. G.O.R= 41 PCS/BF. Se conectará al sistema centralizado de generación. Tiene reservas remanentes estimadas de 1'359.570 bls. K= 480 md.

CONTINUACIÓN TABLA 2.24

SAC-218D								
FECHA	PRUEBA DE PRODUCCIÓN REPRESENTATIVA							ASPECTOS TÉCNICOS CONSIDERADOS
	Zona	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	°API	IP	
31/10/2011	Hi	PPF	976	273	72.0	25.6	1.24	Pr=4300 psi y Pwf=3513 psi Tendencia leve a incremento de BSW de acuerdo a su historial de producción. G.O.R= 24 PCS/BF. Se conectará al sistema centralizado de generación. Tiene reservas remanentes estimadas de 1'138.157 bls K= 427 md.
SAC-231D								
FECHA	PRUEBA DE PRODUCCIÓN REPRESENTATIVA							ASPECTOS TÉCNICOS CONSIDERADOS
	Zona	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	°API	IP	
31/10/2011	Hi	PPF	984	827	16.0	25.6	0.99	Pr=4313 psi y Pwf=3319 psi Tendencia leve a incremento de BSW de acuerdo a su historial de producción. G.O.R= 24 PCS/BF. Se conectará al sistema centralizado de generación. Tiene reservas remanentes estimadas de 1' 045.733 bls K= 427 md.
SAC-234D								
FECHA	PRUEBA DE PRODUCCIÓN REPRESENTATIVA							ASPECTOS TÉCNICOS CONSIDERADOS
	Zona	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	°API	IP	
31/10/2011	Hs	PPF	408	212	48.0	26.1	0.394	Pr=3699 psi y Pwf=2663 psi BSW estabilizado de acuerdo con su historial de producción. G.O.R= 124 PCS/BF. Se instalará generador en la locación Tiene reservas remanentes estimadas de 533.532 bls K= 73 md.
SAC-251D								
FECHA	PRUEBA DE PRODUCCIÓN REPRESENTATIVA							ASPECTOS TÉCNICOS CONSIDERADOS
	Zona	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	°API	IP	
31/10/2011	Hi	PPF	854	851	0.3	26.2	1.08	Pr=4308 psi y Pwf=3517 psi BSW estabilizado de acuerdo con su historial de producción. G.O.R= 24 PCS/BF. Se instalará generador en la locación Tiene reservas remanentes estimadas de 642.286 bls K= 480 md.

CONTINUACIÓN TABLA 2.24

SAC-259D								
FECHA	PRUEBA DE PRODUCCIÓN REPRESENTATIVA							ASPECTOS TÉCNICOS CONSIDERADOS
	Zona	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	%API	IP	
31/10/2011	Hi	PPF	648	467	28.0	24.1	0.99	Pr=4268 psi y Pwf=3613 psi Tendencia leve a incremento de BSW de acuerdo a su historial de producción. G.O.R= 24 PCS/BF. Se conectará al sistema centralizado de generación. Tiene reservas remanentes estimadas de 779.213 bls K= 340 md.
SAC-321D								
FECHA	PRUEBA DE PRODUCCIÓN REPRESENTATIVA							ASPECTOS TÉCNICOS CONSIDERADOS
	Zona	Método	BFPD	BPPD	BSW (%)	%API	IP	
31/10/2011	Hs	PPH	616	612	0.6	24.7	0.56	Pr=4146 psi y Pwf=3046 psi BSW estabilizado de acuerdo con su historial de producción. G.O.R= 124 PCS/BF. Se conectará al sistema centralizado de generación. Tiene reservas remanentes estimadas de 609.134 bls K= 102 md.

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, Octubre 2011.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

Los pozos SAC-218D, SAC-231D, SAC-234D, SAC-251D y SAC-259D, no tienen una prueba de restauración de presión, por tal razón, se toman los B'Ups de los pozos más cercanos a cada uno de ellos.

La información presentada, sirve en la aplicación del presente estudio, y permite seleccionar los mejores pozos en cuanto a producción de petróleo se refiere, manejo de agua producida, además, de la declinación de la producción y un factor muy importante, las reservas remanentes.

CAPÍTULO 3

DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS CON ALTO POTENCIAL DEL ÁREA SACHA

3.1. FUNDAMENTOS HIDRÁULICOS

3.1.1. DENSIDAD (ρ)

Se conoce como peso específico, y es el peso por unidad de volumen de una sustancia. La densidad del petróleo puede variar, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura existentes; también la densidad va a depender de la cantidad de gas que esté 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.

3.1.2. GRADIENTE DE PRESIÓN

Es definido como la presión que ejerce cada pie de altura de la columna de un fluido. Cuanto mayor sea la densidad de un fluido, mayor será el gradiente de presión que ejerza. El agua fresca ejerce un gradiente de presión de 0.433 [psi/ft].

El gradiente de presión para diferentes fluidos, puede ser hallado con la siguiente ecuación:

$$\text{Gradiente de Presión} = \gamma_{\text{fluido}} \times 0.433 \left(\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right) \quad (3.1)$$

Donde:

γ_{fluido} → Gravedad Específica del Fluido

3.1.3. GRAVEDAD ESPECÍFICA (γ)

Se define como la razón de densidad de un fluido para la densidad de algún fluido de referencia, medidas a la misma condición 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.

$$\gamma_o = \frac{\rho_{fluido}}{\rho_w} \quad (3.2)$$

3.1.4. VISCOSIDAD (μ)

La viscosidad de un fluido, es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir.

Debido a que el petróleo tiene una mayor resistencia al flujo en una tubería, esto causa una serie de problemas, debido a 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 inversamente con los cambios de temperatura.

3.2. PROCEDIMIENTO PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El diseño de un sistema de bombeo electrosumergible, se realiza en base a datos confiables del pozo, que permite seleccionar el equipo más adecuado; satisfaciendo así las necesidades de los clientes y conservando la integridad tanto del equipo como del yacimiento. Por el contrario, datos erróneos pueden conducir a una determinación incorrecta de la bomba, del motor o de otros componentes del sistema, y finalmente, conduce a una falla prematura del equipo, además de causar daños a la formación.

En el Anexo No. 7, se realiza un ejemplo de cálculo para el diseño de los equipos de bombeo electrosumergible.

3.2.1. DATOS BÁSICOS

Para diseñar un sistema de levantamiento, se necesita recolectar y analizar los datos del pozo, que serán el punto de referencia para 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 los datos básicos que se requieren para el diseño de un equipo electrosumergible:

a) Datos del Pozo

- Tamaño y peso de la tubería de revestimiento.
- Intervalo de las perforaciones.
- Tamaño, tipo y condición de la tubería de producción.
- Profundidad de colocación de la bomba.

b) Datos de Producción

- Presión de cabeza del pozo.
- Presión de fondo fluyente.
- Presión del reservorio.
- Tasa de producción actual.
- Tasa de producción deseada.
- Corte de agua.
- Relación Gas- Petróleo (GOR).

c) Condiciones del Fluido del Pozo

- Gravedad específica del agua.

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

d) Fuentes de Energía Eléctrica

- Capacidad de la red eléctrica.
- Voltaje primario disponible.
- Frecuencia.

e) Posibles Problemas

- Corrosión
- Parafina
- Arena
- Emulsión
- Gas libre
- Temperatura

3.2.2. PROCEDIMIENTO PARA EL DISEÑO

Para el diseño del bombeo electrosumergible en general, se debe seguir los pasos que se detallan a continuación.

3.2.2.1. Obtención y análisis de los datos disponibles

Este es el primer paso y uno de los más críticos en la selección del equipo de bombeo electrosumergible; la principal limitación de la calidad de un diseño de BES, es la calidad de los datos utilizados.

3.2.2.2. Determinar el Índice de Productividad (IP)

La elaboración de las curvas IP son muy importantes porque permiten determinar el caudal óptimo de producción, de tal manera que la presión de fondo fluyente del yacimiento se mantenga sobre la presión de burbuja, con el fin de evitar la presencia de gas libre en el interior de la bomba.

Una herramienta muy utilizada para la construcción de éstas curvas, es el software "FEKETE" (Anexo No.2).

3.2.2.3. Cálculo de la Presión de Fondo Fluyente para el caudal deseado

La presión de fondo fluyente al caudal deseado, se obtiene de las curvas IPR.

3.2.2.4. Cálculo de la Gravedad Específica de la mezcla

Es importante conocer la Gravedad Específica de la mezcla; para poder calcular la presión de entrada de la bomba, se utiliza la siguiente ecuación:

$$\gamma_{mezcla} = (\gamma_w \times BSW) + (\gamma_o \times (1 - BSW)) \quad (3.3)$$

Donde:

γ_w → Gravedad específica del agua

γ_o → Gravedad específica del petróleo

BSW → Sedimentos básicos y agua en fracción

3.2.2.5. Determinación de la profundidad de asentamiento de la bomba

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:

$$PAB = H_d + \left(\frac{P_b}{0.433 \times \gamma_{mezcla}} \right) \quad (3.4)$$

Donde:

H_d → Nivel estático del fluido (pies)

PAB → Profundidad de asentamiento de la bomba (pies)

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

3.2.2.6. Determinación de la presión de entrada a la bomba

Para el cálculo de la presión de entrada a la bomba (PIP), se utiliza la siguiente expresión:

$$PIP = P_{wf @ Q_{deseado}} - [(Pr_{\text{f. perforaciones}} - PAB) \times 0.433 \times \gamma_{\text{fluido}}] \quad (3.5)$$

Es importante tener en cuenta, el siguiente criterio para el cálculo del gas libre:

Si $PIP < P_b$, Gas libre = Gas total - Gas en solución

Si $PIP > P_b$, Gas libre = 0

3.2.2.7. Cálculo del volumen de fluido presente en la entrada de la bomba.

Debido a la gran cantidad de inconvenientes que trae consigo la presencia de gas libre en la bomba, hace que el proceso de selección sea más complejo.

El fluido producido, presenta cambios de presión a lo largo de la bomba y la tubería de producción, que genera cambios de las propiedades de los fluidos, además, la presencia de gas libre en la tubería de producción, puede crear un efecto de levantamiento de gas, reduciendo la presión requerida de descarga.

El desempeño de una bomba centrífuga, también se ve afectado por la presencia de gas. En la medida de que el gas permanezca en solución, la bomba se comporta normalmente, como si estuviera bombeando un líquido de baja densidad. Sin embargo, la bomba comienza a producir una presión de cabeza menor de lo normal, a medida que la relación gas a líquido (en condiciones de bombeo) aumenta hacia un valor crítico (alrededor de 10 -15 %).

Idealmente, un pozo podría ser productivo con una presión de sumersión mayor que la presión de punto 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 de gas y la bomba adecuada.

3.2.2.7.1. Cálculo de las características de los fluidos

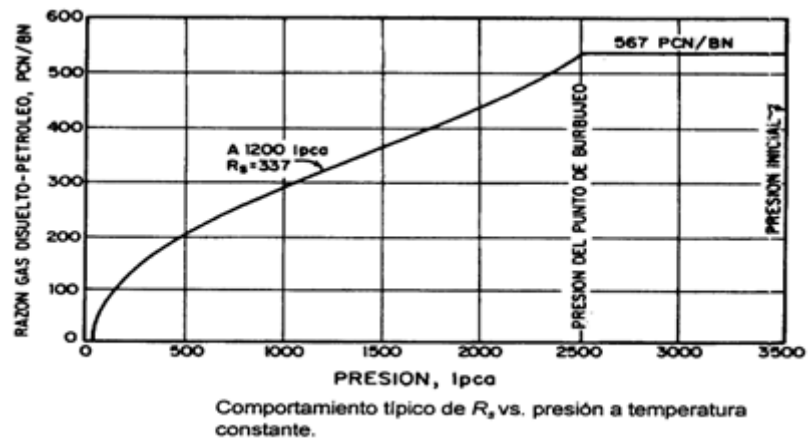
Si no se dispone de datos sobre la relación de gas-petróleo en solución (R_s), el factor volumétrico del gas (B_g) y el factor volumétrico del petróleo (B_o), estos deben ser calculados.

a) Relación de Gas-Petróleo en Solución (R_s)

Representa el volumen de gas disuelto en el petróleo, a las condiciones prevalecientes del yacimiento y viene expresado en (PCS / BF).

La solubilidad del gas en el petróleo crudo depende de: presión, temperatura y composición de fluidos.

Si se mantiene la presión constante para un mismo petróleo, la solubilidad disminuye al aumentar la temperatura, por el contrario, si la temperatura se mantiene constante y aumenta la presión, la solubilidad aumenta.

Figura 3.1 GRÁFICO DE SOLUCIÓN GAS-PETRÓLEO (R_s)

FUENTE: Calos Bánzer S., "Correlaciones numéricas P.V.T".

Esta propiedad se puede calcular con la correlación de Standing:

$$R_s = \gamma_g \times \left[\left(\frac{P_b}{18.2} + 1.4 \right) \times 10^{(0.0125 \times API - 0.00091 \times T)} \right]^{1.2048} \quad (3.6)$$

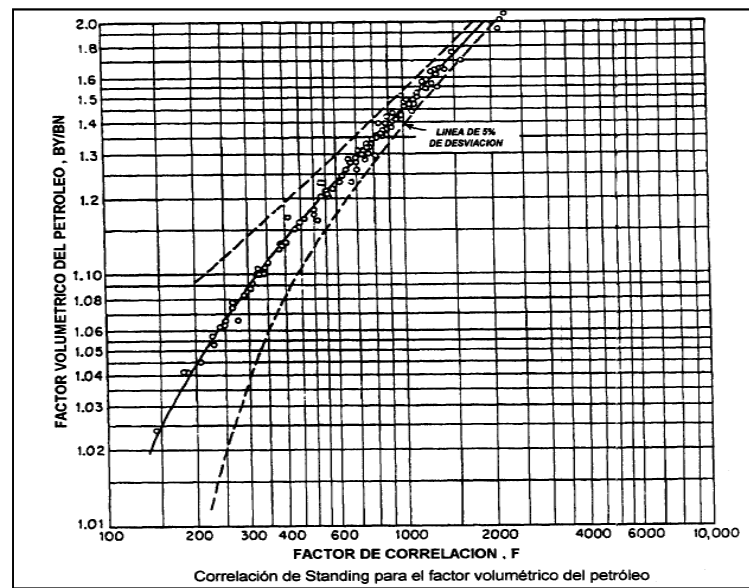
Donde:

- R_s → Relación Gas-Petróleo en Solución (PCS/BF)
- γ_g → Gravedad específica del gas
- P_b → Presión de burbuja (psi)
- $^\circ API$ → Gravedad API del petróleo
- T → Temperatura del yacimiento (°F)

b) Factor Volumétrico del Petróleo

El factor volumétrico del petróleo (B_o), también conocido como factor volumétrico de la formación; se define como el volumen que ocupa a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, un barril estándar de petróleo más su gas en solución (petróleo saturado), por unidad volumétrica de petróleo a condiciones estándar.

Figura 3.2 CORRELACIÓN DE STANDING PARA DETERMINAR B_o .



FUENTE: Carlos Bánzer S., "Correlaciones Numéricas, P.V.T"

Un ajuste de la correlación de la gráfica anterior (Standing), está dado por la siguiente ecuación:

$$B_o = 0.9759 + (12 \times 10^{-5}) \times F^{1.2} \quad (3.7)$$

$$F = R_s \times \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0.5} + (1.25 \times T) \quad (3.8)$$

Donde:

- B_o → Factor volumétrico del petróleo (BLS/BF)
- R_s → Relación Gas-Petróleo en solución (PCS/BF)
- T → Temperatura del yacimiento (°F)
- γ_g → Gravedad específica del gas
- γ_o → Gravedad específica del petróleo

c) Factor Volumétrico del Gas

Relaciona el volumen del gas en el yacimiento, al volumen del mismo en superficie, es decir, a condiciones normales.

Generalmente, se expresa en pies cúbicos o barriles de volumen en el yacimiento por pie cúbico de gas a condiciones normales, o bien como sus recíprocos, en pies cúbicos a condiciones normales por pie cúbico o barril de volumen en el yacimiento. Se expresa por la siguiente fórmula:

$$B_g = \frac{P_{sc} \times z \times T}{T_{sc} \times P} \quad (3.9)$$

Cuando la $T_{sc} = 60^\circ\text{F}$ y la $P_{sc} = 14.7$ psia, se tiene :

$$B_g = 0.00503 \frac{z \times T}{P}, [Bls/PCS] \quad (3.10)$$

$$B_g = 198.8 \frac{P}{z \times T}, [PCS/Bls] \quad (3.11)$$

Donde:

- B_g → Factor volumétrico del gas
- z → Factor de compresibilidad del gas, (adimensional)
- P → Presión de entrada de la bomba, (psi)
- T → Temperatura del yacimiento ($^\circ\text{R}$)

d) Volumen Total de Fluidos

Una vez que se conocen la Relación de Gas-Petróleo en Solución (R_s), el Factor Volumétrico del Petróleo (B_o), y el Factor Volumétrico del Gas (B_g), los volúmenes y porcentajes de agua, petróleo y gas pueden ser determinados.

El volumen total de gas libre y en solución a la profundidad de asentamiento, se puede calcular como sigue:

$$Gas\ Total = \frac{GOR \times Q_o\ deseado}{1000} [MPC] \quad (3.12)$$

$$Gas\ en\ Soluci3n = \frac{R_s \times Q_o\ deseado}{1000} [MPC] \quad (3.13)$$

El Gas Libre que ingresa a la bomba, se calcula con la siguiente expresi3n:

$$Gas\ Libre = Gas\ Total - Gas\ en\ Soluci3n \quad (3.14)$$

El volumen de petr3leo (V_o) a la entrada de la bomba, es igual a los barriles producidos por el B_o .

$$V_o = Q_o\ deseado \times B_o [BOPD] \quad (3.15)$$

El volumen de agua (V_w) a la entrada de la bomba, es igual a los barriles producidos por el B_w .

$$V_w = Q_w \times B_w [BAPD] \quad (3.16)$$

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

$$V_g = Gas\ Libre \times B_g [BGPLD] \quad (3.17)$$

Por lo tanto, el volumen total de fluido que manejar3 la bomba es:

$$V_T = V_o + V_w + V_g \quad (3.18)$$

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

$$\% de\ Gas\ Libre = \frac{V_g}{V_T} \times 100\% \quad (3.19)$$

El gas libre que ingrese a la bomba, debe ser menor al 10%, caso contrario, se necesita instalar un separador de gas, especialmente en bombas que tienen etapas con impulsor de flujo radial.

3.2.2.8. Altura Dinámica Total

Es la altura dinámica total que se requiere para bombear la cantidad de fluido deseada a superficie. Este valor se utiliza para determinar el número de etapas necesarias para levantar la columna de fluido, y se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$TDH \text{ (pies)} = LNV + F_t + P_c \quad (3.20)$$

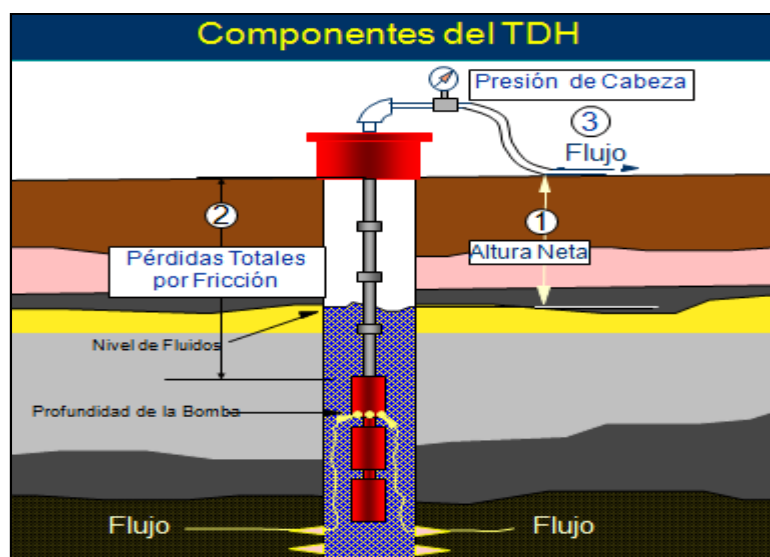
Donde:

LNV → Levantamiento neto vertical, (pies)

F_t → Pérdidas de presión por fricción en la tubería, (pies)

P_c → Presión de cabeza, (pies)

Figura 3.3 ALTURA DINÁMICA TOTAL (TDH)



FUENTE: REDA, "Curso avanzado de BES".

- **Cálculo del Levantamiento Neto Vertical (LNV)**

Es la distancia vertical a la cual se deben levantar los fluidos, desde el nivel dinámico estimado de producción hasta la superficie.

$$LNV = PAB - \left(\frac{PIP}{0.433 \times \gamma_{mezcla}} \right) \quad (3.21)$$

Donde:

LNV	→ Levantamiento neto vertical
PAB	→ Profundidad de asentamiento de la bomba
PIP	→ Presión de entrada de la bomba
γ_{mezcla}	→ Gravedad específica de la mezcla

- **Cálculo de las Pérdidas de Presión por Fricción**

Se utiliza la ecuación de Hazen-Williams para determinar las pérdidas de presión por fricción.

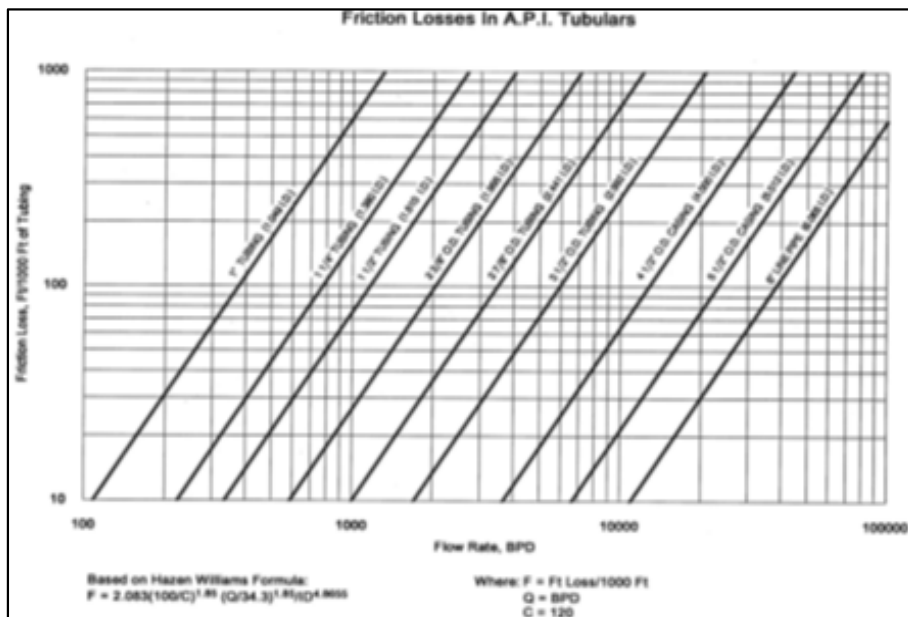
$$F_r = \frac{2.083 \times \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \times \left(\frac{Q_f \text{ deseado}}{34.29} \right)^{1.85}}{ID^{4.8655}} \quad (3.22)$$

Donde:

F_r	→ Pérdidas por fricción cada 1000 pies de tubería, (pies)
C	→ Factor de rugosidad de la tubería, (adimensional)
$Q_f \text{ deseado}$	→ Caudal de fluido deseado, (BFPD)
ID	→ Diámetro interno de la tubería de producción, (pulgadas)

También se puede utilizar la figura 3.4, para pérdidas de presión en tuberías elaboradas en base a la ecuación de Hazen – Williams.

Figura 3.4 GRÁFICA DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN



FUENTE: REDA, "Curso avanzado de BES".

- Cálculo de la Presión de Cabeza

Es la presión requerida para vencer la fricción del sistema de superficie (línea, conexiones y válvulas), y llegue a las facilidades de producción. Se debe transformar las unidades de presión a unidades de altura de presión, usando la siguiente ecuación:

$$P_c (\text{pies}) = \frac{P_c (\text{psi})}{0.433 \times \gamma_{\text{mezcla}}} \quad (3.23)$$

3.2.3. SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA BES

3.2.3.1. Selección de la Bomba

La mayor atención debe ponerse en la selección del diseño apropiado de una etapa de la bomba para la tasa de flujo deseada, y entonces determinar el número

apropiado de etapas, para entregar a la tasa de flujo deseada, la presión necesaria para llegar a superficie.

Un proceso simple para la selección de la bomba, consiste en los siguientes pasos:

- ***Determinación del tipo de Etapa***

Dependiendo del tamaño de la tubería de revestimiento, de la tasa de flujo deseada y de las propiedades PVT de los fluidos, pueden existir algunos tipos de etapas disponibles para una aplicación dada.

El tipo de etapa de la bomba debe primordialmente ser seleccionado en función de cual bomba sería la más eficiente al flujo de operación deseado.

Como regla general, una bomba debe ser seleccionada, de tal manera que la tasa de flujo este tan cercana como sea posible al punto de mayor eficiencia, y tan cercana como sea posible dentro del rango de operación recomendado y estipulado por el fabricante.

- ***Determinación del Número de Etapas necesarias***

Las curvas de eficiencia de las bombas (Fig. 3.5), son curvas de desempeño para una sola etapa con base en agua a 60 °F y gravedad específica igual a 1.0.

En estas curvas, se debe leer los valores de la carga, de potencia y la eficiencia.

El número de etapas requeridas para alcanzar la tasa de flujo deseada, es la Altura Dinámica Total (TDH) dividida para la cabeza hidráulica de cada etapa a la tasa de flujo deseada de la bomba.

$$\text{Número de Etapas} = \frac{TDH}{\text{Cabeza Hidráulica por etapa} \left(\frac{\text{pies}}{\text{etapa}} \right)} \quad (3.24)$$

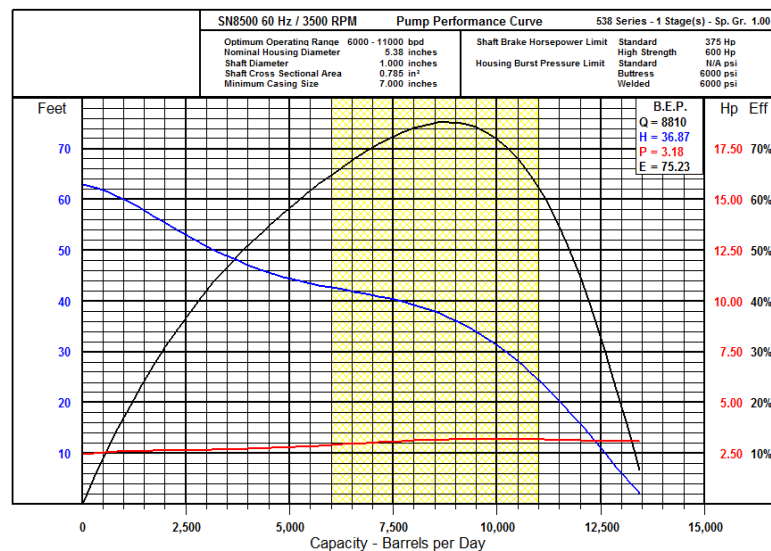
El valor de la cabeza hidráulica por etapa a la tasa de flujo deseada, es leído del catálogo del tipo de bomba seleccionada.

Una vez conocido el número de etapas necesarias, se puede determinar:

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

Se recomienda elegir un housing con una longitud ligeramente superior al requerido, en el caso que no coincidan las etapas.

Figura 3.5 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE LAS BOMBAS



FUENTE: REDA, "Curso avanzado de BES".

3.2.3.2. Selección del Motor

Un motor debe entregar la potencia requerida para el funcionamiento de la bomba, la sección de la cámara de sellado y del separador de gas (si se requiere). Se deben tomar en cuenta consideraciones importantes que incluyen

limitaciones de temperatura, diámetro de tubería de revestimiento, longitud y tamaño del cable, voltaje en los terminales del motor, corriente del motor y condiciones operativas del pozo.

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. Estos motores también entregan más potencia, sin necesidad de acoplar varios motores de menor potencia.
- Para temperaturas de fondo medianas y altas, se deben utilizar motores "intermedios". Estos motores poseen un sistema de aislamiento y cojinetes diferentes al de los motores convencionales que permite al motor operar en altas temperaturas.

Para determinar el tamaño del motor para una bomba determinada, se necesita calcular la potencia al freno que requiere la bomba. Los caballos de fuerza por etapa se obtienen de la curva de eficiencia de la bomba seleccionada.

Entonces, para calcular los caballos de fuerza totales que requiere el motor para impulsar la bomba, se utiliza la siguiente ecuación:

$$BHP = \text{Número de Etapas} \times \left(\frac{HP}{\text{etapa}} \right) \times \gamma_{mezcla} \quad (3.25)$$

Se debe considerar que los motores trabajan con un 85 % de eficiencia.

- **Refrigeración del Motor**

Para tener una refrigeración adecuada del motor, se recomienda mantener una velocidad de al menos de 1 pie/segundo del fluido que circula por la parte exterior

de la carcasa del motor. La velocidad del fluido puede ser determinada con la siguiente ecuación:

$$V_{fluido} = 0.0119 \times \left(\frac{Q_{fluido}}{DI_{casing}^2 - DE_{motor}^2} \right) \quad (3.26)$$

Donde:

- Q_{fluido} → Caudal del fluido, (BFPD)
 DI_{casing} → Diámetro interno del casing, (pulgadas)
 DE_{motor} → Diámetro externo del motor, (pulgadas)

En el caso que no exista una buena refrigeración, será necesario instalar una camisa de refrigeración entre el motor y el protector.

3.2.3.3. Selección del protector o sección sellante del motor

La sección sellante es seleccionada desde los catálogos del fabricante, y se hace después de haber seleccionado el motor y la bomba.

Generalmente, la sección sellante debe ser seleccionada en el mismo diámetro nominal de la bomba. Un diámetro alternativo de la sección sellante puede usarse, si el eje, el empuje y la capacidad de expansión del aceite son adecuados.

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

El tipo de cámara que se va a emplear en el sello va a depender de la geometría del pozo; para 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.

En pozos desviados, y cuando la gravedad específica del fluido del pozo es muy similar a la del aceite del motor, la capacidad efectiva de expansión del aceite de la sección de una cámara laberíntica se reducirá. Por tal motivo, se debe aplicar cámaras de sello tipo bolsa en las cámaras superiores de los dos tándems, para pozos con una desviación mayor a 30° desde la verti cal.

3.2.3.4. Selección del Separador de Gas

La selección de un separador de gas, es necesaria si la presión de entrada a la bomba (PIP) es menor que la presión de burbuja (Pb); adicional a esto, se debe calcular el porcentaje de gas libre con la siguiente expresión:

$$\% \text{ Gas Libre} = \frac{\text{Vol. Gas}_{\text{entrada de la bomba}}}{\text{Vol. Gas}_{\text{total}}} \times 100\% \quad (3.27)$$

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

3.2.3.5. Selección del Cable de Potencia

La selección de un cable requiere de un análisis entre el tamaño del cable, las pérdidas y el costo del cable.

El calibre del cable conductor, es seleccionado en base a:

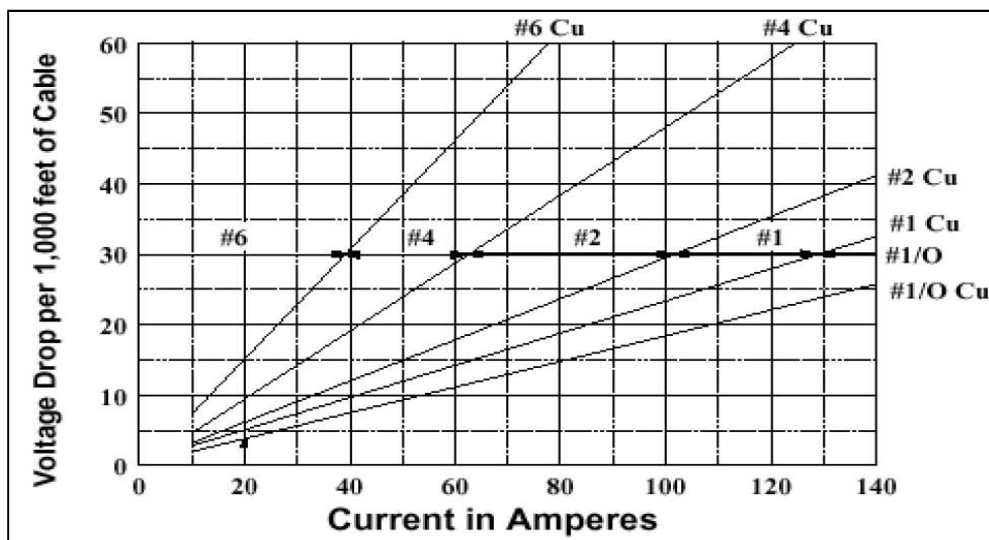
- Los requerimientos de voltaje y amperaje del motor de fondo.
- Pérdidas de voltaje sobre la longitud del cable y,
- Espaciamiento disponible entre las uniones de las tuberías de producción y revestimiento del pozo.

Se recomienda que para el amperaje del motor seleccionado y la temperatura del fondo de pozo dado, la selección del tipo de cable, ofrezca 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, menor que el 15% del voltaje de placa del motor.

La figura 3.6, presenta la caída de voltaje para diferentes diámetros de cable.

Figura 3.6 CAÍDA DE VOLTAJE EN EL CABLE.



FUENTE: REDA, "Catálogo de Bombeo Electrosumergible".

La tabla 3.1, muestra los factores de corrección por temperatura para los diferentes diámetros de los cables.

Tabla 3.1 FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA.

Temperatura del Conductor °C (°F)	Factor de Corrección
50 °C a 55 °C (122°F a 131°F)	1.13
60 °C a 65 °C (140°F a 149°F)	1.17
70 °C a 75 °C (155°F a 167°F)	1.21
80 °C a 85 °C (176°F a 185°F)	1.25
90 °C a 95 °C (194°F a 203°F)	1.28
100 °C a 105 °C (212°F a 221°F)	1.32
110 °C a 115 °C (230°F a 239°F)	1.36
120 °C a 125 °C (245°F a 257°F)	1.40
130 °C a 135 °C (266°F a 275°F)	1.44

FUENTE: REDA, "Catálogo de Bombeo Electrosumergible".

Las pérdidas de voltaje, se obtienen con la siguiente ecuación:

$$P\acute{e}rdidas\ de\ Voltaje = \left(\frac{Ca\acute{i}da\ de\ voltaje}{1000} \right) \times Longitud\ del\ cable \quad (3.28)$$

Donde:

$$\left(\frac{Ca\acute{i}da\ de\ voltaje}{1000} \right) \rightarrow \text{Caída de voltaje por cada 1000 pies de cable.}$$

Longitud del cable → La longitud del cable de potencia debe ser 200 pies mayor que la de la profundidad de la bomba, esto con el fin de realizar las conexiones en superficie.

El procedimiento para determinar las pérdidas de voltaje en el cable, consiste en:

- Leer las pérdidas de voltaje en la figura 3.6.
- Multiplicar las pérdidas de voltaje leídas por el factor de corrección por temperatura de la tabla 3.1.

3.2.3.6. Selección del Transformador

El tipo de transformador va a depender del voltaje primario disponible en la red eléctrica, el voltaje en superficie y la potencia requerida.

El valor necesario en superficie, viene expresado por:

$$V_{superficie} = V_{motor} + Ca\acute{i}da_{voltaje} \quad (3.29)$$

La potencia del transformador (KVA) debe ser igual o mayor a la potencia requerida para el funcionamiento del motor escogido.

La potencia del transformador en KVA, se determina con la siguiente ecuación:

$$KVA = \frac{\sqrt{3} \times \text{Voltaje}_{\text{superficie}} \times \text{Amperaje}_{\text{motor}}}{1000} \quad (3.30)$$

3.2.3.7. 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.

Los equipos de superficie, deben seleccionarse para que entreguen la energía eléctrica al voltaje y amperaje que requiere el motor de fondo del pozo.

3.2.4. SELECCIÓN DE LOS ACCESORIOS Y EQUIPOS OPCIONALES

3.2.4.1. Accesorios de Fondo del Pozo

3.2.4.1.1. *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.

3.2.4.1.2. *Cable de Superficie*

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

3.2.4.1.3. *Correas para Cable o Sujetadores*

Usar una banda de 30 pulgadas cada 1.5 pies para engrapar el cable plano a la bomba. Se necesita una banda cada 15 pies de profundidad establecida.

El ancho de las bandas es dependiente del peso del cable.

3.2.4.1.4. *Protector de Cable*

Escoger el número requerido de protectores de 6 pies, por lo menos igual a la longitud del cable plano.

3.2.4.1.5. *Cabezales de pozo y accesorios*

Se selecciona 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.

Los cabezales de pozo deben estar equipados con un empaque de halado, que provee un sello para la presión del fluido alrededor de la tubería de producción.

3.2.4.1.6. *Válvulas de Retención y Válvulas de Drenaje*

La selección de estas válvulas se hace de acuerdo al catálogo, en base a los diámetros externos requeridos.

3.2.4.1.7. *Camisa de Refrigeración*

Son utilizadas para incrementar la velocidad del fluido que circula a través del motor, cuando es menor a 1 pie/segundo. Para que exista una óptima refrigeración del motor, la velocidad del fluido debe ser igual o mayor a 1 pie/segundo.

3.2.4.2. *Equipos de Servicio*

3.2.4.2.1. *Carretes de cable, soportes de cable y ruedas guía del cable*

Se selecciona el tamaño del carrete del cable, dependiendo de la longitud y el tamaño del cable previamente seleccionado.

3.2.4.2.2. Cajas de embarque

Son cajas metálicas seleccionadas de acuerdo al tipo y longitud del motor, bomba, separador de gas y protector seleccionados.

3.2.4.3. Equipo Opcional

3.2.4.3.1. Sensores de monitoreo de fondo de pozo

Permiten obtener información sobre el comportamiento del sistema y del yacimiento, mediante el empleo de sistemas de monitoreo de presión y temperatura en el fondo del pozo.

3.2.4.3.2. Centralizadores

Son diseñados para proteger el cable y el equipo electrosumergible, evitando la fricción con la tubería del pozo, cuando es halado o bajado.

Si los centralizadores son usados en una instalación, se deben seleccionar considerando el diámetro de la tubería de revestimiento, para evitar que éstos no roten, se eleven o desciendan dentro de la tubería.

3.2.4.3.3. Monitoreo automático del pozo.

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

3.3. SISTEMA DE BOMBEO CON VELOCIDAD VARIABLE (VSD)

El uso de controladores de velocidad variable, proveen una flexibilidad en la producción y en el levantamiento de los fluidos de pozos con alto potencial, debido a que permite manejar un amplio rango de capacidades, carga y eficiencia

del sistema con solo variar la frecuencia de operación (velocidad de la bomba); además, aumenta la eficiencia en pozos altamente viscosos y pozos inyectoros de agua.

Un controlador de frecuencia variable requiere de un voltaje de entrada entre 460 voltios y 480 voltios a 60 Hz (380 voltios y 420 voltios a 50 Hz), y se utilizan para cambiar la frecuencia fija de entrada a otras frecuencias (generalmente en el rango de 30 Hz a 90 Hz).

La variación de frecuencia tiene un efecto directo en la salida de voltaje, y de esta manera incide en las RPM del motor. Esto permite operar la bomba a diferentes velocidades y producciones, manteniendo una alta eficiencia en el sistema.

Cuando se utiliza un controlador 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 VSD 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.
- Provee un arranque suave (Soft Start), incrementando gradualmente el voltaje y la corriente, para reducir la tensión mecánica y eléctrica en el sistema.
- Protege el equipo de fondo de fuertes variaciones de voltaje y corriente.
- Protege el equipo de subsuelo contra la tasa de bombeo máximo (achicamiento del pozo).
- Provee funciones de control inteligente y operación remota, para maximizar la producción y desempeño del sistema de bombeo electrosumergible.
- Provee un torque constante en todo el rango de velocidades.
- Permite una repuesta suave a cambios de torque.
- Elimina el uso de estranguladores en el sistema.

- Suaviza la rampa de aceleración en el arranque del motor, para reducir daños en la bomba y prevenir la infiltración de arena, aumentando la vida útil del sistema BES.

3.3.1. LEYES DE AFINIDAD

Cuando varía la frecuencia de alimentación en el equipo de fondo, también cambia la velocidad de rotación de la bomba, esto produce cambios en el desempeño de la bomba, y se pueden predecir de acuerdo a las relaciones matemáticas conocidas como "leyes de afinidad". Estas leyes son:

$$Caudal_{Hz} = Caudal_{60} \times (Hz/60) \quad (3.31)$$

$$Altura_{Hz} = Altura_{60} \times (Hz/60)^2 \quad (3.32)$$

$$BHP_{Hz} = BHP_{60} \times (Hz/60)^3 \quad (3.33)$$

Donde:

$Caudal_{Hz}$ y $Caudal_{60}$ → Caudal de producción a un determinado Hz y caudal de producción a 60 Hz.

$Altura_{Hz}$ y $Altura_{60}$ → Altura de columna a un determinado Hz y altura de columna a 60 Hz.

BHP_{Hz} y BHP_{60} → Potencia al freno a un determinado Hz y a 60 Hz.

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).

3.4. DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA LOS POZOS SELECCIONADOS

Para el diseño, los cálculos se realizaron en un programa elaborado en una hoja electrónica de Excel y con los catálogos de la Compañía Schlumberger. Un ejemplo de cálculo para el diseño de los pozos seleccionados, se encuentra en el Anexo No.7, y en el Anexo No.8, se ilustran los posibles diagramas de fondo del bombeo electrosumergible.

En la tabla 3.2, se presentan los datos para realizar el diseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible de los pozos seleccionados.

En la tabla 3.3, el resumen de los resultados del diseño del equipo electrosumergible de los pozos seleccionados.

Tabla 3.2 DATOS PARA EL DISEÑO DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA SACHA

SACHA - 115								
Datos de Completación			Datos de Producción			Datos de los Fluidos		
DE Casing	7	pulg.	Pr	4372	psi	GOR	24	PCS/BLS
DI Casing	6.276	pulg.	Pwf	3038	psi	°API	26.4	
DE Tubing	3.5	Pulg	Pb	78	psi	Γ_w	1.03	
DI Tubing	2.992	pulg.	Pc	55	psi	Γ_g	1.5767	
			Qf	987	BFPD	Γ_o	0.896	
Intervalos perforados	9876-9886	Pies	BSW	56.84	%			
			IP	0.74	BFPD/psi	B _w	1.072	BLS/BF
			Datos de la IPR			B _g	0.67	BLS/MPCS
Pmp	9881	Pies	Pwf Q deseado	2345	psi	B _o	1.1	BLS/BF
Packer	9706	Pies	Qf deseado	1500	BFPD			
Arena	"Hi"		Q _o	647	BPPD	T _f	225	℥
			Q _w	853	BAPD	T _s	110	℥

CONTINUACIÓN TABLA 3.2

SACHA - 135								
Datos de Completación			Datos de Producción			Datos de los Fluidos		
DE Casing	7	pulg.	Pr	4264	psi	GOR	124	PCS/BLS
DI Casing	6.276	pulg.	Pwf	2515	psi	%API	27.6	
DE Tubing	3.5	Pulg	Pb	78	psi	Γ_w	1.03	
DI Tubing	2.992	pulg.	Pc	60	psi	Γ_g	1.25	
			Qf	1329	BFPD	Γ_o	0.889	
Intervalos perforados	9832'-9848'	Pies	BSW	59.14	%			
			IP	0.76	BFPD/psi	B _w	1.041	BLS/BF
			Datos de la IPR			B _g	0.67	BLS/MPCS
Pmp	9840'	Pies	Pwf Q deseado	1632	psi	B _o	1.096	BLS/BF
Packer	9353'	Pies	Qf deseado	2000	BFPD			
Arena	"Hs"		Qo	817	BPPD	T _f	222	ℱ
			Qw	1183	BAPD	T _s	110	ℱ
SACHA - 147D								
Datos de Completación			Datos de Producción			Datos de los Fluidos		
DE Casing	7	pulg.	Pr	4265	psi	GOR	24	PCS/BLS
DI Casing	6.276	pulg.	Pwf	3684	psi	%API	26.3	
DE Tubing	3.5	Pulg	Pb	78	psi	Γ_w	1.03	
DI Tubing	2.992	pulg.	Pc	50	psi	Γ_g	1.5767	
			Qf	627	BFPD	Γ_o	0.897	
Intervalos perforados (TVD)	9868-9882	Pies	BSW	22.81	%			
			IP	1.08	BFPD/psi	B _w	1.045	BLS/BF
			Datos de la IPR			B _g	0.6887	BLS/MPCS
Pmp (TVD)	9875	Pies	Pwf Q deseado	2876	psi	B _o	1.082	BLS/BF
Packer (TVD)	9744	Pies	Qf deseado	1500	BFPD			
Arena	"Hi"		Qo	1158	BPPD	T _f	227	ℱ
			Qw	342	BAPD	T _s	108	ℱ
SACHA - 164D								
Datos de Completación			Datos de Producción			Datos de los Fluidos		
DE Casing	7	pulg.	Pr	3523	psi	GOR	41	PCS/BLS
DI Casing	6.276	pulg.	Pwf	2537	psi	%API	26.3	
DE Tubing	3.5	Pulg	Pb	78	psi	Γ_w	1.03	
DI Tubing	2.992	pulg.	Pc	60	psi	Γ_g	1.5767	
			Qf	3156	BFPD	Γ_o	0.897	
Intervalos perforados (TVD)	9880-9886	Pies	BSW	72.4	%			
			IP	3.2	BFPD/psi	B _w	1.045	BLS/BF
			Datos de la IPR			B _g	0.8055	
Pmp (TVD)	9883	Pies	Pwf Q deseado	2273	psi	B _o	1.082	BLS/BF
Packer (TVD)	9667	Pies	Qf deseado	4000	BFPD			BLS/MPCS
Arena	"Hi"		Qo	1104	BPPD	T _f	225	ℱ
			Qw	2896	BAPD	T _s	107	ℱ

CONTINUACIÓN TABLA 3.2

SACHA – 218D								
Datos de Completación			Datos de Producción			Datos de los Fluidos		
DE Casing	7	pulg.	Pr	4300	psi	GOR	24	PCS/BLS
DI Casing	6.276	pulg.	Pwf	3513	psi	°API	25.6	
DE Tubing	3.5	Pulg	Pb	78	psi	Γ_w	1.03	
DI Tubing	2.992	pulg.	Pc	35	psi	Γ_g	1.5878	
			Qf	976	BFPD	Γ_o	0.901	
Intervalos perforados (TVD)	9893-9924	Pies	BSW	72.03	%			
			IP	1.24	BFPD/psi	B _w	1.0439	BLS/BF
			Datos de la IPR			B _g	0.686	BLS/MPCS
Pmp (TVD)	9909	Pies	Pwf Q deseado	2687	psi	B _o	1.0454	BLS/BF
Packer (TVD)	9800	Pies	Qf deseado	2000	BFPD			
Arena	"Hi"		Q _o	559	BPPD	T _f	230	ℱ
			Q _w	1441	BAPD	T _s	109	ℱ
SACHA – 231D								
Datos de Completación			Datos de Producción			Datos de los Fluidos		
DE Casing	7	pulg.	Pr	4313	psi	GOR	24	PCS/BLS
DI Casing	6.276	pulg.	Pwf	3319	psi	°API	25.6	
DE Tubing	3.5	Pulg	Pb	78	psi	Γ_w	1.03	
DI Tubing	2.992	pulg.	Pc	265	psi	Γ_g	1.5767	
Intervalos perforados (TVD)	9915-9927	Pies	Qf	984	BFPD	Γ_o	0.901	
			BSW	15.96	%			
	9939-9965	Pies	IP	0.99	BFPD/psi	B _w	1.0439	BLS/BF
			Datos de la IPR			B _g	0.684	BLS/MPCS
Pmp (TVD)	9940	Pies	Pwf Q deseado	2798	psi	B _o	1.0598	BLS/BF
Packer (TVD)	9731	Pies	Qf deseado	1500	BFPD			
Arena	"Hi"		Q _o	1261	BPPD	T _f	230	ℱ
			Q _w	239	BAPD	T _s	110	ℱ
SACHA – 234D								
Datos de Completación			Datos de Producción			Datos de los Fluidos		
DE Casing	7	pulg.	Pr	3699	psi	GOR	124	PCS/BLS
DI Casing	6.276	pulg.	Pwf	2663	psi	°API	26.1	
DE Tubing	3.5	Pulg	Pb	550	psi	Γ_w	1.03	
DI Tubing	2.992	pulg.	Pc	12	psi	Γ_g	1.21	
			Qf	408	BFPD	Γ_o	0.898	
Intervalos perforados (TVD)	9841-9971	Pies	BSW	48.04	%			
			IP	0.394	BFPD/psi	B _w	1.0475	BLS/BF
			Datos de la IPR			B _g	0.794	BLS/MPCS
Pmp (TVD)	9856	Pies	Pwf Q deseado	1669	psi	B _o	1.0964	BLS/BF
Packer (TVD)	9679	Pies	Qf deseado	800	BFPD			
Arena	"Hs"		Q _o	416	BPPD	T _f	224	ℱ
			Q _w	384	BAPD	T _s	110	ℱ

CONTINUACIÓN TABLA 3.2

SACHA – 251D								
Datos de Completación			Datos de Producción			Datos de los Fluidos		
DE Casing	7	pulg.	Pr	4308	psi	GOR	24	PCS/BLS
DI Casing	6.276	pulg.	Pwf	3517	psi	°API	26.2	
DE Tubing	3.5	Pulg	Pb	78	psi	Γ_w	1.03	
DI Tubing	2.992	pulg.	Pc	130	psi	Γ_g	1.5767	
			Qf	854	BFPD	Γ_o	0.897	
Intervalos perforados (TVD)	9901-9908	Pies	BSW	0.35	%			
			IP	1.08	BFPD/psi	B _w	1.045	BLS/BF
			Datos de la IPR			B _g	0.682	BLS/MPCS
Pmp (TVD)	9905	Pies	Pwf Q deseado	2919	psi	B _o	1.082	BLS/BF
Packer (TVD)	9746	Pies	Qf deseado	1500	BFPD			
Arena	"Hi"		Q _o	1495	BPPD	T _f	227	ℱ
			Q _w	5	BAPD	T _s	107	ℱ
SACHA – 259D								
Datos de Completación			Datos de Producción			Datos de los Fluidos		
DE Casing	7	pulg.	Pr	4268	psi	GOR	24	PCS/BLS
DI Casing	6.276	pulg.	Pwf	3613	psi	°API	24.1	
DE Tubing	3.5	Pulg	Pb	78	psi	Γ_w	1.03	
DI Tubing	2.992	pulg.	Pc	70	psi	Γ_g	1.5767	
			Qf	648	BFPD	Γ_o	0.909	
Intervalos perforados (TVD)	9825-9847	Pies	BSW	28.0	%			
			IP	0.99	BFPD/psi	B _w	1.0429	BLS/BF
			Datos de la IPR			B _g	0.688	BLS/MPCS
Pmp (TVD)	9836	Pies	Pwf Q deseado	3056	psi	B _o	1.0455	BLS/BF
Packer (TVD)	9663	Pies	Qf deseado	1200	BFPD			
Arena	"Hi"		Q _o	864	BPPD	T _f	227	ℱ
			Q _w	336	BAPD	T _s	107	ℱ
SACHA – 321D								
Datos de Completación			Datos de Producción			Datos de los Fluidos		
DE Casing	7	pulg.	Pr	4146	psi	GOR	124	PCS/BLS
DI Casing	6.276	pulg.	Pwf	2989	psi	°API	24.7	
DE Tubing	3.5	Pulg	Pb	550	psi	Γ_w	1.03	
DI Tubing	2.992	pulg.	Pc	100	psi	Γ_g	1.25	
			Qf	616	BFPD	Γ_o	0.906	
Intervalos perforados (TVD)	9924-9932	Pies	BSW	0.65	%			
	9940-9947	Pies	IP	0.56	BFPD/psi	B _w	1.041	BLS/BF
			Datos de la IPR			B _g	0.6946	BLS/MPCS
Pmp (TVD)	9935.5	Pies	Pwf Q deseado	2360	psi	B _o	1.096	BLS/BF
Packer (TVD)	9768	Pies	Qf deseado	1000	BFPD			
Arena	"Hs"		Q _o	993	BPPD	T _f	221	ℱ
			Q _w	7	BAPD	T _s	110	ℱ

FUENTE: Forecast de Octubre de 2011, RÍO NAPO.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

Tabla 3.3 RESUMEN DE LOS CÁLCULOS PARA EL DISEÑO DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA SACHA

SACHA – 115						
CÁLCULOS			BOMBA		MOTOR	
BFPD	1500	BFPD	Tipo	GN-1600	Serie	562
PAB	8881	pies	Serie	540	HP	135
PIP	1924.65	psi	ft/etapa	44.8	Voltaje	1760
TDH	5410.81	pies	HP/etapa	0.9	Amperaje	46
% Gas Libre	0.355	%	N. etapas	121	PROTECTOR	
Velocidad del fluido	2.29	ft/seg	BHP	105.875	Serie	540-HL
			BHP _r	121.76	Modelo	LSBPB-BPBSL
CABLE			SEPARADOR DE GAS		TRANSFORMADOR	
Número	2		Serie	N/A	KVA	153
Longitud	9081	pies	CAMISA DE ENFRIAMIENTO			
Pvc	155.83	voltios	SI		NO	X
SACHA – 135						
CÁLCULOS			BOMBA		MOTOR	
BFPD	2000	BFPD	Tipo	GN-2100	Serie	562
PAB	8840	pies	Serie	540	HP	240
PIP	1211.31	psi	ft/etapa	42.8	Voltaje	4255
TDH	7468.11	pies	HP/etapa	1.07	Amperaje	34
% Gas Libre	0.4409	%	N. etapas	175	PROTECTOR	
Velocidad del fluido	3.05	ft/seg	BHP	182.11	Serie	540-HL
			BHP _r	209.43	Modelo	LSBPB-BPBSL
CABLE			SEPARADOR DE GAS		TRANSFORMADOR	
Número	2		Serie	540	KVA	258
Longitud	9040	pies	CAMISA DE ENFRIAMIENTO			
Pvc	121.14	voltios	SI		NO	X
SACHA – 147D						
CÁLCULOS			BOMBA		MOTOR	
BFPD	1500	BFPD	Tipo	D1750N	Serie	456
PAB (TVD)	8808	pies	Serie	400	HP	72
PIP	2448.61	psi	ft/etapa	20.5	Voltaje	1437
TDH	3484.75	pies	HP/etapa	0.36	Amperaje	32
% Gas Libre	0.518	%	N. etapas	170	PROTECTOR	
Velocidad del fluido	0.95	ft/seg	BHP	56.74	Serie	400-HL
			BHP _r	65.25	Modelo	LSBPB
CABLE			SEPARADOR DE GAS		TRANSFORMADOR	
Número	2		Serie	N/A	KVA	153
Longitud	9300	pies	CAMISA DE ENFRIAMIENTO			
Pvc	124.62	voltios	SI	X	NO	
SACHA – 164D						
CÁLCULOS			BOMBA		MOTOR	
BFPD	4000	BFPD	Tipo	S-5000N	Serie	562
PAB	8850	pies	Serie	538	HP	330
PIP	1828.45	psi	ft/etapa	46	Voltaje	3878
TDH	6214.10	pies	HP/etapa	2.04	Amperaje	51
% Gas Libre	0.952	%	N. etapas	136	PROTECTOR	
Velocidad del fluido	6.10	ft/seg	BHP	275.56	Serie	540-HL
			BHP _r	316.89	Modelo	LSBPB-BPBSL
CABLE			SEPARADOR DE GAS		TRANSFORMADOR	
Número	2		Serie	N/A	KVA	359
Longitud	9400	pies	CAMISA DE ENFRIAMIENTO			
Pvc	186.12	voltios	SI		NO	X

CONTINUACIÓN TABLA 3.3

SACHA – 218D						
CÁLCULOS			BOMBA		MOTOR	
BFPD	2000	BFPD	Tipo	GN-2100	Serie	562
PAB (TVD)	8909	pies	Serie	540	HP	135
PIP	2256.77	psi	ft/etapa	43.3	Voltaje	1760
TDH	4642.78	pies	HP/etapa	1.06	Amperaje	46
% Gas Libre	0.226	%	N. etapas	107	PROTECTOR	
Velocidad del fluido	3.05	ft/seg	BHP	112.96	Serie	540-HL
			BHPr	129.90	Modelo	LSBPB-BPBSL
CABLE			SEPARADOR DE GAS		TRANSFORMADOR	
Número	2		Serie	N/A	KVA	155
Longitud	9454	pies	CAMISA DE ENFRIAMIENTO			
Pvc	180.00	voltios	SI		NO	X
SACHA – 231D						
CÁLCULOS			BOMBA		MOTOR	
BFPD	1500	BFPD	Tipo	DN-1750	Serie	456
PAB (TVD)	8940	pies	Serie	400	HP	84
PIP	2398.91	psi	ft/etapa	20.7	Voltaje	1394
TDH	3809.41	pies	HP/etapa	0.365	Amperaje	38.5
% Gas Libre	0.641	%	N. etapas	184	PROTECTOR	
Velocidad del fluido	0.96	ft/seg	BHP	61.89	Serie	400-HL
			BHPr	71.17	Modelo	LSBPB
CABLE			SEPARADOR DE GAS		TRANSFORMADOR	
Número	2		Serie	N/A	KVA	104
Longitud	9465	pies	CAMISA DE ENFRIAMIENTO			
Pvc	154.47	voltios	SI	X	NO	
SACHA – 234D						
CÁLCULOS			BOMBA		MOTOR	
BFPD	800	BFPD	Tipo	DN-1100	Serie	456
PAB (TVD)	8856	pies	Serie	400	HP	96
PIP	1252.29	psi	ft/etapa	26	Voltaje	2402
TDH	7078.92	pies	HP/etapa	0.295	Amperaje	25.5
% Gas Libre	1.668	%	N. etapas	272	PROTECTOR	
Velocidad del fluido	0.51	ft/seg	BHP	77.22	Serie	400-HL
			BHPr	88.80	Modelo	LSBPB
CABLE			SEPARADOR DE GAS		TRANSFORMADOR	
Número	2		Serie	400	KVA	111
Longitud	9521	pies	CAMISA DE ENFRIAMIENTO			
Pvc	98.24	voltios	SI	X	NO	
SACHA – 251D						
CÁLCULOS			BOMBA		MOTOR	
BFPD	1500	BFPD	Tipo	DN-1750	Serie	456
PAB (TVD)	8905	pies	Serie	400	HP	72
PIP	2530.39	psi	ft/etapa	20.4	Voltaje	1437
TDH	3363.07	pies	HP/etapa	0.36	Amperaje	32.1
% Gas Libre	0.648	%	N. etapas	165	PROTECTOR	
Velocidad del fluido	0.96	ft/seg	BHP	53.28	Serie	400-HL
			BHPr	61.27	Modelo	LSBPB
CABLE			SEPARADOR DE GAS		TRANSFORMADOR	
Número	2		Serie	N/A	KVA	87
Longitud	9516	pies	CAMISA DE ENFRIAMIENTO			
Pvc	121.14	voltios	SI	X	NO	

CONTINUACIÓN TABLA 3.3

SACHA – 259D						
CÁLCULOS			BOMBA		MOTOR	
BFPD	1200	BFPD	Tipo	D1400N	Serie	456
PAB (TVD)	8836	pies	Serie	400	HP	60
PIP	2647.49	psi	ft/etapa	22.4	Voltaje	1400
TDH	3086.55	pies	HP/etapa	0.32	Amperaje	27.5
% Gas Libre	0.56	%	N. etapas	138	PROTECTOR	
Velocidad del fluido	0.77	ft/seg	BHP	41.59	Serie	400-HL
			BHP _r	47.83	Modelo	LSBPB
CABLE			SEPARADOR DE GAS		TRANSFORMADOR	
Número	2		Serie	N/A	KVA	72
Longitud	9407	pies	CAMISA DE ENFRIAMIENTO			
Pvc	100.84	voltios	SI	X	NO	
SACHA – 321D						
CÁLCULOS			BOMBA		MOTOR	
BFPD	1000	BFPD	Tipo	D-1400N	Serie	456
PAB (TVD)	9636	pies	Serie	400	HP	84
PIP	2242.5	psi	ft/etapa	23.7	Voltaje	1394
TDH	5058.86	pies	HP/etapa	0.315	Amperaje	38.5
% Gas Libre	1.84	%	N. etapas	213	PROTECTOR	
Velocidad del fluido	0.64	ft/seg	BHP	60.97	Serie	400-HL
			BHP _r	70.11	Modelo	LSBPB
CABLE			SEPARADOR DE GAS		TRANSFORMADOR	
Número	2		Serie	400	KVA	104
Longitud	10221	pies	CAMISA DE ENFRIAMIENTO			
Pvc	161.90	voltios	SI	X	NO	

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

3.4.1. RESULTADO DEL DISEÑO

La producción actual (31 de Octubre de 2011) de los pozos seleccionados para implementar BES, la producción estimada luego de ser diseñados y la ganancia de producción de petróleo, son presentados en la tabla 3.4.

Los pozos seleccionados para cambiar de sistema de levantamiento a Electrosumergible, tienen una producción actual de 5566 BPPD. Una vez implementado el equipo BES, la producción resultante es de 9314 BPPD. La ganancia neta de producción es de 3748 BPPD, considerando que el potencial de producción de cada pozo, es suficiente para mantener estos niveles de producción.

Tabla 3.4 RESULTADO DEL DISEÑO

POZO	BSW	Producción Actual	Producción con el Diseño	Ganancia de Producción
	%	BPPD	BPPD	BPPD
SAC – 115	56.8	426	647	221
SAC – 135	59.1	543	817	274
SAC – 147D	22.8	484	1158	674
SAC – 164D	72.4	871	1104	233
SAC – 218D	72.0	273	559	286
SAC – 231D	16.0	827	1261	434
SAC – 234D	48.0	212	416	204
SAC – 251D	0.3	851	1495	644
SAC – 259D	28.0	467	864	397
SAC – 321D	0.65	612	993	381
TOTAL		5566	9314	3748

FUENTE: Forecast Octubre de 2011, RÍO NAPO.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

3.5. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN DE AGUA DE LOS POZOS SELECCIONADOS

A continuación, se realiza un análisis comparativo de la producción de agua actual y luego de la incorporación de BES, para los pozos seleccionados. Los pozos seleccionados se encuentran en las estaciones: Sacha Norte 1, Sacha Norte 2 y Sacha Sur.

3.5.1. ESTACIÓN SACHA NORTE 1

Actualmente, los pozos que producen a la Estación Sacha Norte 1, producen 21554 BAPD, la mayor producción de agua de todas las estaciones. Alrededor de 20000 BAPD son tratados e inyectados a las arenas “U” y “T”, para recuperación mejorada. El sobrante de esta agua, es reinyectada a la formación Tiyuyacu en el pozo reinector SAC-23.

Como se explica en el Capítulo 2, existen 2 bombas HPS que reinyectan al pozo SAC-23, cuya capacidad de reinyección es de 12500 BAPD cada una.

Tabla 3.5 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA DE LOS POZOS SELECCIONADOS (ESTACIÓN SACHA NORTE 1)

POZO	Producción de agua actual (BAPD)	Producción de agua con BES (BAPD)	Incremento de producción de agua (BAPD)
SAC-115	561	853	292
SAC-135	786	1183	397
SAC-147D	143	342	199
SAC-164D	2285	2896	611
SAC-251D	3	5	2
TOTAL	3778	5279	1501

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Al implementar el sistema de bombeo electrosumergible en los pozos seleccionados, se tiene un incremento de 1501 BAPD. La producción de agua de la Estación Sacha Norte 1, se incrementa a 23055 BAPD.

El incremento de producción de agua no representa problema alguno, debido a que en esta estación, se cuenta con la capacidad suficiente para reinyectar este incremento de agua.

3.5.2. ESTACIÓN SACHA NORTE 2

Actualmente, los pozos que producen a la Estación Sacha Norte 2, producen 8632 BAPD, el agua producida en esta estación, es reinyectada a la formación Tiyuyacu en los pozos reinyectores SAC-65, SAC-117 y SAC-221H.

La reinyección a estos pozos, se realiza por medio de 2 bombas HPS, que tienen una capacidad de reinyección unitaria de 8000 BAPD.

Tabla 3.6 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA DE LOS POZOS SELECCIONADOS (ESTACIÓN SACHA NORTE 2)

POZO	Producción de agua actual (BAPD)	Producción de agua con BES (BAPD)	Incremento de producción de agua (BAPD)
SAC-218D	703	1441	738
SAC-231D	157	239	82
SAC-259D	181	336	155
SAC-321D	4	7	3
TOTAL	1045	2023	978

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Al implementar el sistema de bombeo electrosumergible en los pozos seleccionados, se tiene un incremento de 978 BAPD. La producción de agua de la Estación Sacha Norte 2, se incrementa a 9610 BAPD.

El incremento de producción de agua no representa problema alguno, debido a que en esta estación, se cuenta con la capacidad suficiente para reinyectar este incremento de agua.

3.5.3. ESTACIÓN SACHA SUR

Actualmente, los pozos que producen a la Estación Sacha Sur, producen 5983 BAPD, el agua producida en esta estación, es reinyectada a la formación Tiyuyacu en los pozos reinyectores SAC-29 y SAC-84; y a la formación Orteguzaza en el pozo reinector SAC-100.

Como se explica en el Capítulo 2, la reinyección a estos tres pozos, se realiza por medio de 2 bombas HPS (2 HPS en reserva), que tienen una capacidad total de reinyección de 30000 BAPD. Esta estación tiene la mayor capacidad para reinyectar agua de formación.

Tabla 3.7 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA DE LOS POZOS SELECCIONADOS (ESTACIÓN SACHA SUR)

POZO	Producción de agua actual (BAPD)	Producción de agua con BES (BAPD)	Incremento de producción de agua (BAPD)
SAC-234D	196	384	188
TOTAL	196	384	188

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Al implementar el sistema de bombeo electrosumergible en los pozos seleccionados, se tiene un incremento de 188 BAPD. La producción de agua de la Estación Sacha Sur, se incrementa a 6171 BAPD.

El incremento de producción de agua no representa problema alguno, debido a que en esta estación, se cuenta con la capacidad suficiente para reinyectar este incremento de agua.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

4.1. ANÁLISIS TÉCNICO

El análisis técnico de los pozos seleccionados en el presente proyecto, se realiza en base al incremento en la producción que se logrará mediante la implementación del sistema de bombeo electrosumergible; esto sirve para realizar una comparación entre los sistemas de levantamiento artificial actuales de los pozos seleccionados con el sistema de levantamiento artificial propuesto en el presente estudio.

Para todos los pozos seleccionados, es conveniente cambiar de sistema de levantamiento artificial a bombeo electrosumergible, debido a que su potencial permite incrementar la producción actual. En la tabla 4.1, se detalla las presiones y caudales actuales y una vez implementado el sistema electrosumergible de los pozos seleccionados, obtenidos de las curvas IPR.

Para la mayoría de los pozos seleccionados, se inyectan entre 3 y 4 barriles de fluido motriz para producir solo 1 barril de petróleo; esto se debe al alto corte de agua que presentan estos pozos, haciendo que el bombeo Hidráulico en estos casos sea ineficiente. Además, el sistema de Power Oil del Área Sacha, presenta muchas falencias en las unidades de bombeo y en las líneas de alta presión, debido a que tiene más de 35 años en funcionamiento, representando un riesgo potencial para las personas que se encuentran cerca a estas instalaciones.

Por los criterios expuestos anteriormente, se concluye que el cambio de sistema de levantamiento a bombeo electrosumergible para los pozos seleccionados es el indicado.

Tabla 4.1 PARÁMETROS DE LAS CURVAS IPR DE LOS POZOS SELECCIONADOS

POZO	IP (BFPD/PSI)	PRESIÓN RESERVORIO (PSI)	Q MÁXIMO (BFPD)	Pb (PSI)	SIST. LEVANTAMIENTO ACTUAL		SISTEMA ELECTROSUMERGIBLE	
					PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (BFPD)	PRESIÓN (PSI)	CAUDAL (BFPD)
SAC-115	0.74	4372	3223	78	3038	987	2345	1500
SAC-135	0.76	4264	3164	550	2515	1329	1632	2000
SAC-147D	1.08	4265	4574	78	3684	626	2876	1500
SAC-164D	3.20	3523	11246	78	2537	3156	2273	4000
SAC-218D	1.24	4300	5321	78	3513	976	2687	2000
SAC-231D	0.99	4313	4241	78	3319	984	2798	1500
SAC-234D	0.394	3699	1407	550	2663	408	1669	800
SAC-251D	1.08	4308	4614	78	3517	854	2919	1500
SAC-259D	0.99	4268	4198	78	3613	648	3056	1200
SAC-321D	0.56	4146	2186	550	3046	616	2360	1000

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Las curvas IPR, indican que existen altas presiones de fondo fluyente al caudal deseado, esto indica que no existe problema con el gas en solución ($P_{wf} > P_b$).

En la tabla 4.2, se detalla la proyección propuesta que beneficiará al Área en estudio, considerando el potencial de los pozos.

Tabla 4.2 PROYECCIÓN PROPUESTA

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN (31-OCT-2011)						PROYECCIÓN PROPUESTA					INCREMENTO	
	Arena	Mét.	%API	BPPD	BAPD	BSW %	Mét.	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	BPPD	BAPD
SAC-115	Hi	PPH	26.4	426	561	56.8	PPS	1500	647	853	56.8	221	292
SAC-135	Hs	PPH	27.6	543	786	59.1	PPS	2000	817	1183	59.1	274	397
SAC-147D	Hi	PPH	26.3	484	143	22.8	PPS	1500	1158	342	22.8	674	199
SAC-164D	Hi	PPH	26.3	871	2285	72.4	PPS	4000	1104	2896	72.4	233	611
SAC-218D	Hi	PPF	25.6	273	703	72.0	PPS	2000	559	1441	72.0	286	738
SAC-231D	Hi	PPF	25.6	827	157	16.0	PPS	1500	1261	239	16.0	434	82
SAC-234D	Hs	PPF	26.1	212	196	48.0	PPS	800	416	384	48.0	204	188
SAC-251D	Hi	PPF	26.2	851	3	0.3	PPS	1500	1495	5	0.3	644	2
SAC-259D	Hi	PPF	25.4	467	181	28.0	PPS	1200	864	336	28.0	397	155
SAC-321D	Hs	PPH	24.7	612	4	0.65	PPS	1000	993	7	0.65	381	3
TOTAL				5566	5019	47.42	PPS	17000	9314	7686	47.42	3748	2667

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

El incremento de producción de petróleo estimado de los pozos seleccionados es de 3748 BPPD, que implica un incremento en la producción de agua de formación de 2667 BAPD. Este incremento de agua no representa problema alguno, debido a que en el campo existe la capacidad suficiente para reinyectar este incremento de agua de formación.

4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo del análisis económico del presente estudio, es determinar si el proyecto es viable o no; y cuál es el beneficio económico que genera el mismo.

La información para la evaluación económica, fue proporcionada por el Departamento de Ingeniería de Campo del Área Sacha. Los datos proporcionados fueron los costos de reacondicionamiento para el cambio de sistema de levantamiento.

El estudio económico se basa principalmente en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, Valor Actual Neto o Valor Presente Neto (V.A.N o V.P.N), Tasa Interna de Retorno (T.I.R) y Relación Beneficio – Costo del proyecto; que determinan si el proyecto es o no rentable.

4.2.1. CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

4.2.1.1. Valor Actual Neto (V.A.N)

También es conocido como Valor Presente Neto (V.P.N), 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:

$$VAN = \sum_{j=0}^n VAI_j(i) - \sum_{j=0}^n VAE_j(i) \quad (4.1)$$

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:

- V.A.N es menor que 0, el proyecto no es viable.
- V.A.N es igual a 0, el proyecto es indiferente, y si
- V.A.N es mayor que 0, el proyecto es viable.

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

4.2.1.2. Tasa Interna de Retorno (T.I.R)

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.

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

Si V.A.N.= 0, entonces T.I.R = i .

Si i es la tasa de actualización, entonces:

- T.I.R. es menor que i , el proyecto no es viable.
- T.I.R. es igual a i , el proyecto es indiferente, y si
- T.I.R. es mayor que i , el proyecto es viable.

4.2.1.3. Relación Beneficio – Costo (B/C)

La Relación Beneficio – Costo a una tasa 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 .

$$(B/C)(i) = \frac{\sum_{j=0}^n VAI_j(i)}{\sum_{j=0}^n VAE_j(i)} \quad (4.2)$$

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 (V.A.N) es mayor que cero.
- La Tasa Interna de Retorno (T.I.R.) es mayor a la tasa de actualización.
- La Relación Beneficio – Costo (B/C) es mayor que uno.

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

$$q = q_1 \times e^{-Dt} \quad (4.3)$$

Donde:

q = Caudal esperado a cierto período de tiempo [BFPD]

q_1 = Caudal inicial [BFPD]

D = Porcentaje de declinación anual del Área.

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

4.2.2. COSTOS DE PREPRODUCCIÓN

Es el valor que representa implementar el sistema de bombeo electrosumergible. Los costos para realizar los trabajos de reacondicionamiento para el sistema de levantamiento artificial de los pozos seleccionados, se detalla en la tabla 4.3.

Tabla 4.3 COSTOS ESTIMADOS DE REACONDICIONAMIENTO PARA CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A BES EN EL ÁREA SACHA.

OPERACIÓN-COMPAÑÍA-MATERIAL	COSTOS USD
Movimiento de la Torre	7000
Trabajo de la Torre (7 días)	90000
Supervisión y Transporte	8500
Equipo de Superficie (Variador, Transformador, etc).	400000
Equipo de Subsuelo (Motor, Bomba, Protector, Cable, etc)	
Supervisión e instalación del equipo BES	10000
Químicos	5000
Unidad de Wireline, Spooler y Vacuum	10000
Obras Civiles	10000
Unidad de Bombeo y Herramientas	30000
Contingencias (+/- 30%)	50000
TOTAL	620500

FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

A los pozos SAC-115, SAC-135, SAC-234D y SAC-251D, se debe instalar un generador, debido a que no disponen de una red eléctrica cercana. El costo del generador es de 100000 dólares.

En la tabla 4.4, se presenta la inversión de preproducción, y se detalla: el costo total por pozo, la producción a recuperarse y los días estimados para realizar los reacondicionamientos propuestos.

**Tabla 4.4 COSTOS DE PREPRODUCCIÓN DE LOS POZOS
SELECCIONADOS**

POZO	Objetivo del Reacondicionamiento	Producción a Recuperarse	Costo Estimado	Tiempo de Reparación
		BPPD	USD	Días
SAC-115	Cambio de tipo de lev. artificial	221	720500	7
SAC-135	Cambio de tipo de lev. artificial	274	720500	7
SAC-147D	Cambio de tipo de lev. artificial	674	620500	7
SAC-164D	Cambio de tipo de lev. artificial	233	620500	7
SAC-218D	Cambio de tipo de lev. artificial	286	620500	7
SAC-231D	Cambio de tipo de lev. artificial	434	620500	7
SAC-234D	Cambio de tipo de lev. artificial	204	720500	7
SAC-251D	Cambio de tipo de lev. artificial	644	720500	7
SAC-259D	Cambio de tipo de lev. artificial	397	620500	7
SAC-321D	Cambio de tipo de lev. artificial	381	620500	7

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

4.2.3. INGRESOS

Los ingresos por mes, se obtienen multiplicando el valor del barril de petróleo (por ejemplo 79.73 dólares) 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 intervenido en el primer mes, empezará a principios del segundo mes. Para el cálculo de la producción por mes durante el tiempo de la evaluación económica, se considera una declinación de producción anual del 19.8 % (1.65 % mensual), que refleja el comportamiento del Área Sacha en los últimos años (Valor Oficial suministrado por el Departamento de Reservorios – Quito 2011).

4.2.4. EGRESOS

Los egresos mensuales, constituyen la suma entre los costos de reparación de los

pozos productores, el costo de los futuros reacondicionamientos dentro del período de evaluación económica (el tiempo de vida útil para las bombas electrosumergibles, se considera de 14 meses; dato suministrado por Ingeniería de Campo – Área Sacha), el costo operativo de producción de 6.58 dólares por barril (Valor suministrado por el Departamento de Ingeniería Financiera de Río Napo – Quito). El monto total de la inversión asciende a 6605000 dólares que se desembolsarán mes a mes, en los 24 meses que durará la evaluación económica del proyecto (Ver tabla 4.4). Es necesario comprender que los pozos de este proyecto, pueden necesitar intervenciones dentro del período de evaluación económica y los costos de reacondicionamiento inesperados que no se incluyen en el presente estudio.

4.2.5. HIPÓTESIS BAJO LAS CUALES SE BASA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Las hipótesis bajo las cuales se basa esta evaluación económica, son las siguientes:

- Se estima una tasa de actualización anual igual al 15%, siendo la tasa de actualización mensual igual a 1.17% (Valor sugerido por “Ingeniería Financiera” Río Napo – 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 alguno de éstos se paren. La estimación del costo operativo es de 6.58 USD/BBL.
- De acuerdo con los historiales de producción, se estima una declinación de producción promedio de 19.8 % anual. Entonces, se establece que el proyecto tiene una declinación mensual de 1.65 %, siendo el período mensual considerado equivalente a 30 días.
- Se determina un incremento en la producción de 3748 BPPD, que se obtendrán al implementar el sistema de bombeo electrosumergible.
- Se determina un costo por el cambio de sistema de levantamiento de un pozo en 620500 USD para pozos que disponen de una red eléctrica cercana,

y un costo adicional de 100000 dólares para pozos que requieren de un generador. Estos costos son estimados de acuerdo a trabajos similares que se han realizado recientemente en el Área Sacha.

- No se considera devaluación monetaria durante los 2 años de duración de la evaluación económica.
- Se prevé una duración de 7 días un reacondicionamiento para cada pozo a implementar el cambio de sistema de levantamiento artificial; tiempo en que no se tendrá producción.
- Se estima un porcentaje de contingencias de +/- 30%.

A continuación, en la tabla 4.5, se detalla un resumen de las hipótesis en las que se fundamenta el análisis económico del proyecto.

Tabla 4.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

POZO	COSTO (USD)	TIEMPO (DÍAS)	HIPÓTESIS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO	
SAC-115	720500	7		
SAC-135	720500	7	- Incremento de Producción Estimado (BPPD)	3748
SAC-147D	620500	7	- Costo Operativo (USD/BBL)	6.58
SAC-164D	620500	7	- Declinación de Producción (%/año)	19.8
SAC-218D	620500	7	- Período Mensual Considerado (Días)	30
SAC-231D	620500	7	- Costo Promedio por Pozos Productores (USD)	660500
SAC-234D	720500	7	- Precio Estimado de Venta de Crudo (USD/BBL)	79.73
SAC-251D	720500	7	- Tasa de Actualización Estimada Mensual (%)	1.17
SAC-259D	620500	7	- Promedio de Vida Útil de las BES (meses)	14
SAC-321D	620500	7		
TOTAL	6605000	70		

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

El análisis económico del proyecto se realiza para diferentes precios del barril de petróleo, se emplea el valor de 79.73 USD/BL, considerado para el cálculo del presupuesto General del Estado del año 2012; 90 USD/BL y 100 USD/BL, valores considerados debido a condiciones actuales del mercado.

La tabla 4.8, indica el cálculo de la producción mensual e incluye la declinación mensual del 1.65 % mensual; las tablas 4.9, 4.10 y 4.11, detallan el cálculo del V.A.N. y T.I.R. para 79.73 USD/BBL, 90 USD/BBL, y 100 USD/BBL, respectivamente.

4.2.6. CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS

Para la ejecución de los trabajos propuestos, se elabora un cronograma que se fundamenta básicamente en la realización de un determinado número de trabajos por mes, y se detalla en la tabla 4.6. En este cronograma, se considera dos taladros de reacondicionamiento.

Tabla 4.6 CRONOGRAMA DE TRABAJOS PROPUESTOS

POZO	MÉTODO	MES							
		1				2			
		SEMANA				SEMANA			
		1	2	3	4	1	2	3	4
SAC-115	PPS	X							
SAC-147D	PPS	X							
SAC-135	PPS		X						
SAC-164D	PPS		X						
SAC-251D	PPS			X					
SAC-234D	PPS			X					
SAC-218D	PPS				X				
SAC-259D	PPS				X				
SAC-231D	PPS					X			
SAC-321D	PPS					X			
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN (BPPD)		2933				815			

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

El tiempo necesario para la ejecución del proyecto es de 2 meses, y se utiliza dos torres de reacondicionamiento.

La rentabilidad en la industria petrolera es alta, por lo cual, las inversiones se las realiza a corto plazo (uno a tres años), para asegurar la recuperación de la inversión y obtener ganancias del proyecto.

La estimación de la necesidad de futuros reacondicionamientos, después de que haya sido instalado el nuevo equipo de sistema de levantamiento en los pozos seleccionados, se basa en la experiencia obtenida en el Área, y en los historiales de reacondicionamiento; se prevé que se necesitará un reacondicionamiento cada 14 meses.

En la tabla 4.7, se detalla la estimación de la necesidad de futuros reacondicionamientos de los pozos seleccionados.

Tabla 4.7 ESTIMACIÓN DE FUTUROS REACONDICIONAMIENTOS

POZO	TIEMPO DE PRODUCCIÓN (AÑOS)	TOTAL W.O REALIZADOS A OCTUBRE DE 2011	PROMEDIO DE W.O POR AÑO	TIEMPO APROX. DEL PRÓXIMO W.O POR AÑO	TIEMPO APROX. DEL PRÓXIMO W.O POR MES
SAC-115	21	5	0,24	1	12
SAC-135	16	4	0,25	1	12
SAC-147D	3	1	0,33	1	12
SAC-164D	4	0	0	1	12
SAC-218D	0.75	0	0	1	12
SAC-231D	0.25	0	0	1	12
SAC-234D	0.08	0	0	1	12
SAC-251D	0.08	0	0	1	12
SAC-259D	0.25	0	0	1	12
SAC-321D	0.75	0	0	1	12

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

En la tabla 4.8, se presenta el cálculo de la producción mensual estimada para realizar todos los cálculos necesarios.

En las tablas 4.9, 4.10 y 4.11, y en los gráficos 5.1, 5.2 y 5.3, se ilustran los resultados del análisis económico para los diferentes precios del barril de petróleo.

Tabla 4.8 CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN MENSUAL (DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DE 1.65% MENSUAL)

Mes	Producción	Producción de 8 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	2933	0	2933	87990
3	2	2885	815	3700	111000
4	3	2838	802	3639	109184
5	4	2791	789	3580	107397
6	5	2746	776	3521	105639
7	6	2701	763	3464	103911
8	7	2657	750	3407	102210
9	8	2613	738	3351	100538
10	9	2570	726	3296	98892
11	10	2528	714	3242	97274
12	11	2487	703	3189	95682
13	12	2446	691	3137	94116
14	13	2406	680	3086	92576
15	14	0	669	669	20058
16	15	2328	0	2328	69841
17	16	2290	647	2937	88105
18	17	2252	636	2889	86663
19	18	2216	626	2842	85245
20	19	2179	616	2795	83850
21	20	2144	606	2749	82478
22	21	2109	596	2704	81128
23	22	2074	586	2660	79801
24	23	2040	576	2616	78495

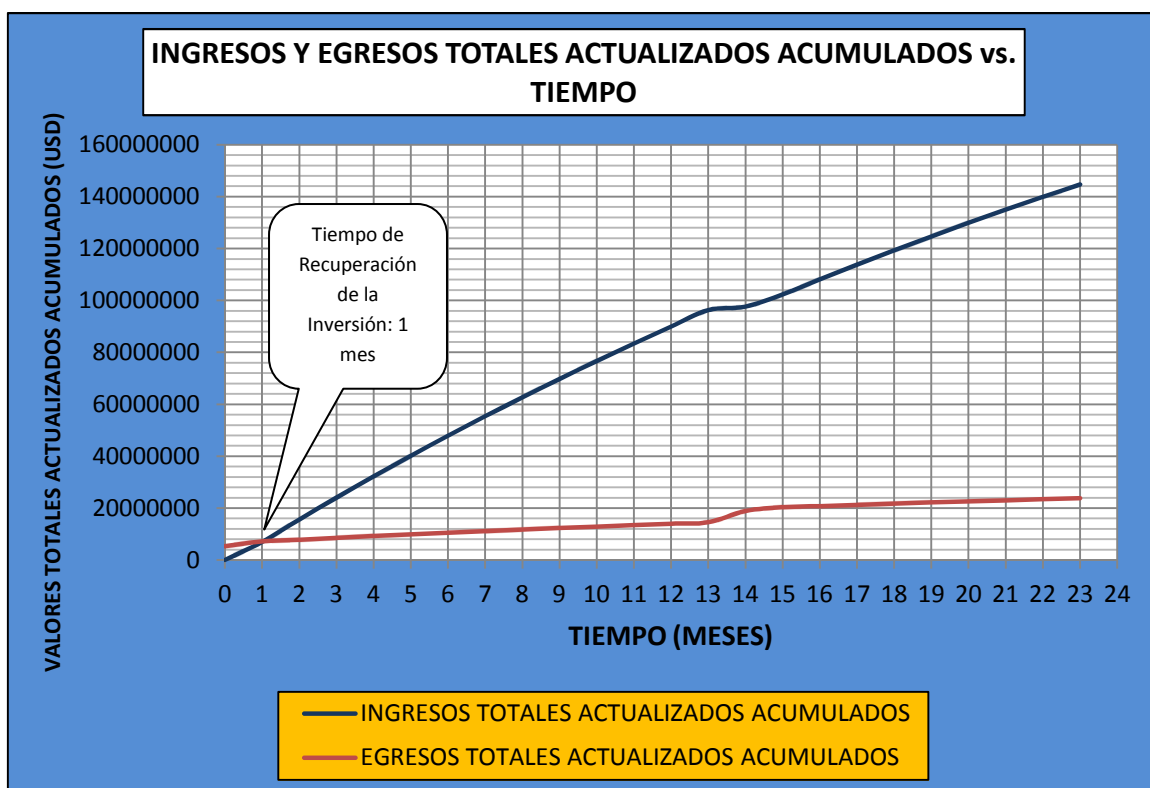
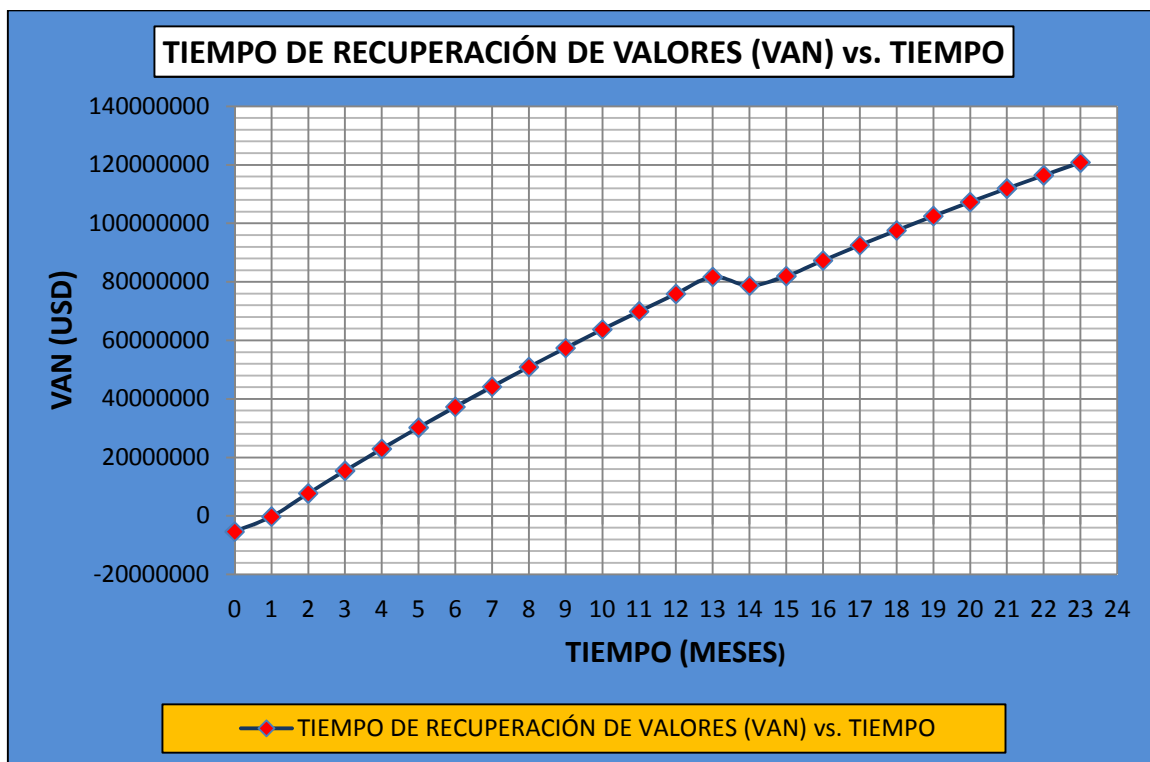
ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

Tabla 4.9 CÁLCULO DEL VAN Y TIR PARA 79.73 USD/BBL

Mes	Período	# de pozos reparados por mes	# de Pozos produciendo cada mes.	Prod. diaria (incluye declinación del 1,65% mensual). [BPPD]	Prod. mensual con declinación 19,8% anual. (1,65% mensual). [BPPM]	Ingreso total por mes. (USD)	Ingreso total acumulado (USD)	Costos de reparación de pozos (USD)	Costos operativos 6,58 USD/BBL	Egreso total por 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 1,17 % mensual (USD)	Sumatorio de Flujo Neto de Caja Actualizado y Acumulado (USD)
1	0	8	0	0	0	0	0	5364000	0	5364000	-5364000	0	0	5364000	5364000	-5364000	-5364000
2	1	2	8	2933	87990	7015442,70	7015442,70	1241000	578974,20	1819974,20	5195468,50	6934209,02	6934209,02	1798900,23	7162900,23	5135308,78	-228691,22
3	2	0	10	3700	111000	8850036,14	15865478,84	0	730380,51	730380,51	8119655,63	8646268,89	15580477,91	713563,89	7876464,13	7932705,00	7704013,78
4	3	0	10	3639	109184	8705208,66	24570687,50	0	718428,11	718428,11	7986780,55	8406296,91	23986774,82	693759,36	8570223,49	7712537,55	15416551,33
5	4	0	10	3580	107397	8562751,22	33133438,72	0	706671,30	706671,30	7856079,92	8172985,21	32159760,03	674504,49	9244727,97	7498480,72	22915032,05
6	5	0	10	3521	105639	8422625,05	41556063,77	0	695106,90	695106,90	7727518,15	7946148,93	40105908,96	655784,02	9900511,99	7290364,91	30205396,97
7	6	0	10	3464	103911	8284791,98	49840855,75	0	683731,74	683731,74	7601060,25	7725608,36	47831517,32	637583,13	10538095,12	7088025,23	37293422,19
8	7	0	10	3407	102210	8149214,50	57990070,25	0	672542,72	672542,72	7476671,78	7511188,76	55342706,07	619887,40	11157982,52	6891301,36	44184723,56
9	8	0	10	3351	100538	8015855,70	66005925,96	0	661536,82	661536,82	7354318,88	7302720,24	62645426,32	602682,79	11760665,31	6700037,45	50884761,00
10	9	0	10	3296	98892	7884679,26	73890605,22	0	650711,02	650711,02	7233968,24	7100037,64	69745463,96	585955,70	12346621,01	6514081,95	57398842,95
11	10	0	10	3242	97274	775649,48	81646254,70	0	640062,38	640062,38	7115587,10	6902980,38	76648444,34	569692,85	12916313,86	6333287,53	63732130,48
12	11	0	10	3189	95682	7628731,22	89274985,92	0	629588,00	629588,00	6999143,22	6711392,32	83359836,66	553881,37	13470195,23	6157510,95	69889641,43
13	12	0	10	3137	94116	7503889,93	96778875,84	0	619285,03	619285,03	6884604,89	6525121,67	89884958,34	538508,72	14008703,95	5986612,95	75876254,38
14	13	0	10	3086	92576	7381091,61	104159967,45	0	609150,67	609150,67	6771940,95	6344020,86	96228979,19	523562,74	14532266,69	5820458,12	81696712,50
15	14	8	2	669	20058	1599227,76	105759195,22	4964000	131981,92	5095981,92	-3496754,2	1358614,27	97587593,47	4329260,63	18861527,32	-2970646,4	78726066,15
16	15	2	8	2328	69841	5568433,74	111327628,96	1241000	459554,67	1700554,67	3867879,07	4675852,00	102263445,46	1427967,42	20289494,74	3247884,58	81973950,73
17	16	0	10	2937	88105	7024622,96	118352251,92	0	579731,83	579731,83	6444891,13	5830322,33	108093767,79	481167,95	20770662,69	5349154,37	87323105,10
18	17	0	10	2889	86663	6909667,67	125261919,59	0	570244,74	570244,74	6339422,93	5668505,25	113762273,03	467813,43	21238476,12	5200691,82	92523796,92
19	18	0	10	2842	85245	6796593,58	132058513,17	0	560912,90	560912,90	6235680,68	5511179,30	119273452,33	454829,55	21693305,66	5056349,75	97580146,67
20	19	0	10	2795	83850	6685369,91	138743883,08	0	551733,78	551733,78	6133636,13	5358219,84	124631672,18	442206,03	22135511,69	4916013,81	102496160,48
21	20	0	10	2749	82478	6575966,36	145319849,45	0	542704,86	542704,86	6033261,50	5209505,68	129841177,86	429932,87	22565444,56	4779572,81	107275733,30
22	21	0	10	2704	81128	6468353,17	151788202,61	0	533823,70	533823,70	5934529,47	5064918,99	134906096,85	418000,34	22983444,90	4646918,65	111922651,95
23	22	0	10	2660	79801	6362501,02	158150703,64	0	525087,88	525087,88	5837413,14	4924345,22	139830442,06	406398,99	23389843,89	4517946,23	116440598,18
24	23	0	10	2616	78495	6258381,11	164409084,75	0	516495,02	516495,02	5741886,09	4787672,99	144618115,05	395119,63	23784963,52	4392553,35	120833151,53
								13568440,71	26378440,71	120,64%	144618115,1			23784963,52			120833151,5

INVERSIÓN TOTAL (USD)	26378440,71
TIR MENSUAL (%)	120,64%
VAN (USD)	120833151,53
COSTO/BENEFICIO (B/C)	6,08

Gráfico 4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA 79.73 USD/BBL



FUENTE: Tabla 4.8.

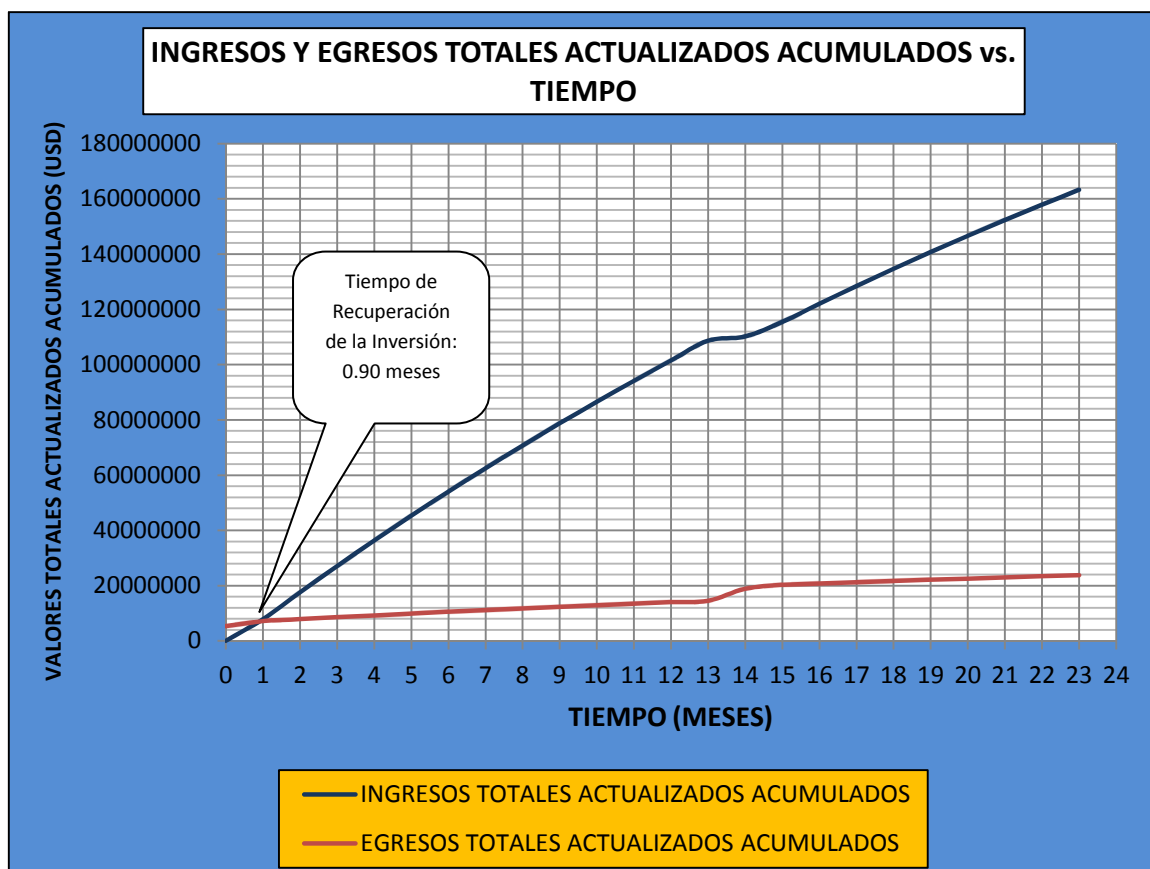
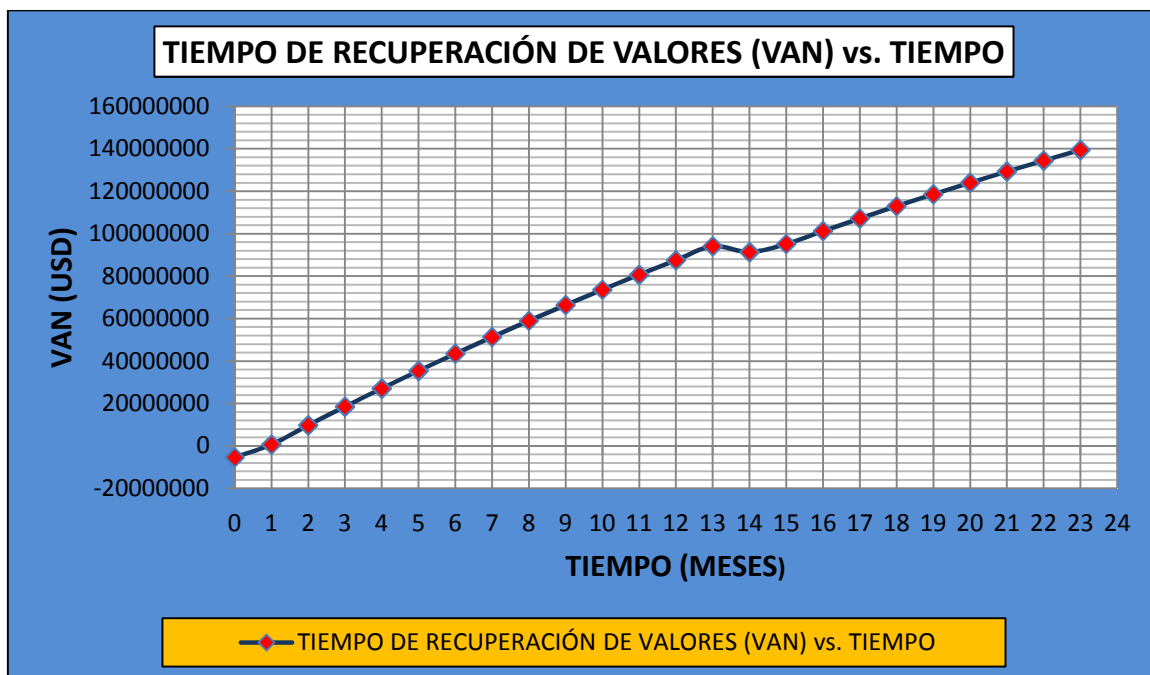
ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Tabla 4.10 CÁLCULO DEL VAN Y TIR PARA 90 USD/BBL

Mes	Período	# de pozos reparados por mes	# de Pozos produciendo cada mes.	Prod. diaria (incluye declinación del 1,65% mensual). [BPPD]	Prod. mensual con declinación 19,8% anual. (1,65% mensual). [BPPM]	Ingreso total por mes. (USD)	Ingreso total acumulado (USD)	Costos de reparación de pozos (USD)	Costos operativos 6,58 USD/BBL	Egreso total por mes (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Actualizado (USD)	Ingreso Total Actualizado (USD)	Egreso Total Actualizado (USD)	Egreso Total Actualizado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1,17 % mensual (USD)	Sumatorio de Flujo Neto de Caja Actualizado y Acumulado (USD)
1	0	8	0	0	0	0	0	5364000	0	5364000	-5364000	0	0	5364000	5364000	-5364000	-5364000
2	1	2	8	2933	87990	7919100,00	7919100,00	1241000	578974,20	1819974,20	6099125,80	7827402,63	7827402,63	1798900,23	7162900,23	6028502,40	664502,40
3	2	0	10	3700	111000	9990006,93	17909106,93	0	730380,51	730380,51	9259626,43	9759992,48	17587395,11	713563,89	7876464,23	9046428,58	9710930,98
4	3	0	10	3639	109184	9826524,26	27735631,19	0	718428,11	718428,11	9108096,15	9489109,77	27076504,88	693759,36	8570223,49	8795350,41	18506281,39
5	4	0	10	3580	107397	9665716,92	37401348,11	0	706671,30	706671,30	8959045,61	9225745,25	36302250,12	674504,49	9244727,97	8551240,76	27057522,15
6	5	0	10	3521	105639	9507541,13	46908889,24	0	695106,90	695106,90	8812434,23	8969690,25	45271940,38	655784,02	9900511,99	8313906,23	35371428,38
7	6	0	10	3464	103911	9351953,82	56260843,06	0	683731,74	683731,74	8668222,09	8720741,91	53992682,28	637583,13	10538095,12	8083158,78	43454587,16
8	7	0	10	3407	102210	9198912,65	65459755,71	0	672542,72	672542,72	8526369,92	8478702,97	62471385,26	619887,40	11157982,52	7858815,58	51313402,74
9	8	0	10	3351	100538	9048375,93	74508131,64	0	661536,82	661536,82	8386839,11	8243381,69	70714766,94	602682,79	11760665,31	7640698,89	58954101,63
10	9	0	10	3296	98892	8900302,69	83408434,34	0	650711,02	650711,02	8249591,67	8014591,60	78729358,54	585955,70	12346621,01	7428635,90	66382737,53
11	10	0	10	3242	97274	8754652,62	92163086,95	0	640062,38	640062,38	8114590,24	7792151,44	86521509,98	569692,85	12916313,86	7222458,59	73605196,12
12	11	0	10	3189	95682	8611386,05	100774473,00	0	629588,00	629588,00	7981798,05	7575884,97	94097394,95	553881,37	13470195,23	7022003,61	80627199,73
13	12	0	10	3137	94116	8470463,98	109244936,98	0	619285,03	619285,03	7851178,95	7365620,85	101463015,81	538508,72	14008703,95	6827112,13	87454311,86
14	13	0	10	3086	92576	8331848,05	117576785,04	0	609150,67	609150,67	7722697,38	7161192,49	108624208,30	523562,74	14532266,69	6637629,75	94091941,60
15	14	8	2	669	20058	1805223,86	119382008,90	4964000	131981,92	5095981,92	-3290758,1	1533617,02	110157825,31	4329260,63	18861527,32	-2795643,6	91296297,99
16	15	2	8	2328	69841	6285702,21	125667711,10	1241000	459554,67	1700554,67	4585147,53	5278147,24	115435972,55	1427967,42	20289494,74	3850179,82	95146477,82
17	16	0	10	2937	88105	7929462,77	133597173,87	0	579731,83	579731,83	7349730,94	6581324,59	122017297,14	481167,95	20770662,69	6100156,63	101246634,45
18	17	0	10	2889	86663	7799700,12	141396873,99	0	570244,74	570244,74	7229455,38	6398663,89	128415961,03	467813,43	21238476,12	5930850,46	107177484,92
19	18	0	10	2842	85245	7672060,99	149068934,98	0	560912,90	560912,90	7111148,08	6221072,83	134637033,87	454829,55	21693305,66	5766243,29	112943728,20
20	19	0	10	2795	83850	7546510,62	156615445,59	0	551733,78	551733,78	6994776,84	6048410,71	140685444,57	442206,03	22135511,69	5606204,68	118549932,88
21	20	0	10	2749	82478	7423014,83	164038460,43	0	542704,86	542704,86	6880309,97	5880540,72	146565985,29	429932,87	22565444,56	5450607,85	124000540,73
22	21	0	10	2704	81128	7301540,01	171340000,44	0	533823,70	533823,70	6767716,31	5717329,85	152283315,14	418000,34	22983444,90	5299329,51	129299870,25
23	22	0	10	2660	79801	7182053,08	178522053,52	0	525087,88	525087,88	6656965,20	5558648,81	157841963,95	406398,99	23389843,89	5152249,82	134452120,06
24	23	0	10	2616	78495	7064521,51	185586575,03	0	516495,02	516495,02	6548026,49	5404371,86	163246335,81	395119,63	23784963,52	5009252,23	139461372,30
						13568440,71	26378440,71			137,64%	163246335,8		23784963,52		139461372,3		

INVERSIÓN TOTAL (USD)	26378440,71
TIR MENSUAL (%)	137,64%
VAN (USD)	139461372,30
COSTO/BENEFICIO (B/C)	6,86

Gráfico 4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA 90 USD/BBL



FUENTE: Tabla 4.9.

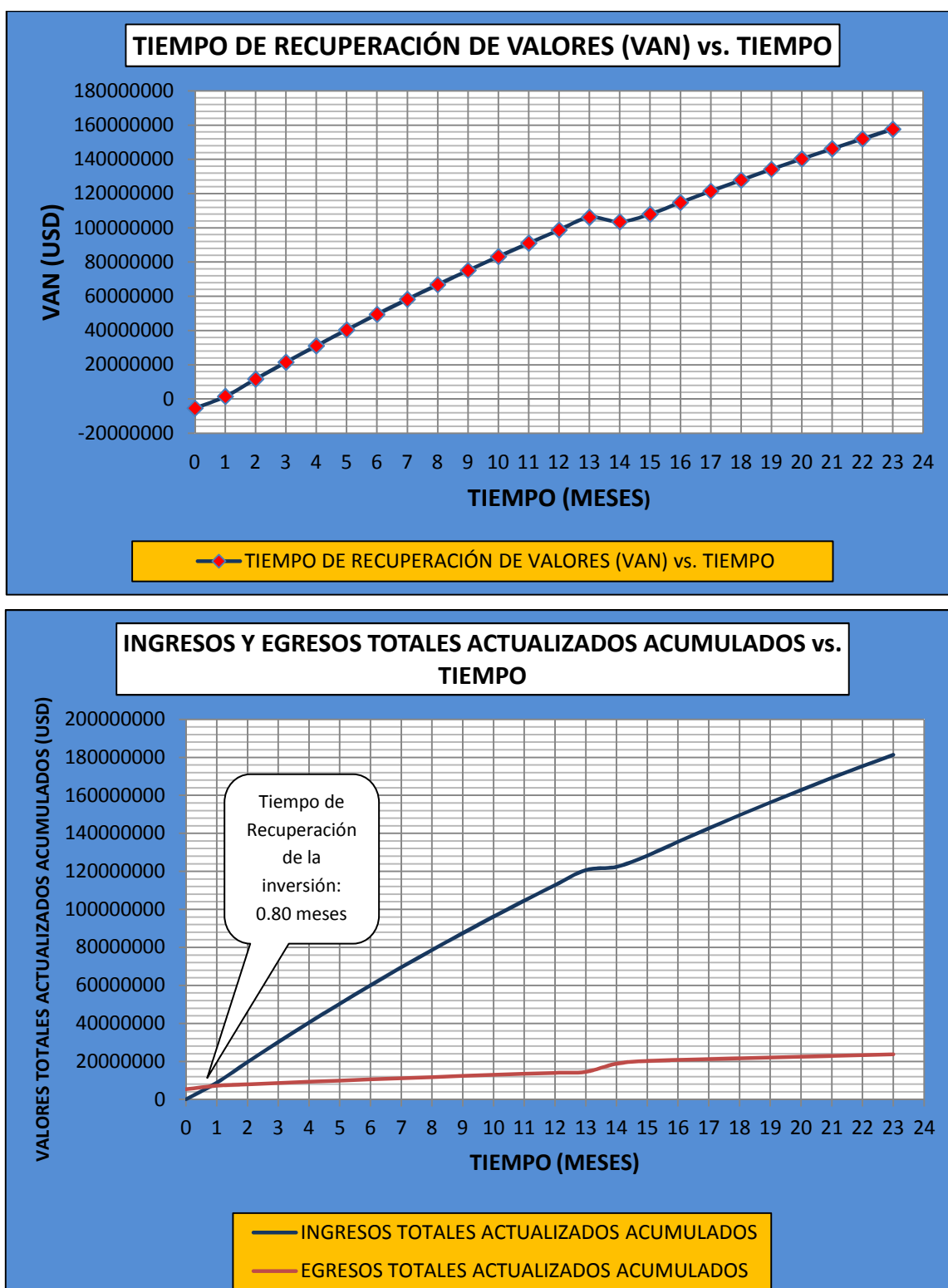
ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara

Tabla 4.11 CÁLCULO DEL VAN Y TIR PARA 100 USD/BBL

Mes	Período	# de pozos reparados por mes	# de Pozos produciendo cada mes.	Prod. diaria (incluye declinación del 1,65% mensual). [BPPD]	Prod. mensual con declinación 19,8% anual. (1,65% mensual). [BPPM]	Ingreso total por mes. (USD)	Ingreso total acumulado (USD)	Costos de reparación de pozos (USD)	Costos operativos 6,58 USD/BBL	Egreso total por mes (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Actualizado (USD)	Ingreso Total Actualiz. Acumulado (USD)	Egreso Total Actualizado (USD)	Egreso Total Actualizado Acumulado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1,17 % mensual (USD)	Sumatorio de Flujo Neto de Caja Actualizado y Acumulado (USD)
1	0	8	0	0	0	0	0	5364000	0	5364000	-5364000	0	0	5364000	5364000	-5364000	-5364000
2	1	2	8	2933	87990	8799000,00	8799000,00	1241000	578974,20	1819974,20	6979025,80	8697114,03	8697114,03	1798900,23	7162900,23	6898213,80	1534213,80
3	2	0	10	3700	111000	11100007,7	19899007,70	0	730380,51	730380,51	10369627,20	10844436,1	19541550,12	713563,89	7876464,13	10130872,2	11665085,99
4	3	0	10	3639	109184	10918360,3	30817367,99	0	718428,11	718428,11	10199932,18	10543455,3	30085005,42	693759,36	8570223,49	9849695,94	21514781,93
5	4	0	10	3580	107397	10739685,5	41557053,46	0	706671,30	706671,30	10033014,16	10250828,1	40335833,47	674504,49	9244727,97	9576323,57	31091105,50
6	5	0	10	3521	105639	10563934,6	52120988,04	0	695106,90	695106,90	9868827,69	9966322,50	50302155,97	655784,02	9900511,99	9310538,48	40401643,98
7	6	0	10	3464	103911	10391059,8	62512047,85	0	683731,74	683731,74	9707328,07	9689713,23	59991869,21	637583,13	10538095,12	9052130,10	49453774,08
8	7	0	10	3407	102210	10221014,1	72733061,90	0	672542,72	672542,72	9548471,33	9420781,08	69412650,29	619887,40	11157982,52	8800893,69	58254667,77
9	8	0	10	3351	100538	10053751,0	82786812,94	0	661536,82	661536,82	9392214,22	9159312,98	78571963,27	602682,79	11760665,31	8556630,19	66811297,96
10	9	0	10	3296	98892	9889225,21	92676038,15	0	650711,02	650711,02	9238514,20	8905101,77	87477065,04	585955,70	12346621,01	8319146,08	75130444,04
11	10	0	10	3242	97274	9727391,80	102403429,95	0	640062,38	640062,38	9087329,42	8657946,04	96135011,09	569692,85	12916313,86	8088253,19	83218697,23
12	11	0	10	3189	95682	9568206,72	111971636,67	0	629588,00	629588,00	8938618,72	8417649,97	104552661,06	553881,37	13470195,23	7863768,60	91082465,83
13	12	0	10	3137	94116	9411626,65	121383263,32	0	619285,03	619285,03	8792341,61	8184023,17	112736684,23	538508,72	14008703,95	7645514,45	98727980,28
14	13	0	10	3086	92576	9257608,95	130640872,26	0	609150,67	609150,67	8648458,28	7956880,54	120693564,77	523562,74	14532266,69	7433317,80	106161298,1
15	14	8	2	669	20058	2005804,29	132646676,55	4964000	131981,92	5095981,92	-3090177,63	1704018,91	122397583,68	4329260,63	18861527,32	-2625241,7	103536056,4
16	15	2	8	2328	69841	6984113,56	139630790,12	1241000	459554,67	1700554,67	5283558,89	5864608,05	128262191,73	1427967,42	20289494,74	4436640,63	107972697,0
17	16	0	10	2937	88105	8810514,19	148441304,30	0	579731,83	579731,83	8230782,35	7312582,87	135574774,60	481167,95	20770662,69	6831414,92	114804111,9
18	17	0	10	2889	86663	8666333,47	157107637,77	0	570244,74	570244,74	8096088,72	7109626,55	142684401,15	467813,43	21238476,12	6641813,12	121445925,0
19	18	0	10	2842	85245	8524512,21	165632149,97	0	560912,90	560912,90	7963599,30	6912303,15	149596704,29	454829,55	21693305,66	6457473,60	127903398,6
20	19	0	10	2795	83850	8385011,80	174017161,77	0	551733,78	551733,78	7833278,02	6720456,34	156317160,64	442206,03	22135511,69	6278250,31	134181648,9
21	20	0	10	2749	82478	8247794,26	182264956,03	0	542704,86	542704,86	7705089,40	6533934,13	162851094,76	429932,87	22565444,56	6104001,26	140285650,2
22	21	0	10	2704	81128	8112822,24	190377778,27	0	533823,70	533823,70	7578998,53	6352588,73	169203683,49	418000,34	22983444,90	5934588,39	146220238,6
23	22	0	10	2660	79801	7980058,98	198357837,25	0	525087,88	525087,88	7454971,10	6176276,46	175379959,95	406398,99	23389843,89	5769877,46	151990116,1
24	23	0	10	2616	78495	7849468,34	206207305,59	0	516495,02	516495,02	7332973,32	6004857,63	181384817,57	395119,63	23784963,52	5609737,99	157599854,1
								13568440,71	26378440,71	154,18%	181384817,6	23784963,52		157599854,1			

INVERSIÓN TOTAL (USD)	26378440,71
TIR MENSUAL (%)	154,18%
VAN (USD)	157599854,05
COSTO/BENEFICIO (B/C)	7,63

Gráfico 4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA 100 USD/BBL



FUENTE: Tabla 4.10.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

4.2.7. 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 2 años, para un precio de 79.73 USD/BBL, tiene un (V.A.N.) de 120833151.53 USD, como se observa en la tabla 4.8 (gráfico 4.1), una relación Costo/ Beneficio de 6.08, la T.I.R. mensual del 120.64 %; parámetros que demuestran que el proyecto es rentable. La inversión del proyecto se recuperará en un período de 1 mes, una vez ejecutado el mismo, tal como se indica en el gráfico 4.1. A continuación, la tabla 4.12, detalla los resultados obtenidos del análisis económico.

Tabla 4.12 PARÁMETROS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

PRECIO DEL PETRÓLEO (USD/BBL)	TIR MENSUAL (%)	VAN (USD)	BENEFICIO/COSTO	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (MESES)
79.73	120.64	120833151.53	6.08	1.00
90	137.64	139461372.30	6.86	0.90
100	154.18	157599854.05	7.63	0.80

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- La Estación Sacha Norte 1, tiene una producción actual de 14673 BPPD, equivalente al 29.44% de la producción total del campo. Esta producción se divide en: Bombeo Hidráulico con 8264 BPPD, Bombeo Electrosumergible con 4923 BPPD y a Flujo Natural con 1486 BPPD. Además, en esta estación se produce 21554 BAPD, la mayor parte es inyectada para Recuperación Secundaria de las arenas “U” y “T” (20000 BAPD, aproximadamente), y el restante es reinyectada en el pozo SAC-23. Esta estación, tiene una capacidad de reinyección de 25000 BAPD.
- La Estación Sacha Norte 2, tiene una producción actual de 13908 BPPD, equivalente al 27.91% de la producción total del campo. Esta producción se divide en: Bombeo Hidráulico con 1808 BPPD, Bombeo Electrosumergible con 11000 BPPD y a Flujo Natural con 1100 BPPD. Además, en esta estación se produce 8632 BAPD, que se inyectan a la formación Tiyuyacu en los pozos SAC-65, SAC-117 y SAC-221H. Esta estación tiene una capacidad de reinyección de 16000 BAPD.
- La Estación Sacha Central, tiene una producción actual de 8296 BPPD, equivalente al 16.65% de la producción total del campo. Esta producción se divide en: Bombeo Hidráulico con 7526 BPPD y Bombeo Electrosumergible con 770 BPPD. Además, en esta estación se produce 3734 BAPD, que se inyectan a la formación Tiyuyacu en el pozo SAC-86. Esta estación, tiene una capacidad de reinyección de 10000 BAPD.
- La Estación Sacha Sur, tiene una producción actual de 12959 BPPD, equivalente al 26.00% de la producción total del campo. Esta producción se

divide en: Bombeo Hidráulico con 6212 BPPD, Bombeo Electrosumergible con 6535 BPPD y a flujo natural con 212 BPPD. Además, en esta estación se produce 5983 BAPD, que se inyectan a la formación Tiyuyacu en los pozos SAC-29 y SAC-84. La capacidad de reinyección de agua en esta estación es de 30000 BAPD.

- El Bombeo Hidráulico aporta con el 49.10% de la producción total y el Bombeo Electrosumergible aporta con el 48.07% de la producción total; se observa que a pesar de haber una menor cantidad de pozos con BES en el Área Sacha, la producción con Bombeo Electrosumergible es prácticamente la misma que el Bombeo Hidráulico en el Área, dando constancia que el Bombeo Electrosumergible aporta mayor cantidad de fluidos que el Bombeo Hidráulico.
- Los pozos seleccionados para el cambio de Sistema de Levantamiento Artificial a Bombeo Electrosumergible son: SAC-115, SAC-135, SAC-147D, SAC-164D, y SAC-321D, que actualmente producen por Bombeo Hidráulico, y los pozos: SAC-218D, SAC-231D, SAC-234D, SAC-251D y SAC-259D, que producen a flujo natural.
- Se propone cambiar el Sistema de Levantamiento Artificial de los pozos seleccionados, con la finalidad de aprovechar el alto potencial y evitar problemas como: futuros inconvenientes con las unidades de Power Oil que cumplieron su tiempo de vida útil, además de ineficiencia del Sistema Power Oil en pozos con alto corte de agua.
- Con la implementación del Sistema de Bombeo Electrosumergible en los pozos seleccionados, se deja de inyectar 7860 barriles de fluido motriz por día, y pueden ser utilizados para la optimización de las Bombas Hidráulicas instaladas, y por ende un aumento de la producción
- Mediante la implementación del Sistema de Levantamiento Artificial, en los

pozos seleccionados, se tendrá un incremento de 3748 BPPD, equivalente al 7.52 % de la producción total.

- La ejecución de este proyecto, implica un aumento de 978 BAPD en la Estación Sacha Norte 2, 1501 BAPD en la Estación Sacha Norte 1 y 188 BAPD en la Estación Sacha Sur; se concluye que en cada una de estas estaciones, existe la suficiente capacidad para tratar adecuadamente y reinyectar este incremento de agua de formación, con el fin reducir el impacto al medio ambiente.
- La arena “Basal Tena”, tiene una presión promedio de 920 psi en la parte Norte del Área, 630 psi en la parte Central y 860 psi en la parte Sur. Esta arena está depletada en todo el campo; tiene presiones cercanas a su punto de burbuja ($P_b=807$ psi).
- La arena “U”, tiene una presión promedio entre 1200 psi y 1500 psi en la parte Norte del Área, 1160 psi en la parte Central y 1050 psi en la parte Sur. Esta arena está depletada principalmente en la parte Central y Sur, la presión actual es inferior a su punto de burbuja ($P_b=1152$ psi).
- La arena “T”, tiene una presión promedio entre 1350 psi y 1650 psi en la parte Norte del Área, 1210 psi en la parte Central y 1100 psi en la parte Sur. Al igual que la arena “U”, esta arena está depletada principalmente en la parte Central y Sur, la presión actual es inferior a su punto de burbuja ($P_b=1310$ psi).
- La arena “Hollín Superior”, tiene una presión promedio de 3850 psi en la parte Norte del Área, 2600 psi en la parte Central y 3700 psi en la parte Sur. En la parte Central del Área, la arena “Hollín Superior” ha sido más explotada, por tal razón, presenta menores presiones.
- La arena “Hollín Inferior”, en toda el Área Sacha, presenta una presión promedio de 4300 psi. La presión es la misma para toda el Área, debido a que presenta un acuífero activo de fondo que ayuda a mantener la presión.

- La arena "U", tiene So mayores al 70% en la parte Norte y Sur del Área, debido a que estas partes del campo, no tienen influencia ni de acuíferos ni de pozos inyectores; por otro lado, en la parte Central del Área, se tiene la influencia de los pozos inyectores ubicados al Este y Oeste de la estructura. Los pozos ubicados al Este presentan mayor invasión de agua. La invasión de agua en esta parte del Área, se da principalmente de Este a Oeste.
- Para el Área, en general, la arena "T" tiene So entre el 50% y 70%, debido a que no se presenta una notable invasión de agua producto de la influencia de acuíferos o de inyección de agua. Al Este de la parte Central del Área, se tiene una pequeña parte afectada por la inyección de agua.
- En la arena "Hollín", el avance de agua en la parte Norte del Área, tiene una dirección de Sur a Norte; la parte Central del Área, tiene la mayor invasión de agua del campo, especialmente en los pozos ubicados al Oeste. El avance de agua va desde el Oeste al Este. En la parte Sur del campo, el avance de agua va de Norte a Sur.
- Los pozos seleccionados tienen los datos suficientes para realizar un correcto diseño de un equipo electrosumergible. Al utilizar datos adecuados, se obtiene un equipo electrosumergible adecuado para las condiciones que prevalecen en el yacimiento, prolongando el tiempo de vida útil de éste.
- Los equipos de bombeo electrosumergible diseñados para los pozos SAC-147D, SAC-164D, SAC-218D, SAC-231D, SAC-259D y SAC-321D, requieren una potencia de 881 Kw, y será suministrada por el Sistema de Generación Eléctrica del Área Sacha. Por otro lado, los equipos BES diseñados para los pozos SAC-115, SAC-135, SAC-234D y SAC-251D, requieren una potencia de 609 Kw, y será suministrada por los generadores instalados en cada locación.
- La evaluación económica del proyecto, se realiza para 24 meses y se calcula que al final de 2 años para un valor de 79.73 USD/BBL, se tiene un (VAN) de 120833151.53 USD, un Beneficio/Costo de 6.08 y el TIR mensual de

120.64%, como se observa en la Tabla 4.8.; factores que indican que el proyecto es económicamente rentable.

5.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar los trabajos de reacondicionamiento propuestos para la implementación de bombas electrosumergibles, que permitirá un incremento de producción estimada de 3748 BPPD, a un costo estimado de 6605000 USD.
- Se recomienda la instalación de cables con capilar para todos los pozos seleccionados, con el fin de contrarrestar problemas relacionados a escala, corrosión y emulsiones.
- Se recomienda realizar nuevas pruebas de restauración de presión (Build Up) en las arenas “Basal Tena”, “U”, “T” y “Hollín”, para actualizar la información de los yacimientos y reajustar los diseños realizados; los Build Up utilizados para los diseños son de años anteriores. 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 obtener datos de mejor calidad y por ende buenos rediseños de los equipos.
- Se recomienda la instalación de variadores de frecuencia (VSD) para todos los pozos seleccionados, para tener arranques del motor suaves, prolongando la vida útil de los ejes y el motor; por otro lado, ofrece un amplio rango de caudales para una misma bomba, de esta manera controlando la producción del pozo. Los cambios de las condiciones que se presentan los reservorios, no representan problemas en un equipo electrosumergible instalado con un VSD, debido a que se puede regular la velocidad de la bomba con el fin de producir a un caudal óptimo.

- Se recomienda cambiar de Sistema de Levantamiento de Hidráulico a BES en el pozo SAC-6, ubicado cerca de centros poblados, representa un riesgo potencial para las personas que habitan en las cercanías de este pozo. Según el último B'up, tiene un $IP=1.36$ BFPD/psi. Se recomienda diseñar BES para producir 550 BFPD de la arena "Ui". Tomar nuevo B'up a arena "Ui. Instalar con manejador de gas; la presión en esta arena es muy cercana a su punto de burbuja.
- Se recomienda cambiar de Sistema de Levantamiento de Hidráulico a BES en los pozos SAC-1, SAC-17 y SAC-101, por su alto índice de productividad y reservas, ubicados en la Estación Central. Según los últimos B'up, se tiene: SAC-1 ($IP=5.96$ BFPD/psi), SAC-17 ($IP=1.43$ BFPD/psi) y SAC-101 ($IP=8.59$ BFPD/psi). Tomar nuevo B'up a arena "Ui" y diseñar equipo BES con manejador de gas; la presión en esta arena está bajo el punto de burbuja. Para el pozo SAC-1 y SAC-17, diseñar BES para producir 600 BFPD de la arena "Ui", y para el pozo SAC-101, diseñar BES para producir 1000 BFPD de la arena "Ui".
- No se recomienda producir conjuntamente de las arenas "U" y "T". A lo largo del campo, en promedio, la presión de la arena "T" es 100 psi mayor que la presión de la arena "U", esta diferencia de presión, puede ocasionar flujo cruzado entre estas arenas. De igual forma, no se recomienda producir conjuntamente de las arenas "Hs" y "Hi". A lo largo del campo, en promedio, la presión de la arena "Hi" es 600 psi mayor que la presión de la arena "Hs", esta diferencia de presión, puede ocasionar flujo cruzado entre estas arenas. Si se requiere conocer con exactitud la cantidad de producción que aporta cada arena, para realizar análisis de yacimientos, no se recomienda producir de dos arenas simultáneamente, debido a que no es posible saber con certeza el aporte de cada arena.
- Debido al incremento de la producción del Área en general, se recomienda incorporar nuevos tanques de lavado y surgencia en las estaciones Sacha

Norte 2 y Sacha Sur, debido a que la capacidad de estos tanques es muy cercana a la producción actual en estas estaciones.

- Se recomienda implementar un estudio de factibilidad de recuperación mejorada en las arenas “U” y “T”, en la parte Central y Sur del campo. En estas partes del campo, debido a que no existe un mecanismo de producción predominante, existe una marcada declinación de la presión y producción. La presión de estas arenas es muy cercana a su punto de burbuja.
- No se recomienda implementar bombeo electrosumergible en pozos que producen de la arena “Basal Tena”, debido a que esta arena tiene bajo potencial y presiones muy bajas (menores a 900 psi).
- Se recomienda realizar un estudio para el desarrollo de campos maduros, tomando en cuenta la distribución de la So en cada una de las arenas del campo en estudio.
- En la siguiente tabla, los precios del barril de petróleo considerados en el análisis económico, indican que el proyecto es económicamente rentable; por otro lado, la inversión se recupera en el período de 1 mes, por lo tanto, se recomienda poner en marcha este proyecto.

PRECIO DEL PETRÓLEO (USD/BBL)	TIR MENSUAL (%)	VAN (USD)	BENEFICIO/COSTO	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (MESES)
79.73	120.64	120833151.53	6.08	1.00
90	137.64	139461372.30	6.86	0.90
100	154.18	157599854.05	7.63	0.80

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AMAGUA S. Jorge (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.) (2003). Manual de Recomendaciones Prácticas para BES.
- Archivos de Ingeniería de Petróleos (2011). Área Sacha.
- ARPEL. Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana.
- BABY Patrice. (2004). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo
- BÁNZER S. Carlos. (1996). Correlaciones Numéricas P.V.T.
- BROWN Kermit E. (1980). The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 2B, Tulsa – USA, Petroleum Publishing Co.
- CARRERA B. Nancy M. y MAFLA J. Zoila M. (2004). Análisis Técnico Económico para el Cambio de Tipo de Sistema de Levantamiento Artificial para Pozos con Alto Potencial a BES en el Área Libertador, Tesis EPN, Quito – Ecuador.
- CRAFT B. C. y HAWKINS M. F. (1997). Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos.
- JAILLARD Etienne (1997). Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretácico y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador.
- PETROECUADOR (2001). Glosario de la Industria Hidrocarburífera.

- PETROECUADOR (2008). Simulación Matemática del Campo Sacha. Informe Final.
- REDA (2005). Catálogo de Bombas Electrosumergibles.
- RÍO NAPO (2011). Simulación Matemática del Campo Sacha.
- SCHLUMBERGER (2002). Material de Estudio de BES.
- SCHLUMBERGER (2002). Curso de equipos BES. REDA.
- SCHLUMBERGER (2009). Artificial Lift Field Operations Reference Manual – Downhole.

PÁGINAS WEB

- http://www.elcomercio.com/negocios/Asamblea-ProformaUSD_0_599940037.html

ABREVIATURAS

A	=	Amperaje
A	=	Área de Drenaje
°API	=	Grados API del petróleo
B _g	=	Factor Volumétrico del Gas
B _o	=	Factor Volumétrico del Petróleo
B _{oi}	=	Factor Volumétrico Inicial del Petróleo
B _w	=	Factor Volumétrico del Agua
BN	=	Barriles a condiciones normales
BY	=	Barriles a condiciones del yacimiento
BF	=	Barriles fiscales
“BT”	=	Arena Basal Tena
BBL	=	Barriles
BES	=	Bombeo Electrosumergible
BHA	=	Completación de fondo del pozo
BHP	=	Brake Horse Power
BHT	=	Temperatura de Fondo del Pozo
BLS	=	Barriles
BPM	=	Barriles por minuto
BPD	=	Barriles por día
BSW	=	Porcentaje de Agua y Sedimentos Básicos
B'UP	=	Prueba de Restauración de Presión.
BAPD	=	Barriles de agua por día
BPPD	=	Barriles de petróleo por día
BFPD	=	Barriles de fluido por día
BIPD	=	Barriles inyectados por día
C _o	=	Compresibilidad del Petróleo
CAP	=	Contacto Agua-Petróleo
C _{sg}	=	Casing
DE	=	Diámetro Externo
DI	=	Diámetro Interno
DPP	=	Disparos por Pie
FR	=	Factor de Recobro

°F	=	Grados Fahrenheit
Ft	=	Pies
FWKO	=	Free Water Knock Out
Gal, Gls	=	Galones
GOR	=	Relación Gas- Petróleo
GPM	=	Galones por Minuto
“Hs” o “H sup”	=	Arena “Hollín Superior”
“Hi” o “H inf”	=	Arena “Hollín Inferior”
ho	=	Espesor de arena saturado con petróleo
HP	=	Horse Power (Caballos de Potencia)
Hz	=	Hertz
IP	=	Índice de Productividad
IPR	=	Relación del Índice de Productividad
K	=	Permeabilidad
Km	=	Kilómetros
Kw	=	Kilovatios
KVA	=	Kilovoltio-amperio
md	=	Milidarcys
min	=	Minuto
MLE	=	Motor Lead Extension (Cable de extensión)
MPCD	=	Miles de pies cúbicos por día
Mw	=	Megavatios
Np	=	Producción de petróleo acumulada
Pb	=	Presión de Burbuja
Pc	=	Presión de Cabeza
Pi	=	Presión Inicial
Φ	=	Porosidad
PCS	=	Pies cúbicos estándar
Pmp	=	Profundidad media de los punzonados
POES	=	Petróleo Original en Sitio
ppm	=	Partes por millón
Pr	=	Presión de Reservorio
PSI	=	Libra fuerza/ pulgada cuadrada
Pwf	=	Presión de fondo fluyente

Pws	=	Presión de fondo estática
Pvc	=	Pérdidas de voltaje en el cable
Q	=	Caudal
Qf	=	Caudal de fluido
Qo	=	Caudal de petróleo
Qw	=	Caudal de agua
Rs	=	Relación de solubilidad
RPM	=	Revoluciones por minuto
SQZ	=	Squeeze
Sw	=	Saturación de agua
Swi	=	Saturación de agua inicial
So	=	Saturación de petróleo
T	=	Temperatura
Tbg	=	Tubing
“Ti” o “T inf”	=	Arena “T inferior”
“Ts” o “T sup”	=	Arena “T superior”
“Ui” o “U inf”	=	Arena “U inferior”
“Us” o “U sup”	=	Arena “U superior”
Uo	=	Viscosidad del petróleo
Uw	=	Viscosidad del agua
V	=	Voltaje
W.O	=	Workover
PPH	=	Bombeo Hidráulico
PPS	=	Bombeo Electrosumergible
PPF	=	Flujo natural
CA	=	Pozo abandonado
CPI	=	Pozo cerrado para inyector
CPR	=	Pozo cerrado para reinector
CW	=	Pozo cerrado por alto corte de agua
CP	=	Pozo cerrado
CWO	=	Pozo cerrado esperando W.O

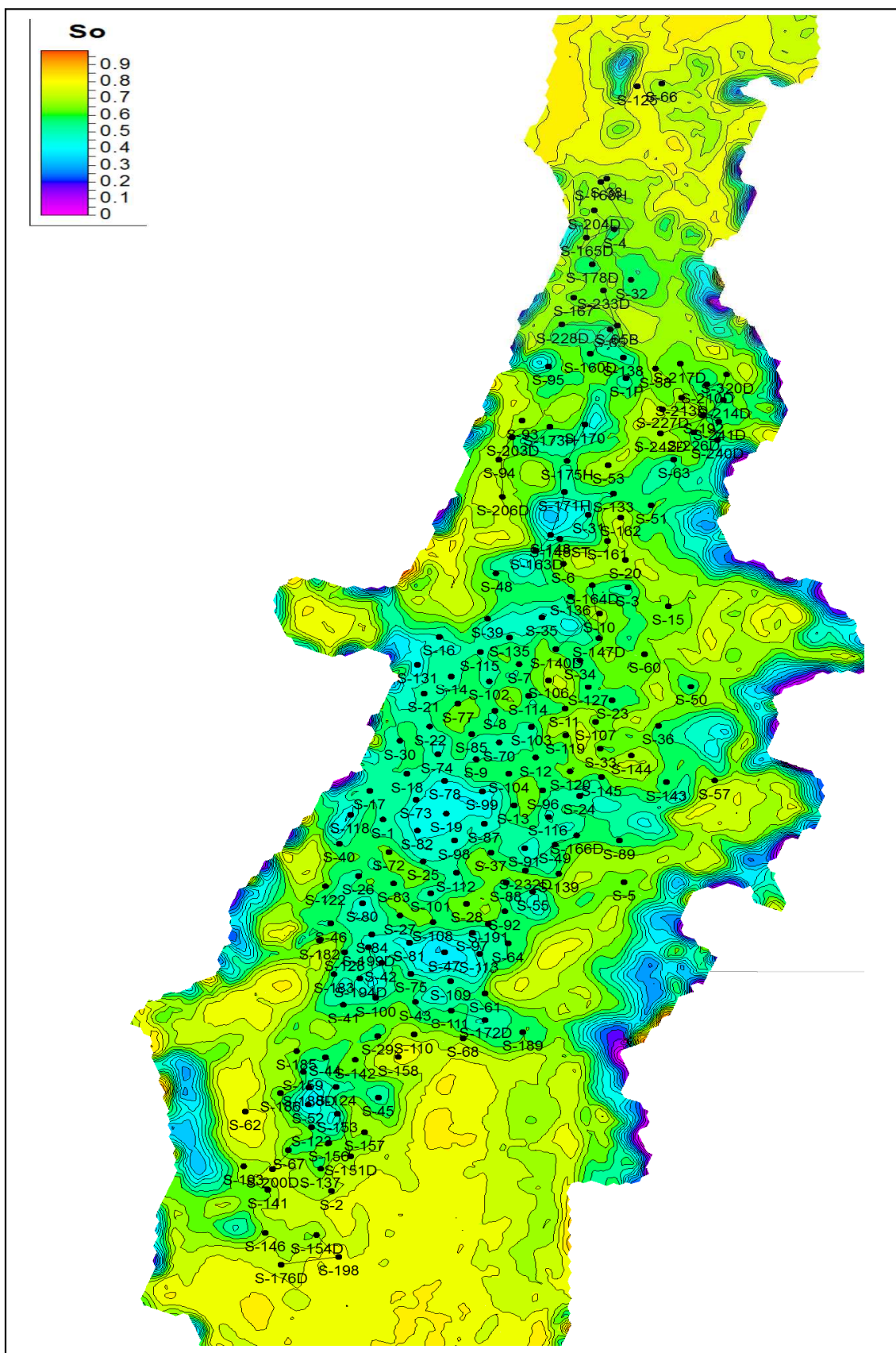
CBA	=	Pozo cerrado por bajo aporte
CT	=	Pozo cerrado por taponamiento
CB	=	Pozo cerrado por bloqueo
CPS	=	Pozo cerrado con bombeo electrosumergible
B/C	=	Relación Beneficio/ Costo
VAN	=	Valor Actual Neto
TIR	=	Tasa Interna de Retorno

ANEXOS

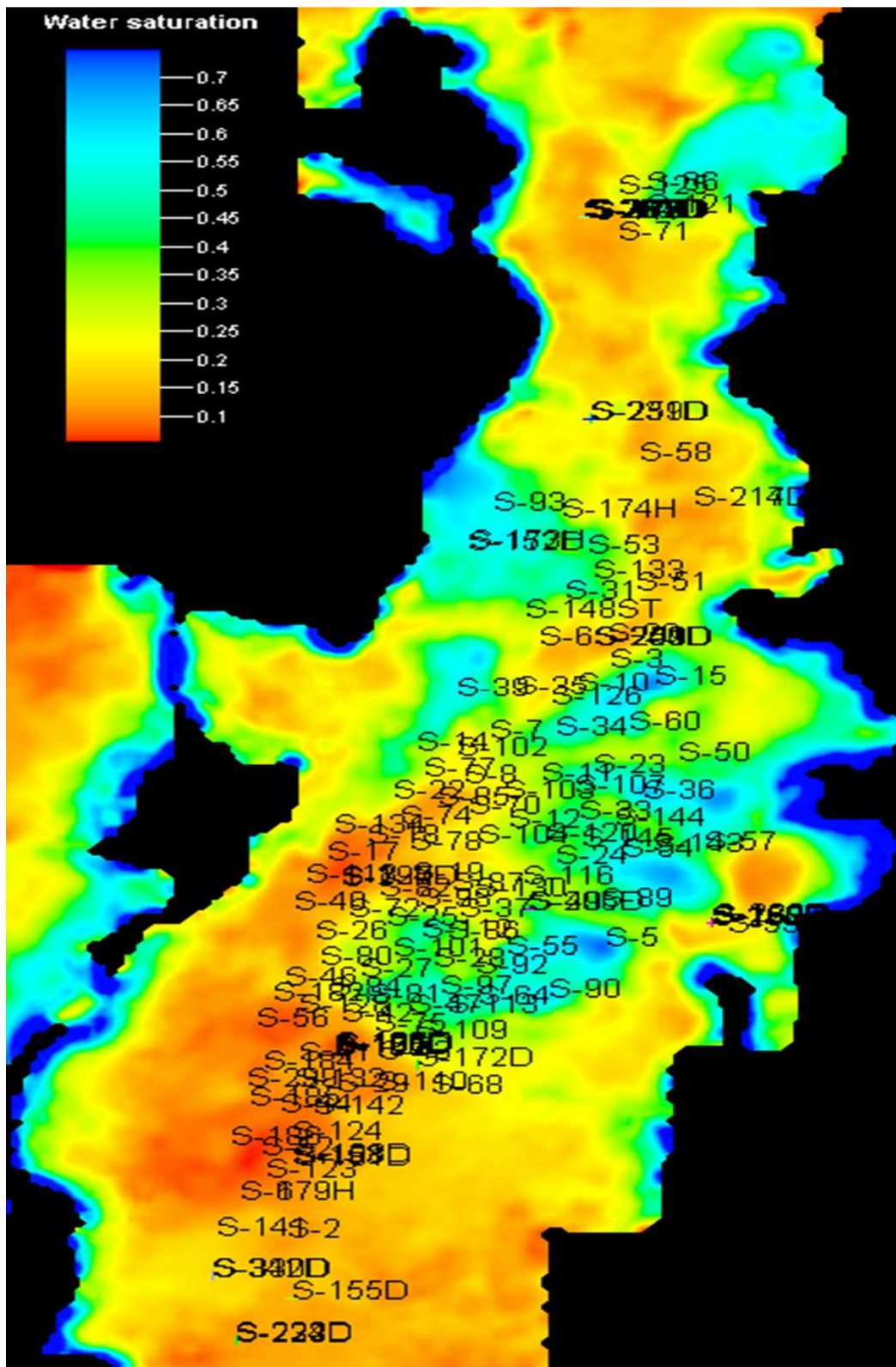
ANEXO N° 1

MAPAS

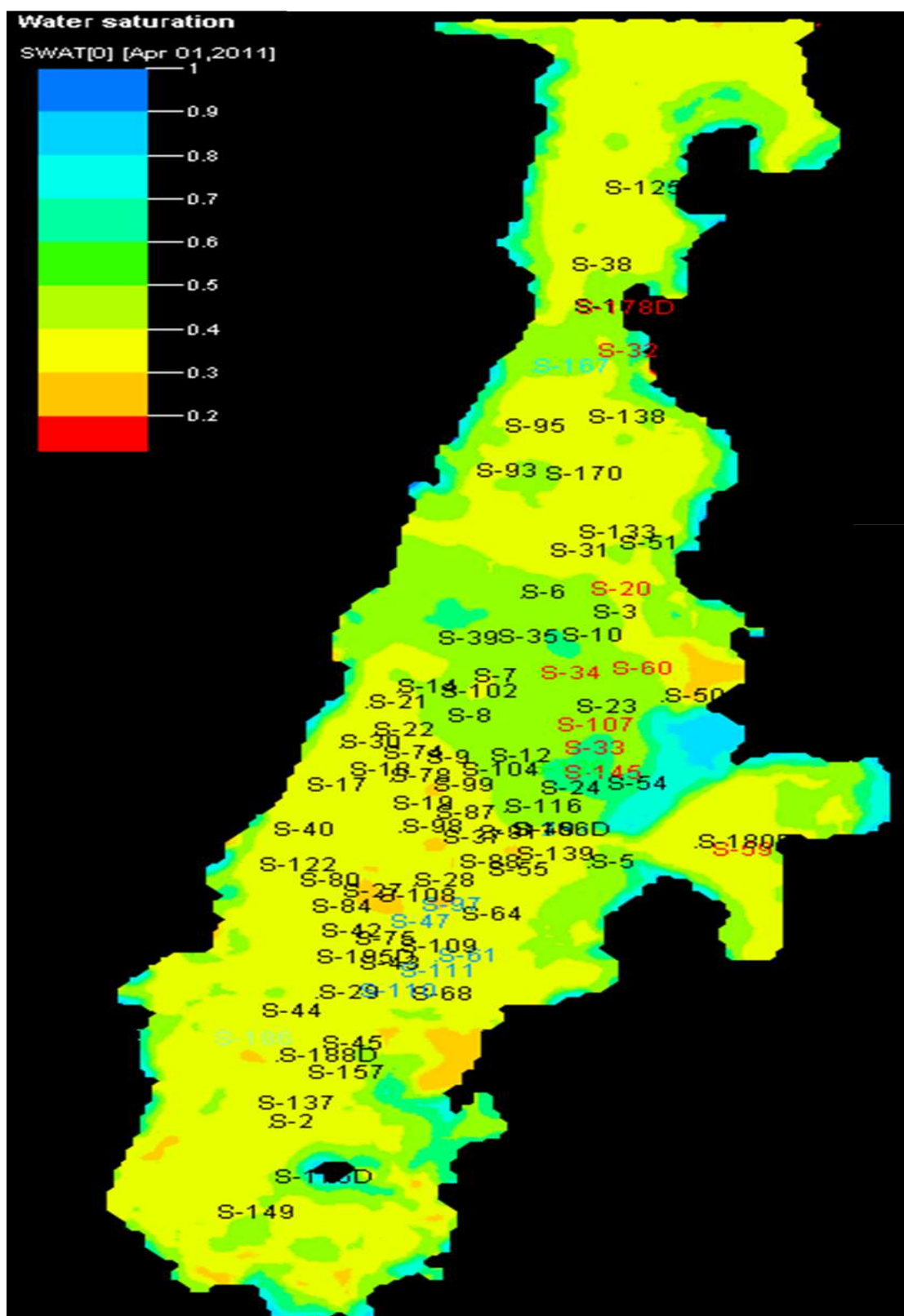
Anexo 1.1 Mapa de Saturación Arena "Hollín"



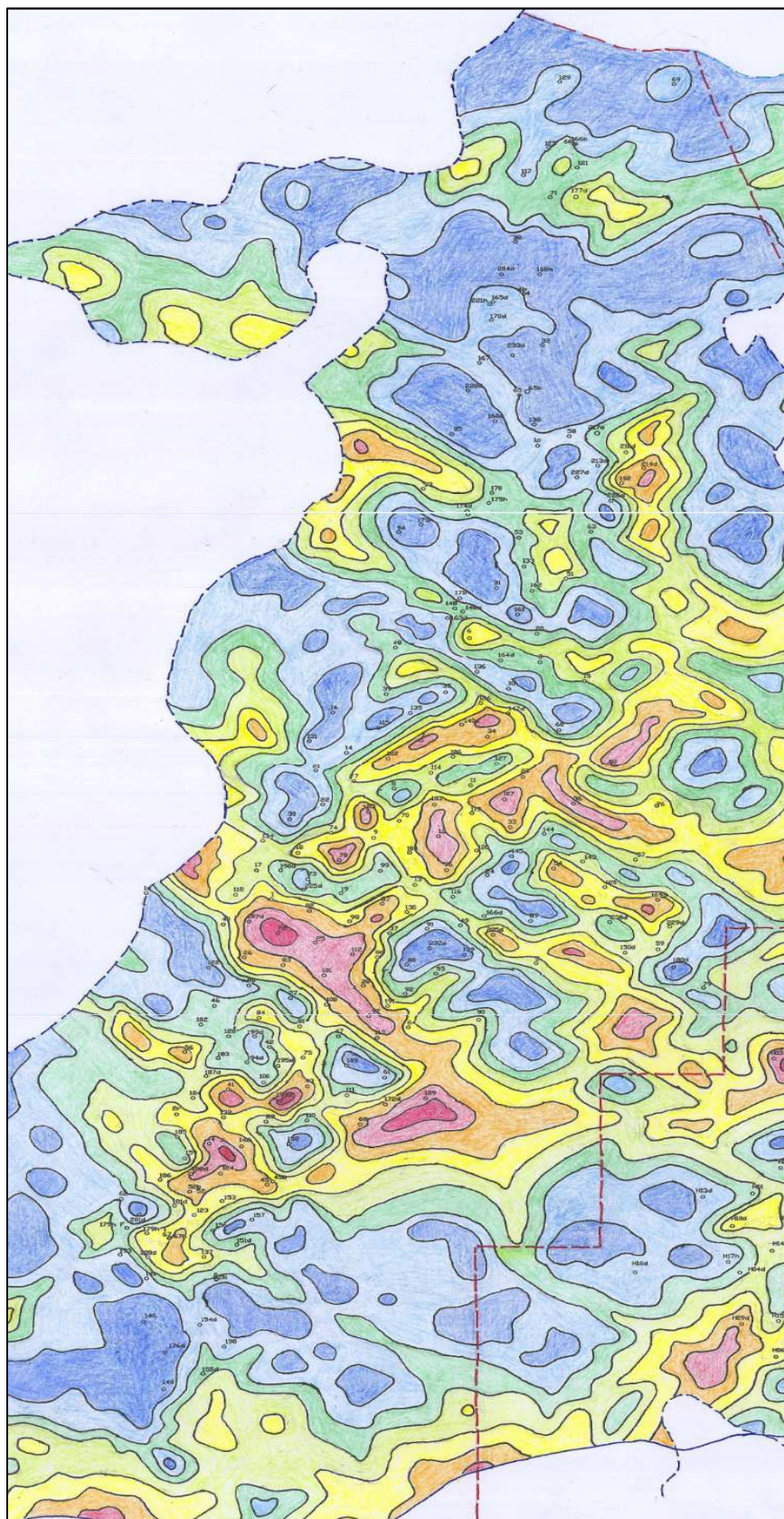
Anexo 1.2 Mapa de Saturación Arena "U"

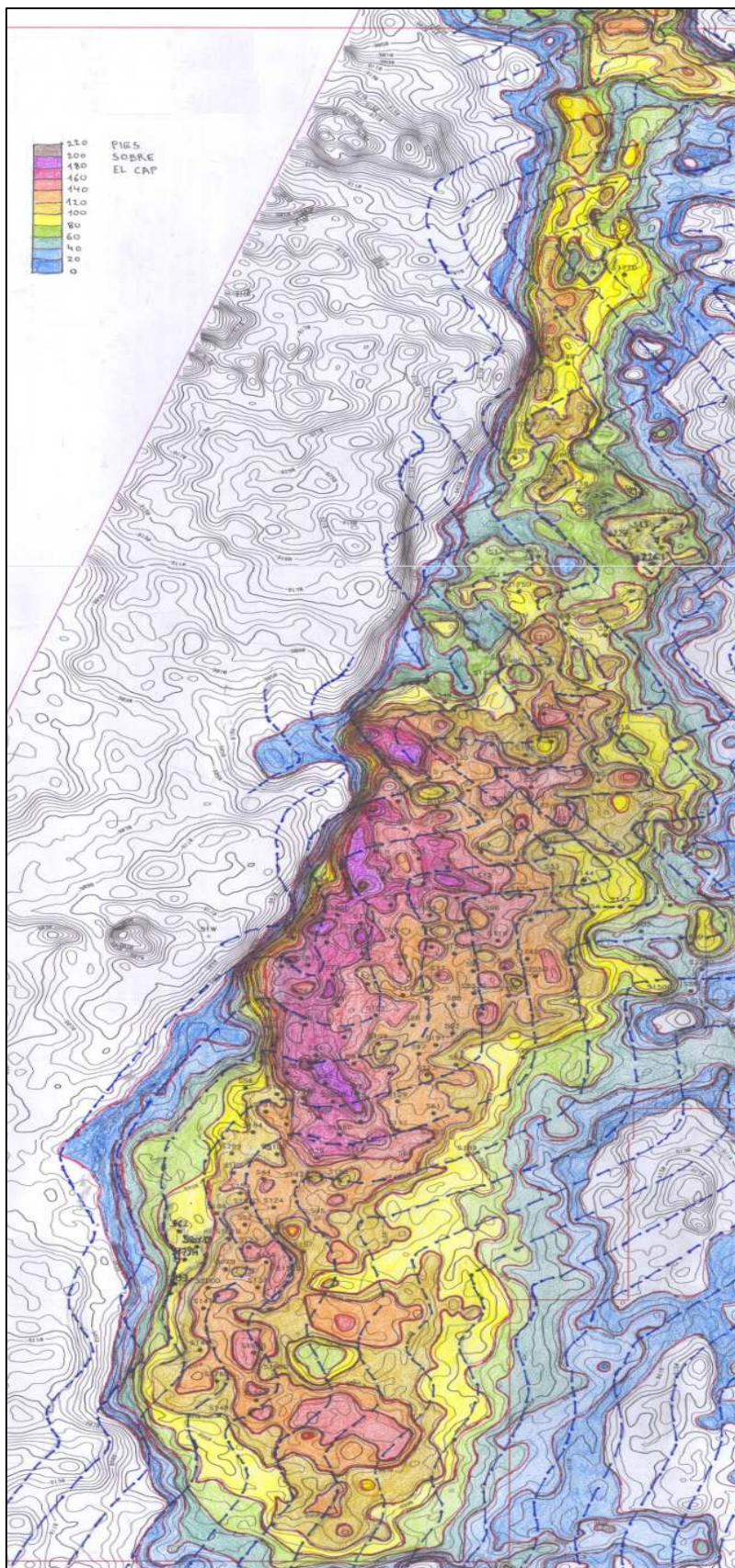


Anexo 1.3 Mapa de Saturación Arena "T"



Anexo 1.5 Mapa de Espesores Arena "U"



Anexo 1.6 Mapa de Espesores Arena "Hollín"

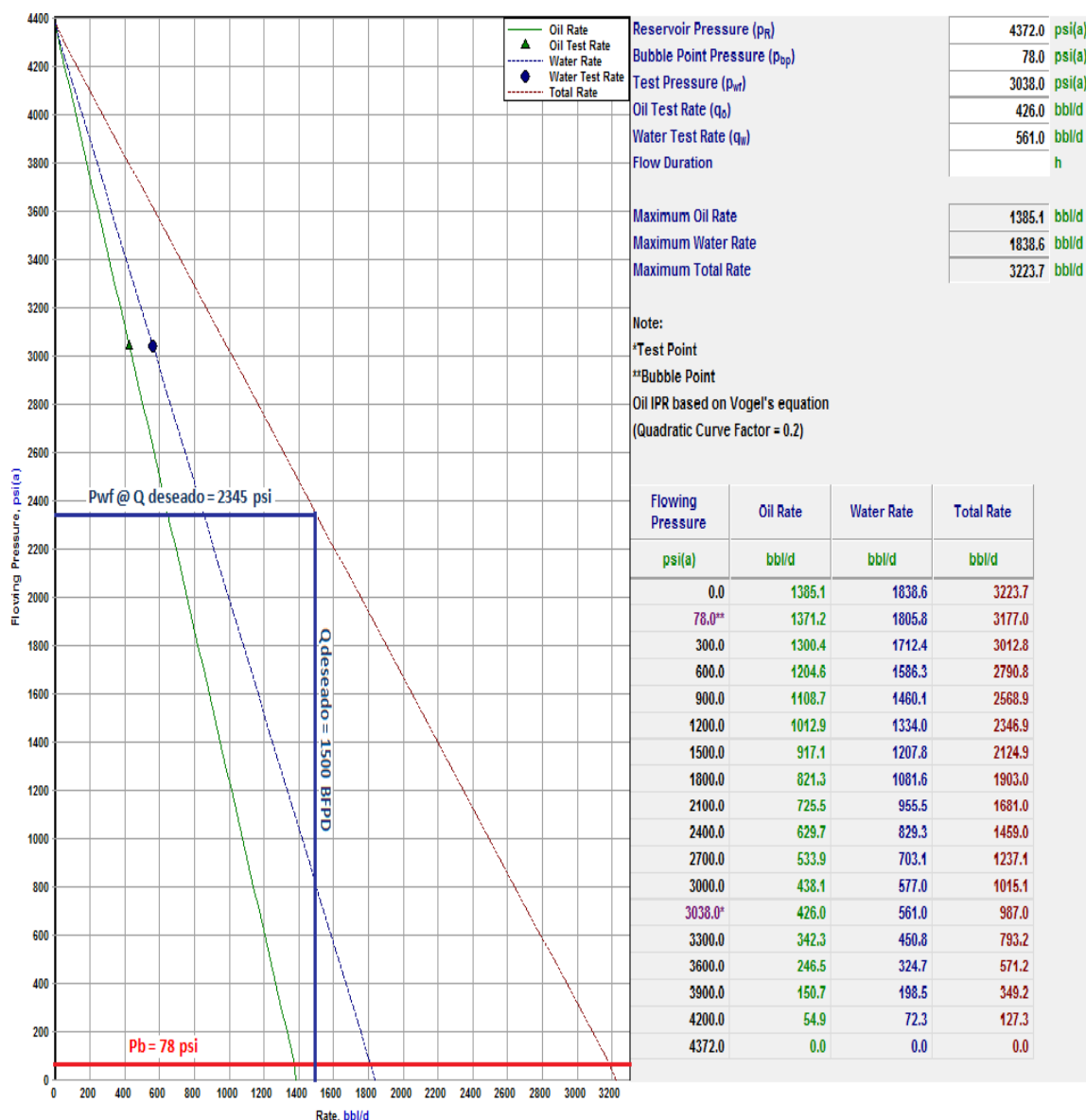
ANEXO N° 2

IPR's

SACHA-115 (“Hi”)

IPR

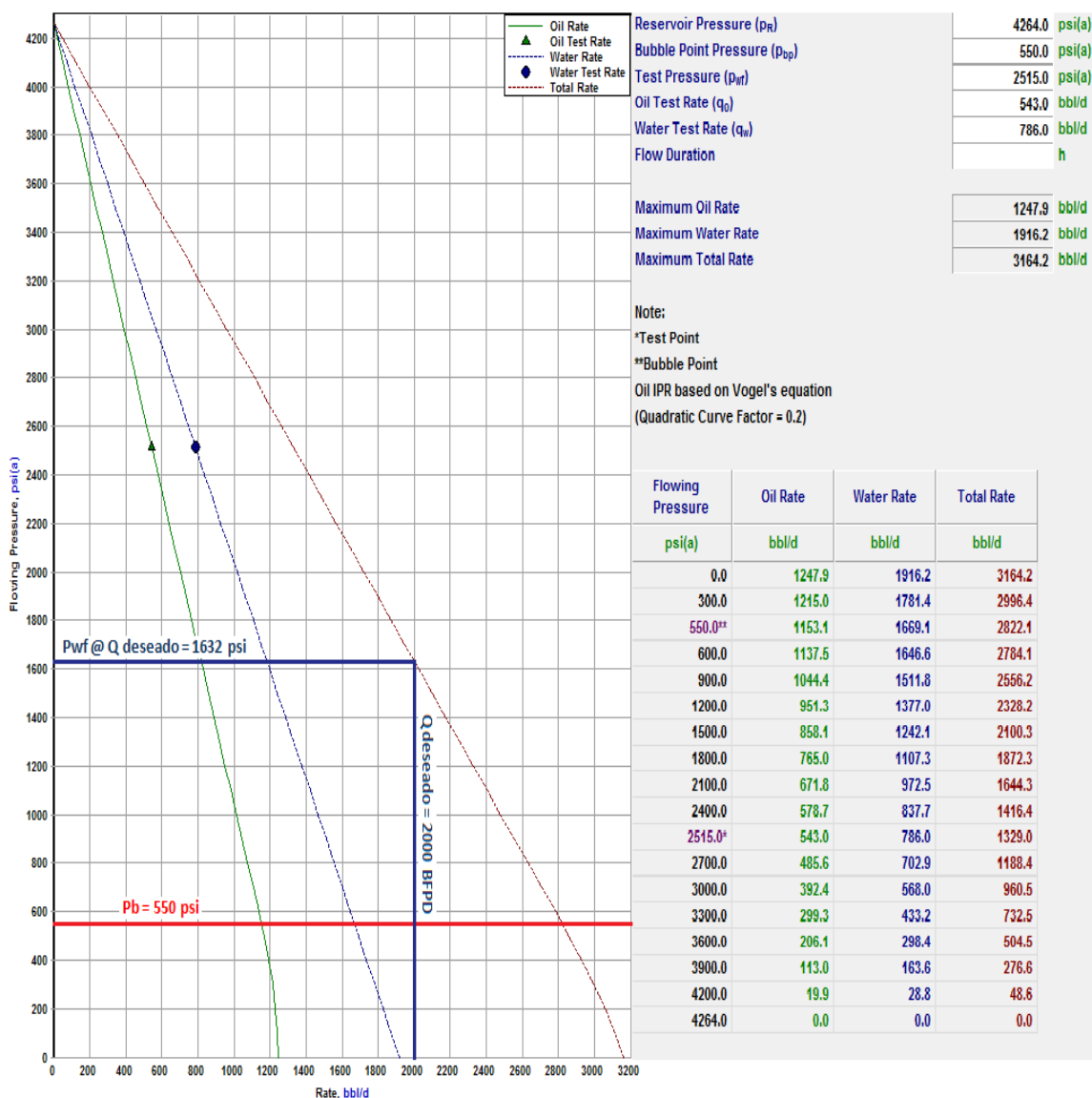
DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR					
Pr	4372	psi	Qf	987	BFPD
Pwf	3038	psi	Qo	426	BPPD
Pb	78	psi	Qw	561	BAPD
Bsw	56.84	%	IP	0.74	BPD/Psi
PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA IPR					
Qf deseado	1500	BFPD	Qo	647	BPPD
Pwf a Qf deseado	2345	psi	Qw	853	BAPD
Bsw	56.84	%	Incremento Qo	221	BPPD



SACHA-135 ("Hs")

IPR

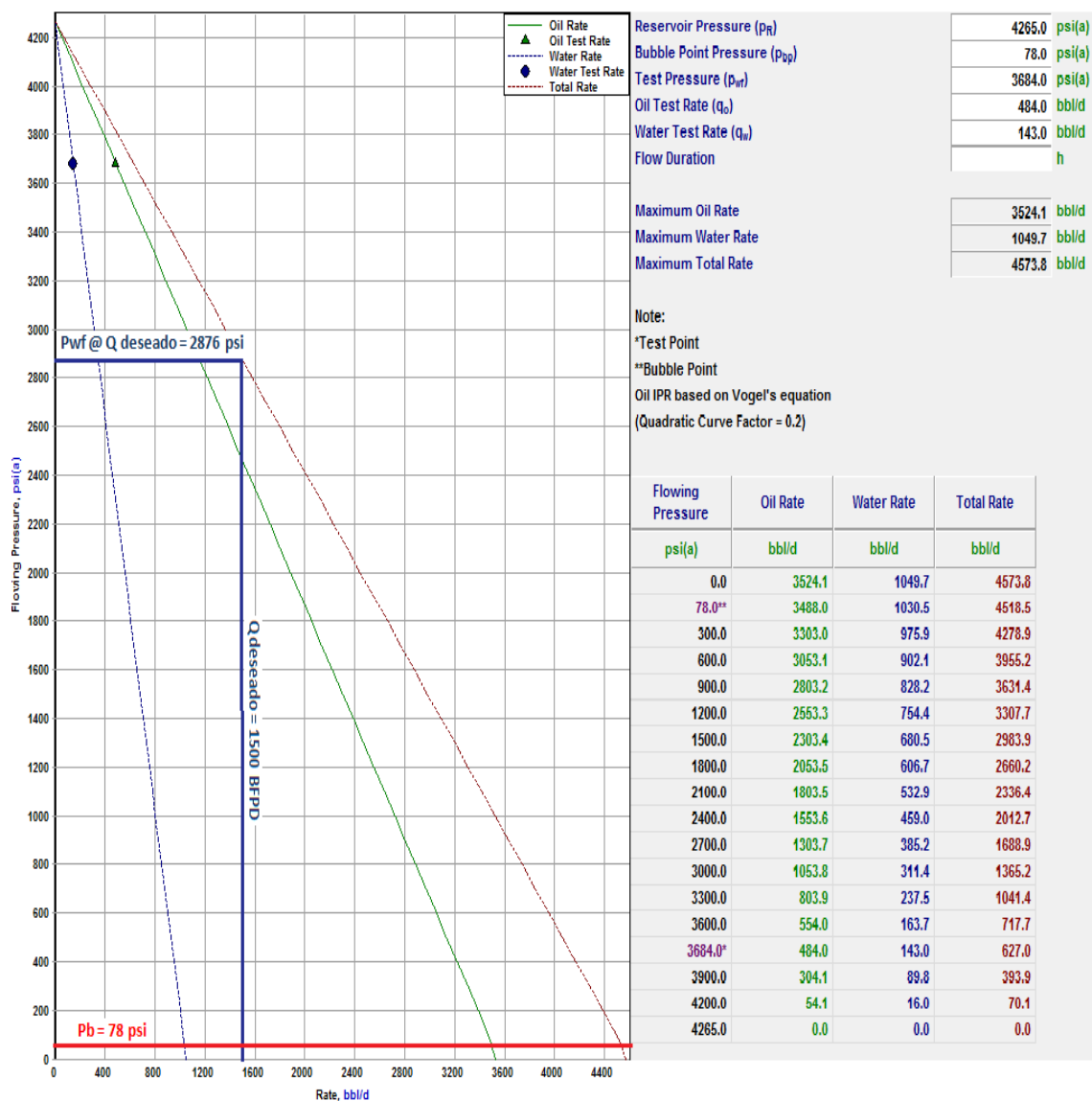
DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR					
Pr	4264	psi	Qf	1329	BFPD
Pwf	2515	psi	Qo	543	BPPD
Pb	550	psi	Qw	786	BAPD
Bsw	59.14	%	IP	0.76	BPD/Psi
PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA IPR					
Qf deseado	2000	BFPD	Qo	817	BPPD
Pwf a Qf deseado	1632	psi	Qw	1183	BAPD
Bsw	59.14	%	Incremento Qo	274	BPPD



SAC-147D ("Hi")

IPR

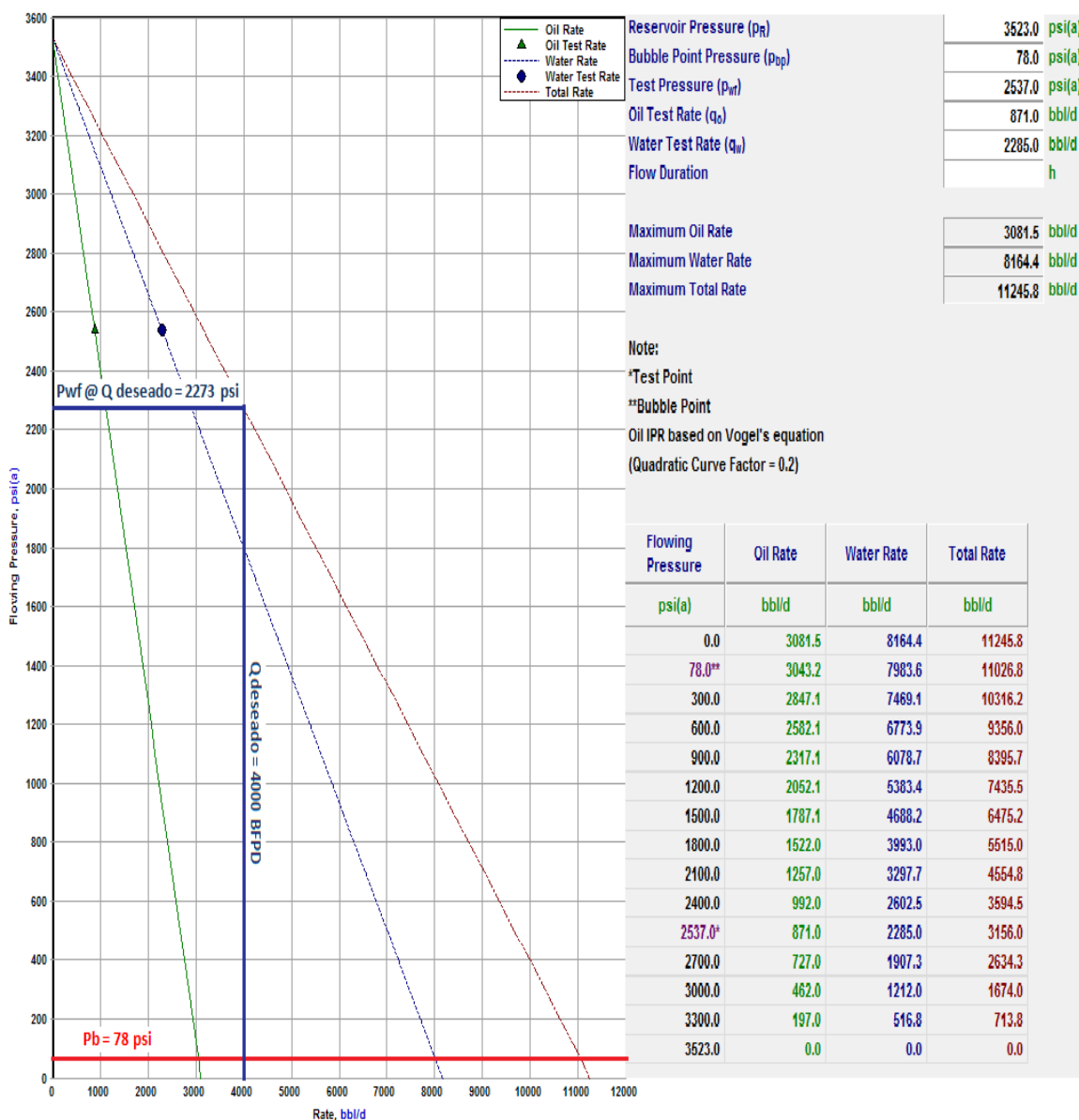
DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR					
Pr	4265	psi	Qf	626	BFPD
Pwf	3684	psi	Qo	484	BPPD
Pb	78	psi	Qw	143	BAPD
Bsw	22.81	%	IP	1.08	BPD/Psi
PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA IPR					
Qf deseado	1500	BFPD	Qo	1158	BPPD
Pwf a Qf deseado	2876	psi	Qw	342	BAPD
Bsw	22.81	%	Incremento Qo	674	BPPD



SAC-164D ("Hi")

IPR

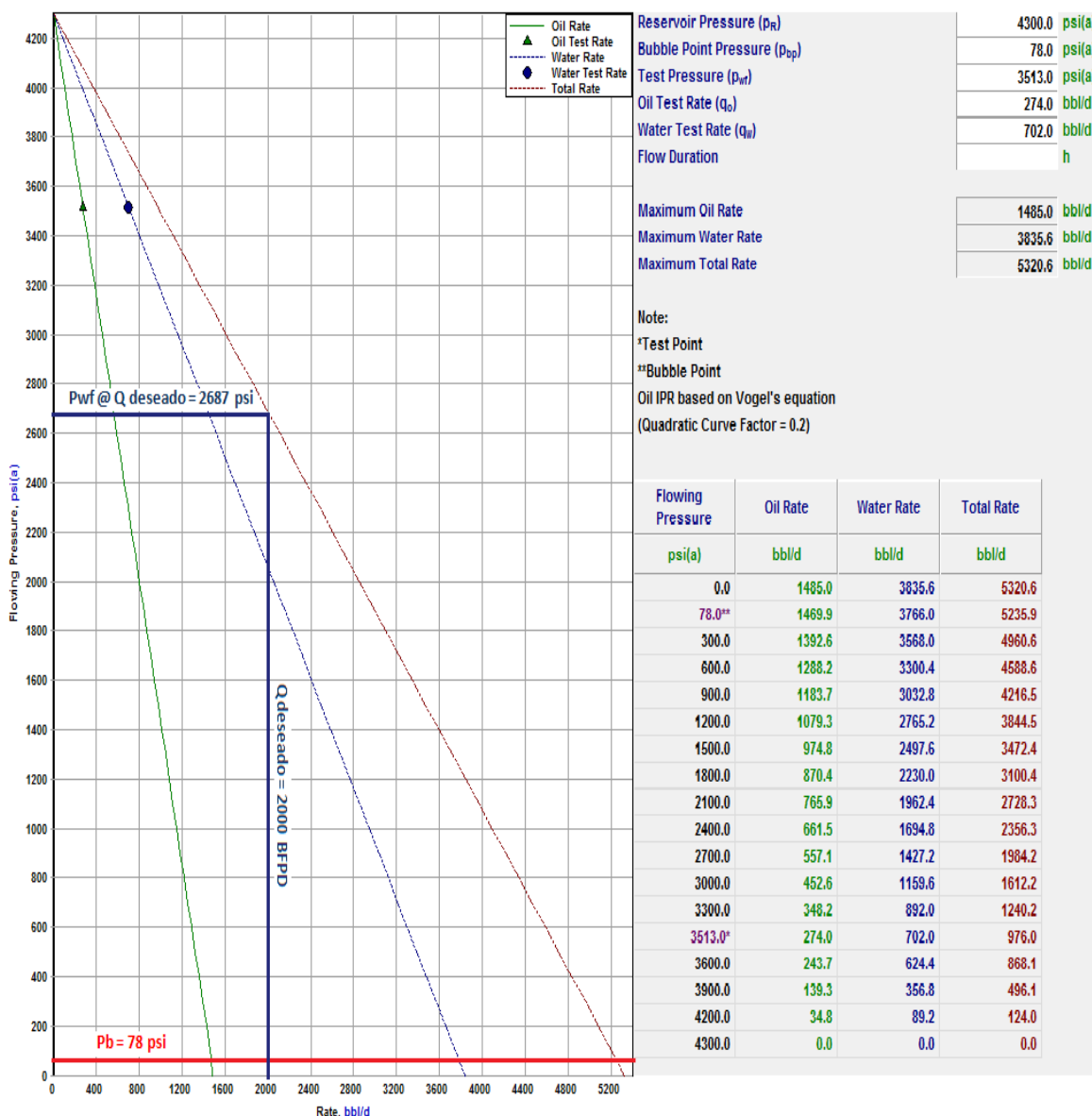
DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR					
Pr	3523	psi	Qf	3156	BFPD
Pwf	2537	psi	Qo	871	BPPD
Pb	78	psi	Qw	2285	BAPD
Bsw	72.4	%	IP	3.20	BPD/Psi
PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA IPR					
Qf deseado	4000	BFPD	Qo	1104	BPPD
Pwf a Qf deseado	2273	psi	Qw	2896	BAPD
Bsw	72.4	%	Incremento Qo	233	BPPD



SAC-218D ("Hi")

IPR

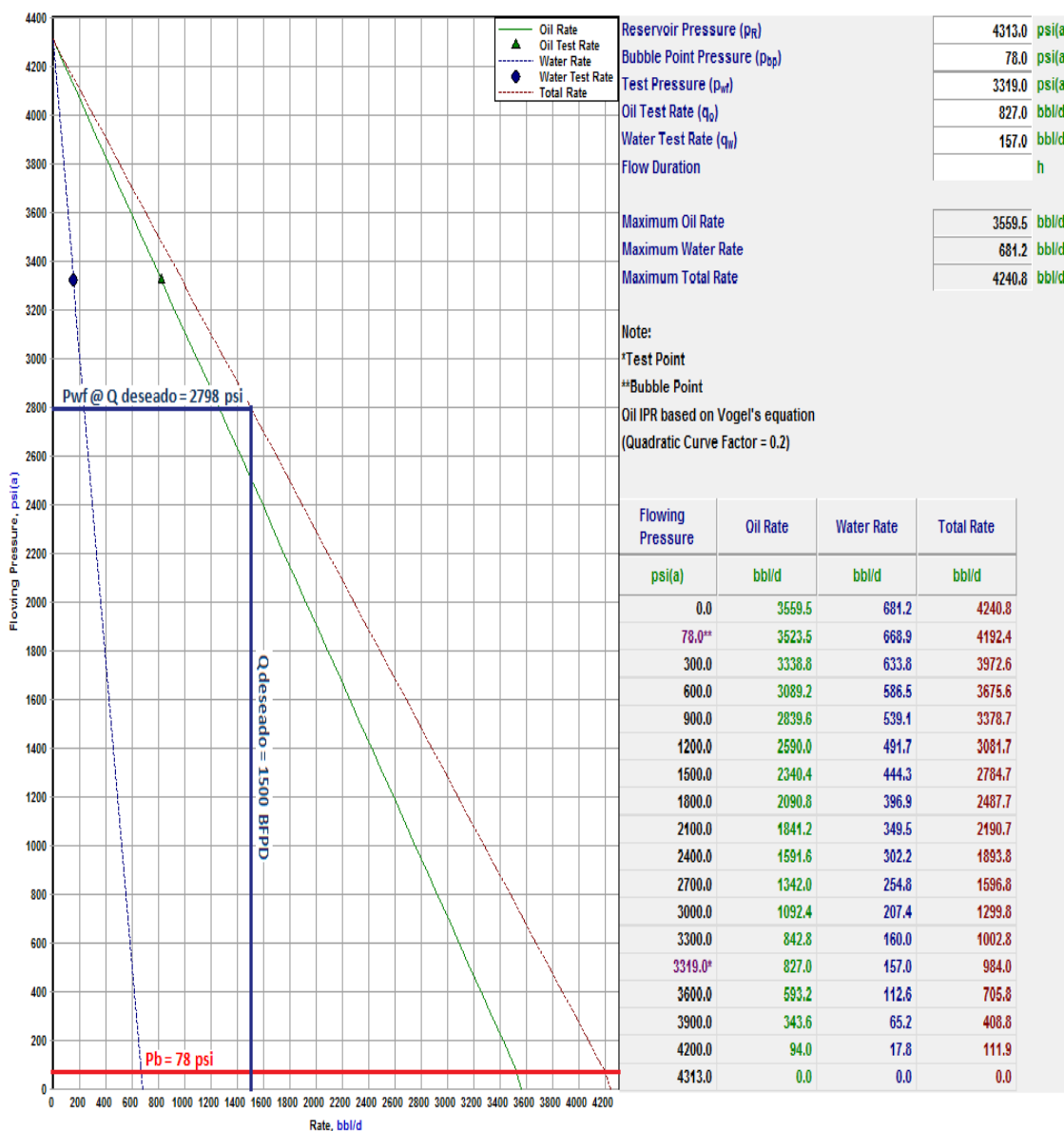
DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR					
Pr	4300	psi	Qf	976	BFPD
Pwf	3513	psi	Qo	274	BPPD
Pb	78	psi	Qw	702	BAPD
Bsw	72.03	%	IP	1.24	BPD/Psi
PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA IPR					
Qf deseado	2000	BFPD	Qo	559	BPPD
Pwf a Qf deseado	2687	psi	Qw	1441	BAPD
Bsw	72.03	%	Incremento Qo	286	BPPD



SAC-231D ("Hi")

IPR

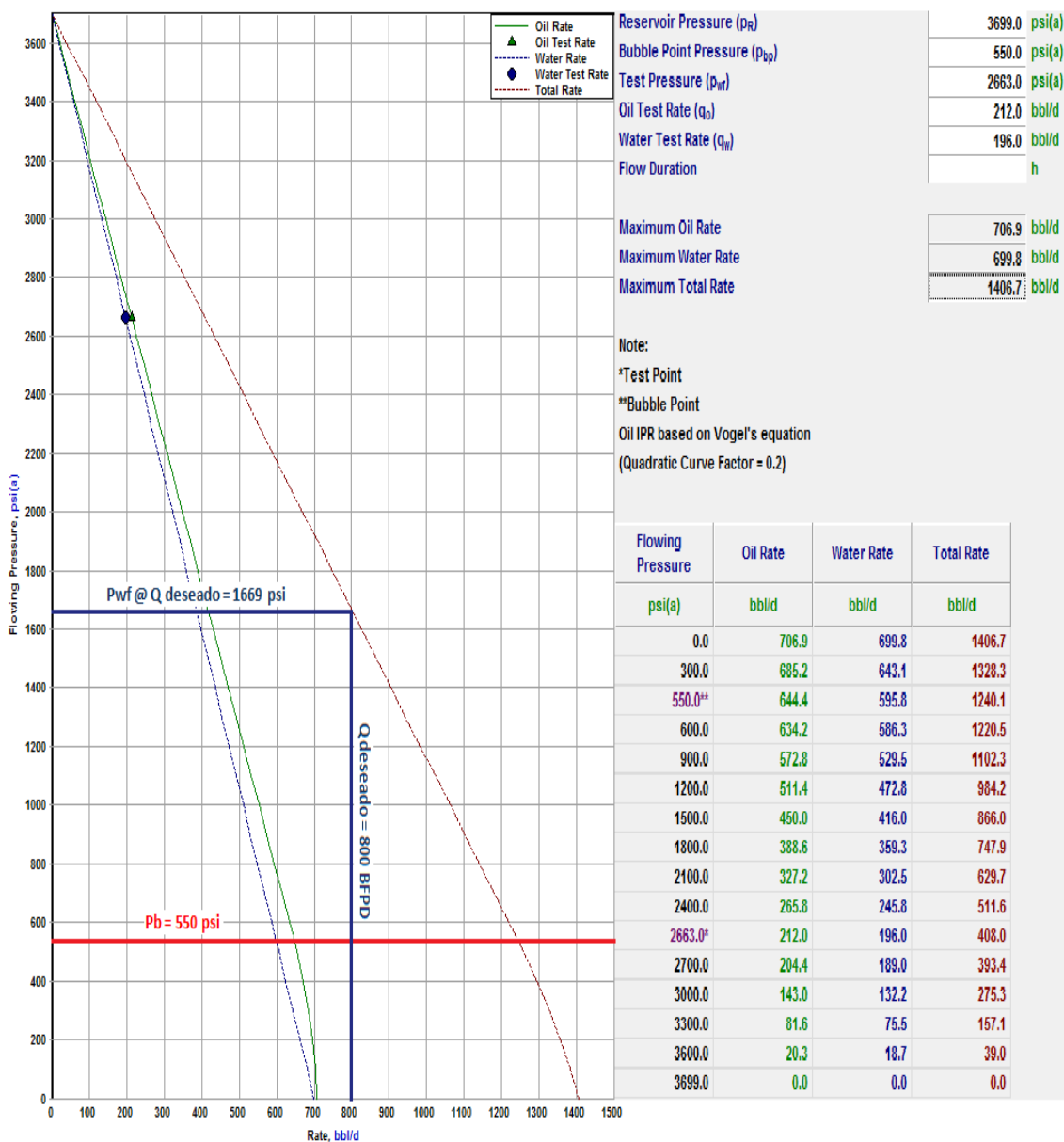
DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR					
Pr	4313	psi	Qf	984	BFPD
Pwf	3319	psi	Qo	827	BPPD
Pb	78	psi	Qw	157	BAPD
Bsw	15.96	%	IP	0.99	BPD/Psi
PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA IPR					
Qf deseado	1500	BFPD	Qo	1261	BPPD
Pwf a Qf deseado	2798	psi	Qw	239	BAPD
Bsw	15.96	%	Incremento Qo	434	BPPD



SAC-234D ("Hs")

IPR

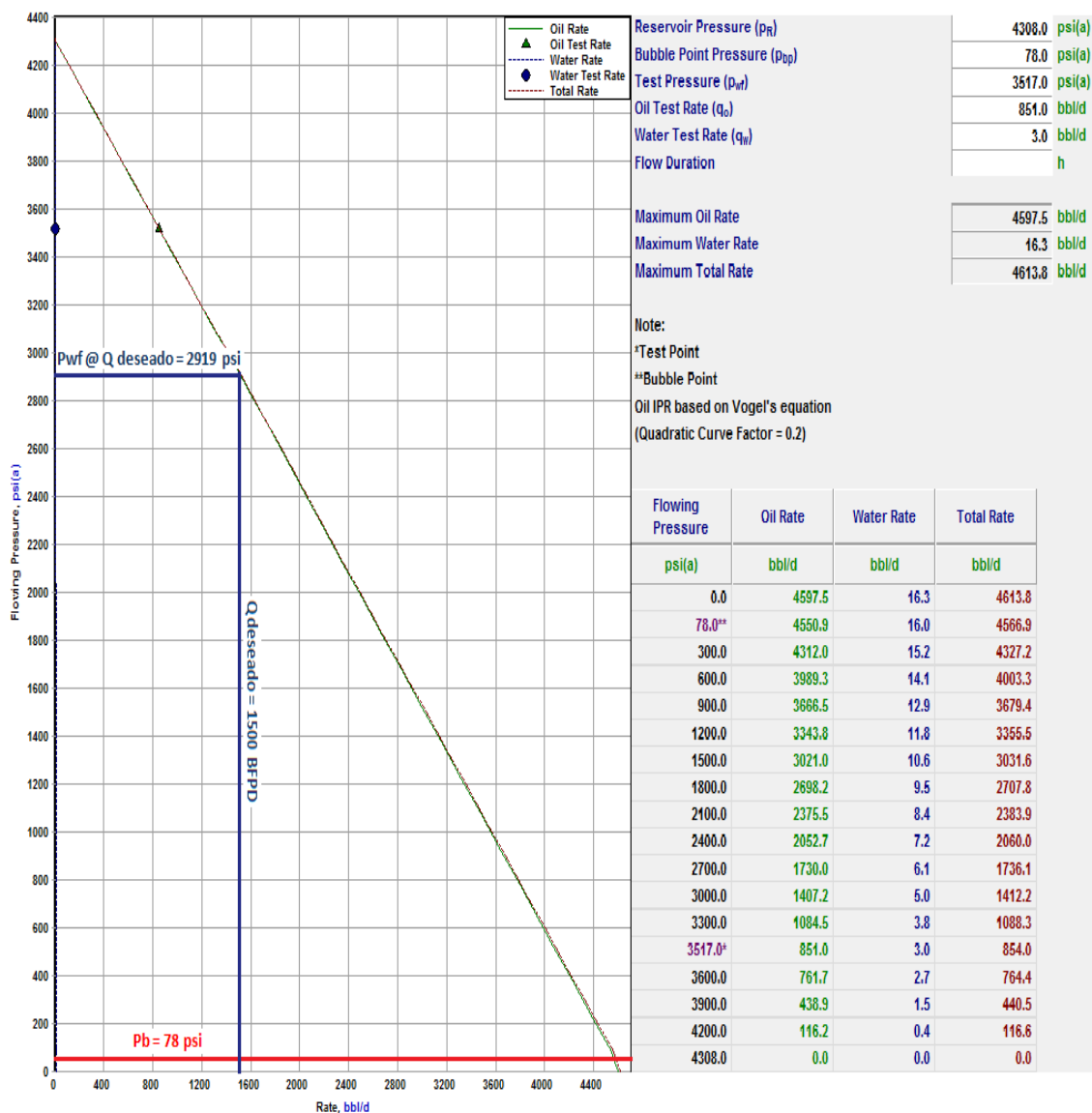
DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR					
Pr	3699	psi	Qf	408	BFPD
Pwf	2663	psi	Qo	212	BPPD
Pb	550	psi	Qw	196	BAPD
Bsw	48.04	%	IP	0.394	BPD/Psi
PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA IPR					
Qf deseado	800	BFPD	Qo	416	BPPD
Pwf a Qf deseado	1669	psi	Qw	384	BAPD
Bsw	48.04	%	Incremento Qo	204	BPPD



SAC-251D ("Hi")

IPR

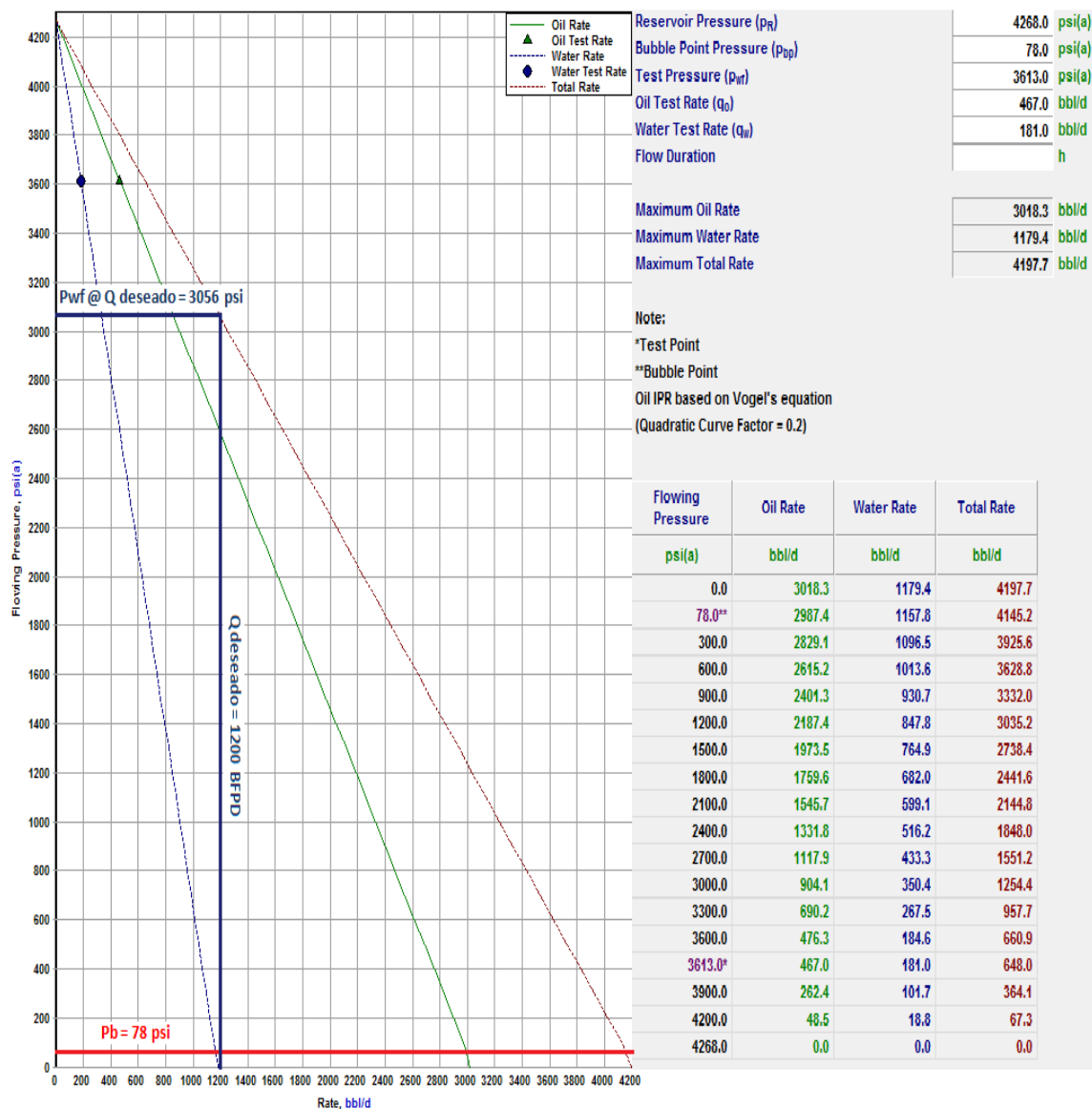
DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR					
Pr	4308	psi	Qf	854	BFPD
Pwf	3517	psi	Qo	851	BPPD
Pb	78	psi	Qw	3	BAPD
Bsw	0.35	%	IP	1.08	BPD/Psi
PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA IPR					
Qf deseado	1500	BFPD	Qo	1495	BPPD
Pwf a Qf deseado	2919	psi	Qw	5	BAPD
Bsw	0.35	%	Incremento Qo	644	BPPD



SAC-259D ("Hi")

IPR

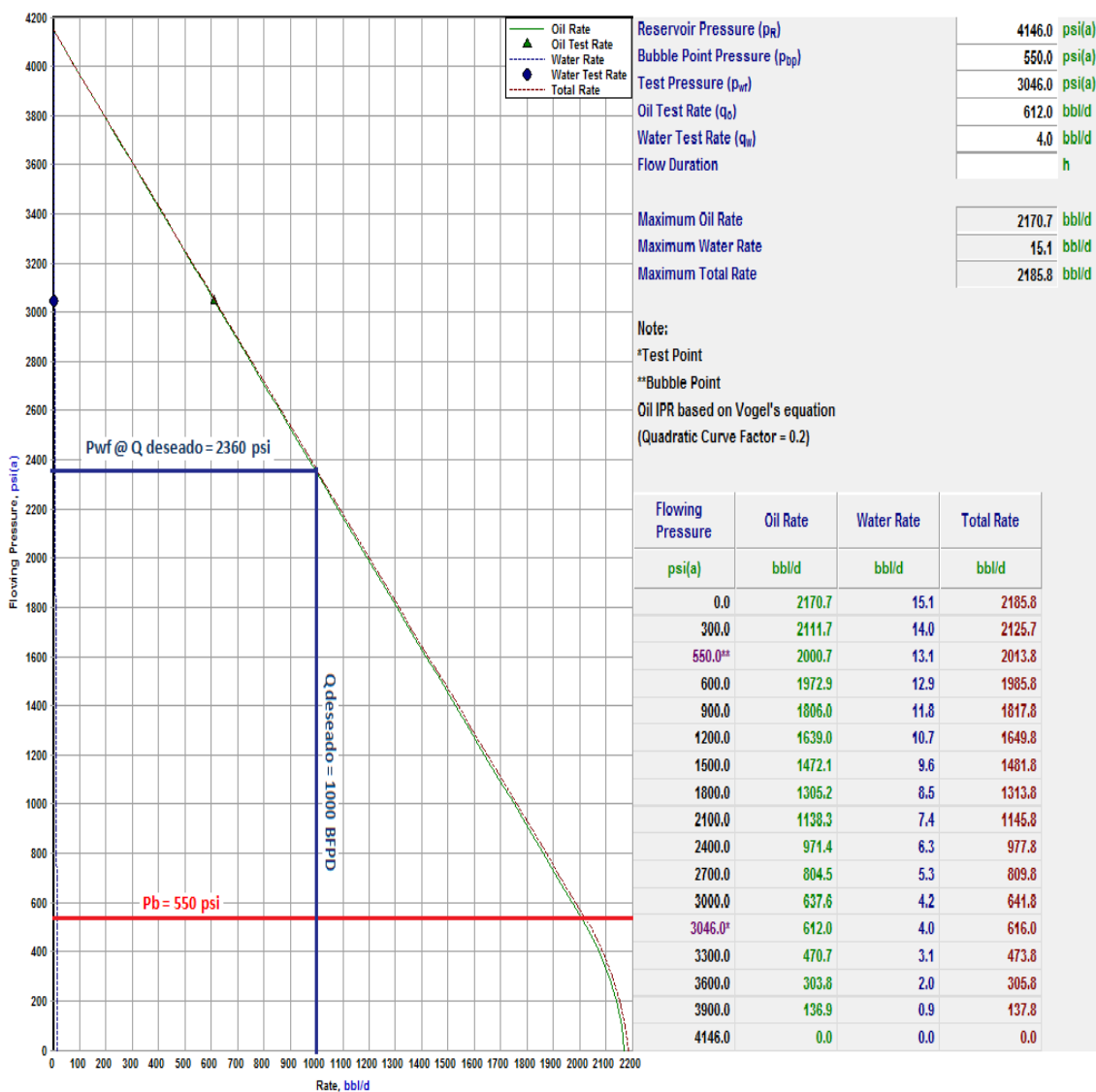
DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR					
Pr	4268	psi	Qf	648	BFPD
Pwf	3613	psi	Qo	467	BPPD
Pb	78	psi	Qw	181	BAPD
Bsw	28.00	%	IP	0.99	BPD/Psi
PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA IPR					
Qf deseado	1200	BFPD	Qo	864	BPPD
Pwf a Qf deseado	3056	psi	Qw	336	BAPD
Bsw	28.00	%	Incremento Qo	397	BPPD



SAC-321D ("Hs")

IPR

DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA IPR					
Pr	4146	psi	Qf	616	BFPD
Pwf	3046	psi	Qo	612	BPPD
Pb	550	psi	Qw	4	BAPD
Bsw	0.65	%	IP	0.56	BPD/Psi
PARÁMETROS OBTENIDOS DE LA IPR					
Qf deseado	1000	BFPD	Qo	993	BPPD
Pwf a Qf deseado	2360	psi	Qw	7	BAPD
Bsw	0.65	%	Incremento Qo	381	BPPD



ANEXO N° 3

RESERVAS REMANENTES CALCULADAS POR EL MÉTODO VOLUMÉTRICO Y EL MÉTODO DE LA CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

CÁLCULO DE LAS RESERVAS REMANENTES

Para poder calcular las reservas remanentes de un pozo, se necesita saber el Petróleo Original en Sitio (POES), como se detalla a continuación:

- **Petróleo Original en Sitio (POES)**

El Petróleo Original en Sitio (POES), se define como el volumen de hidrocarburos en existencia en depósitos conocidos, expresada a condiciones físicas del yacimiento.

Los principales métodos para cálculo el Petróleo Original en Sitio (POES) son:

- Método Volumétrico.
- Método de Balance de Materiales.
- Método de la Curva de Declinación de la Producción de pozos.

MÉTODO VOLUMÉTRICO

Este método se basa en la información petrofísica obtenida de análisis de registros eléctricos y de núcleos para determinar valores promedios de porosidad y saturación de fluidos; y del análisis de los fluidos para determinar el factor volumétrico inicial del petróleo.

Los valores a utilizar para los cálculos fueron revisados y están de acorde a criterios considerados por el Departamento de Reservorios de Río Napo.

- ***Determinación del Petróleo Original en Sitio.***

El volumen de petróleo calculado por el presente método, debe ser convertido a condiciones de superficie, esto se logra dividiendo para el factor volumétrico inicial del petróleo (B_{oi}).

$$POES = \frac{7758 \times \phi \times V_r \times (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

Donde:

$POES$ = Petróleo Original en Sitio, [BF]

ϕ = Porosidad promedio, [%]

V_r = Volumen Bruto de la Roca, [acre - pie]

S_w = Saturación de agua, [%]

B_{oi} = Factor Volumétrico Inicial del Petróleo, [BY/BF]

La constante 7758 es el factor de conversión de unidades:

$$1 \text{ acre} - \text{pie} = 7758 \text{ bls}$$

- **Determinación del Radio de Drenaje (Rd)**

El radio de drenaje, se calcula realizando un promedio de las distancias de los pozos cercanos a éste.

- **Determinación del Área de Drenaje (A)**

El área de drenaje, se determina una vez conocido el radio de drenaje. Se considera que existe flujo radial hacia el pozo.

$$A = \frac{\pi \times R_d^2}{4047}$$

Donde:

R_d = Radio de Drenaje del pozo, [metros]

La constante 4047 es el factor de conversión de unidades:

$$1 \text{ acre} = 4047 \text{ m}^2$$

- ***Determinación de las propiedades petrofísicas (ϕ , S_w , h_o)***

Los valores de porosidad, saturación de agua y espesor neto son determinados a partir del análisis de registros eléctricos disponibles para cada pozo.

- ***Determinación del Factor Volumétrico Inicial del Petróleo (Boi)***

El Factor Volumétrico Inicial del Petróleo, es determinado del análisis PVT de los fluidos para cada arena. La información de los Factores Volumétricos Iniciales para cada arena, se encuentra en la tabla 1.2 del capítulo 1.

- ***Determinación del Volumen de la Roca (V_r)***

En la fórmula para el cálculo del POES, el volumen de la roca viene en acres-pie, y se determina por el producto del área de drenaje con el espesor neto de la zona saturada por hidrocarburo.

- ***Determinación del Factor de Recobro (Fr)***

La información de los factores de recobro para cada arena, fue proporcionada por el Departamento de Reservorios de Río Napo, y se encuentran en la tabla 1.1 del capítulo 1.

- ***Determinación de las Reservas Originales***

Las reservas originales son obtenidas por el producto entre el Petróleo Original en Sitio (POES) y el factor de recobro establecido para la arena productora.

$$\text{Reservas Originales} = \text{POES} \times \text{FR} \quad [BF]$$

- ***Determinación de la Producción Acumulada***

Este valor es obtenido de las producciones acumuladas por pozo, en los casos donde se ha producido de dos arenas simultáneas, no se puede determinar con exactitud la producción acumulada de cada arena. Los datos son obtenidos del Departamento de Reservorios de Río Napo.

EJEMPLO DE CÁLCULO

SACHA – 218D

ARENA: “Hi”

Datos:

Rd	300	Metros	Φ_{prom}	17.2	%
ho	69	Pies	SW_{prom}	28.5	%
Boi	1.1625	BY/BN	FR	32.33	%

Con Rd= 300 metros, se tiene: A = 69.87 acres.

$$POES = \frac{7758 \times 0.172 \times (1 - 0.285) \times 69 \times 69.87}{1.1625}$$

$$POES = 3956438 \text{ Bls}$$

Con FR= 32.33%

$$\text{Reserva inicial} = 3956438 \times 0.3233$$

$$\text{Reserva inicial} = 1279116 \text{ Bls}$$

Cálculo de Reservas Remanentes

$$\text{Reservas Remanentes} = \text{Reservas Iniciales} - \text{Producción Acumulada}$$

$$\text{Reservas Remanentes} = 1279116 - 140959$$

$$\text{Reservas Remanentes} = \mathbf{1138157 \text{ Bls}}$$

MÉTODO DE LA CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

La presentación gráfica de la producción de un pozo, por lo general enseña curvas de producción que disminuyen a lo largo del tiempo, y cuya extrapolación es muy importante para la estimar proyecciones futuras de producción, dichas curvas son conocidas como *curvas de declinación*. La asunción más importante para el uso de estas curvas, es que todos los factores que influyeron en la curva en el pasado provocando cambios de producción, permanecerán efectivos durante su vida productiva.

Existen tres tipos de curvas de declinación: exponencial, armónica e hiperbólica.

Para el presente estudio, se utiliza la curva de declinación de producción tipo exponencial, debido a que es la más usada dentro de la industria petrolera, además que es representada como la línea recta siendo fácil de extrapolar.

Para este método se utiliza el programa computacional Oil Field Manager (OFM), 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 petrolífero tales como: producción, parámetros petrofísicos, presiones, historiales de reacondicionamiento, diagramas de completación, registros eléctricos, entre otros.

En el presente estudio, se utiliza el OFM, y 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, sea lineal o logarítmica.

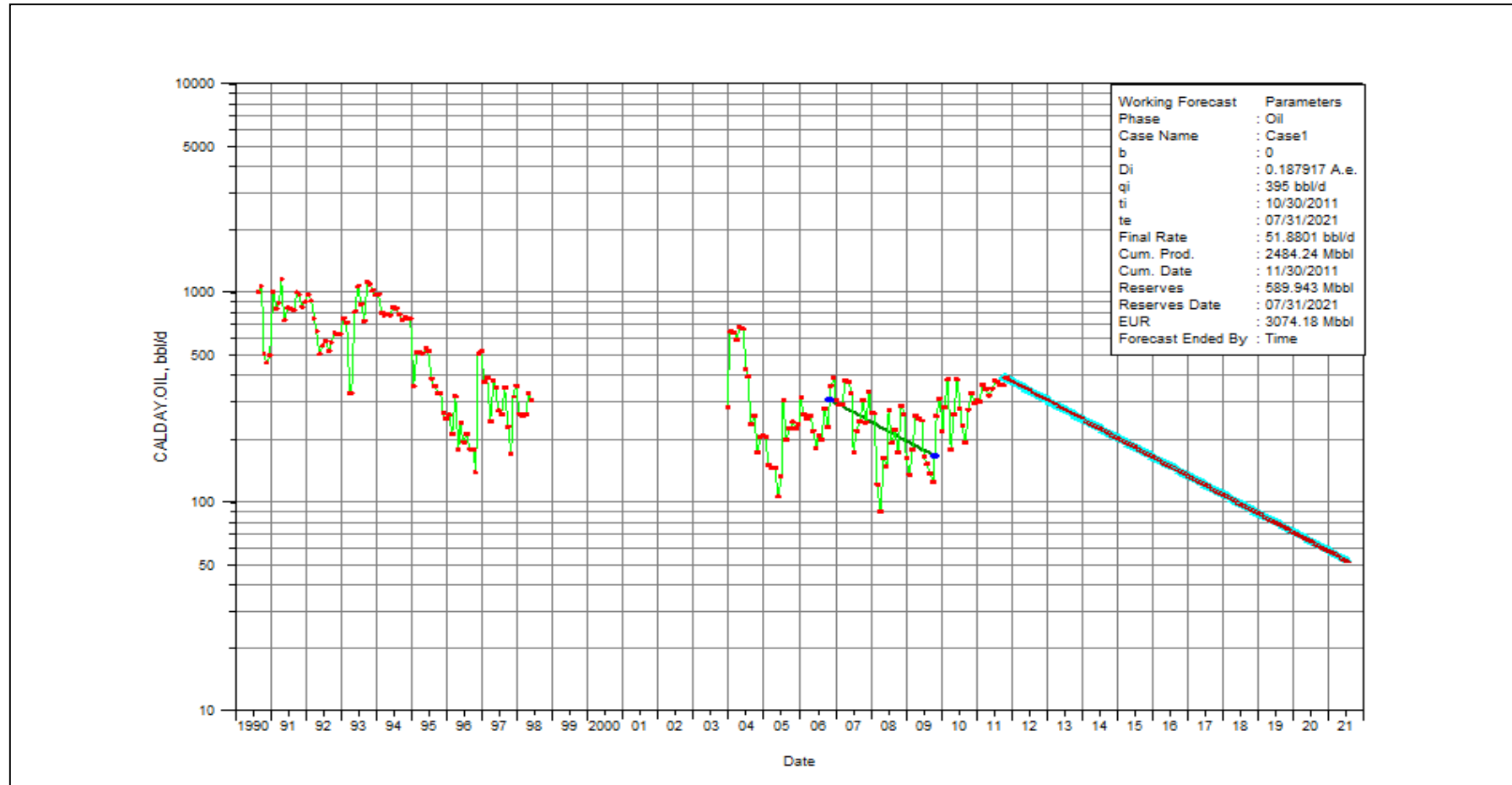
Las curvas que constan en este anexo, son utilizadas para analizar y predecir la producción de los pozos seleccionados y calcular las reservas remanentes de los mismos.

La gráfica que representa la declinación de la producción, muestra los siguientes resultados:

- Phase: Fase (Petróleo, Agua, Gas).
- Case 1: Caso 1
- b: Declinación exponencial ($b=0$)
- Di: Declinación anual de la producción en decimales.
- qi: Caudal inicial de predicción.
- ti: Fecha inicial de predicción.
- te: Fecha final de predicción.
- Final Rate: Caudal final
- Cum. Prod: Producción acumulada.
- Cum. Date: Fecha de la producción acumulada.
- Econ. Limit: Caudal final de la producción (50 BPPD).
- Reserves: Reservas remanentes.
- EUR: Reservas iniciales (Cum. Prod. + Reserves).
- Forecast Ended By: Límite de Forecast (por fecha o rata

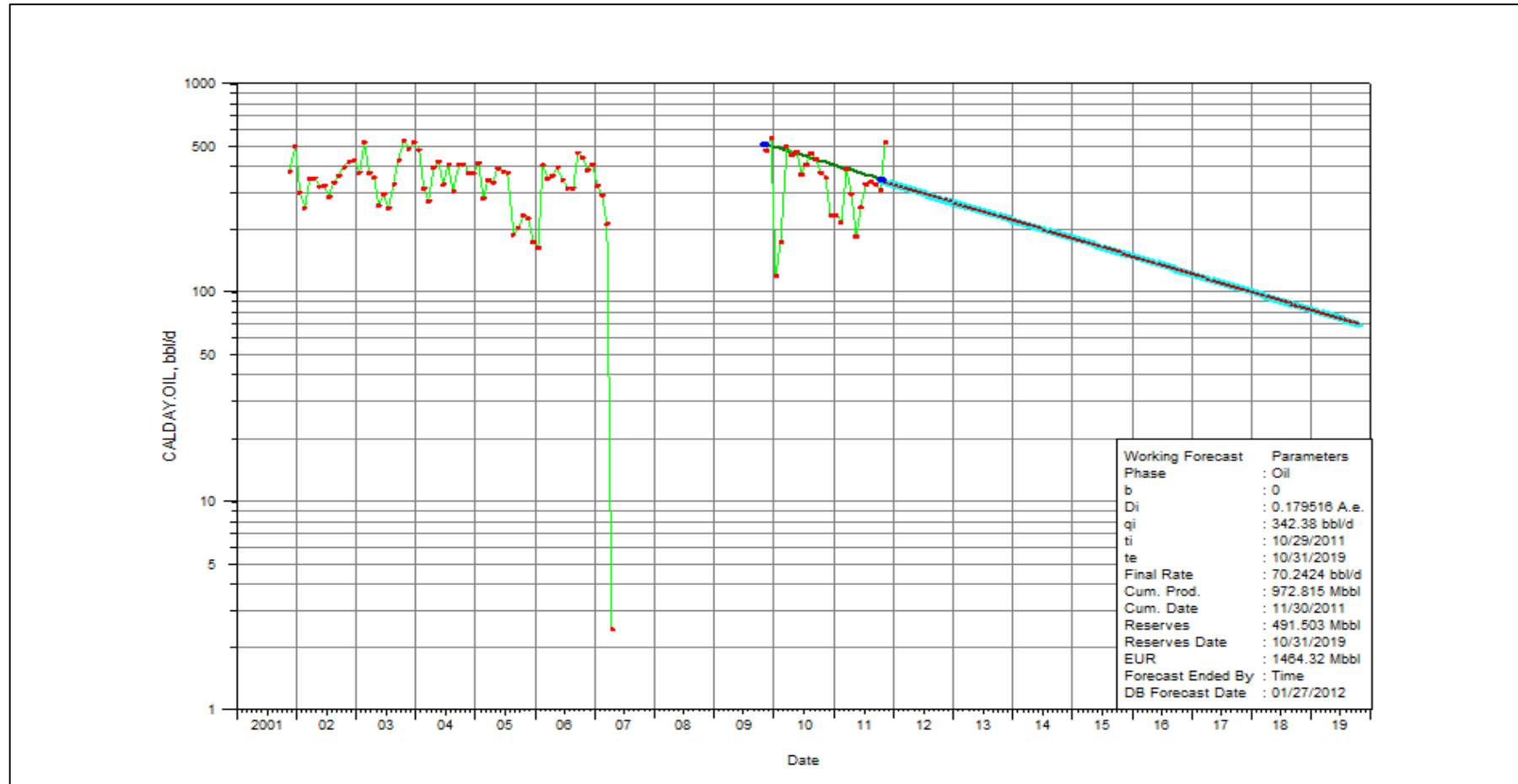
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

SACHA – 115 (ARENA: “Hi”)



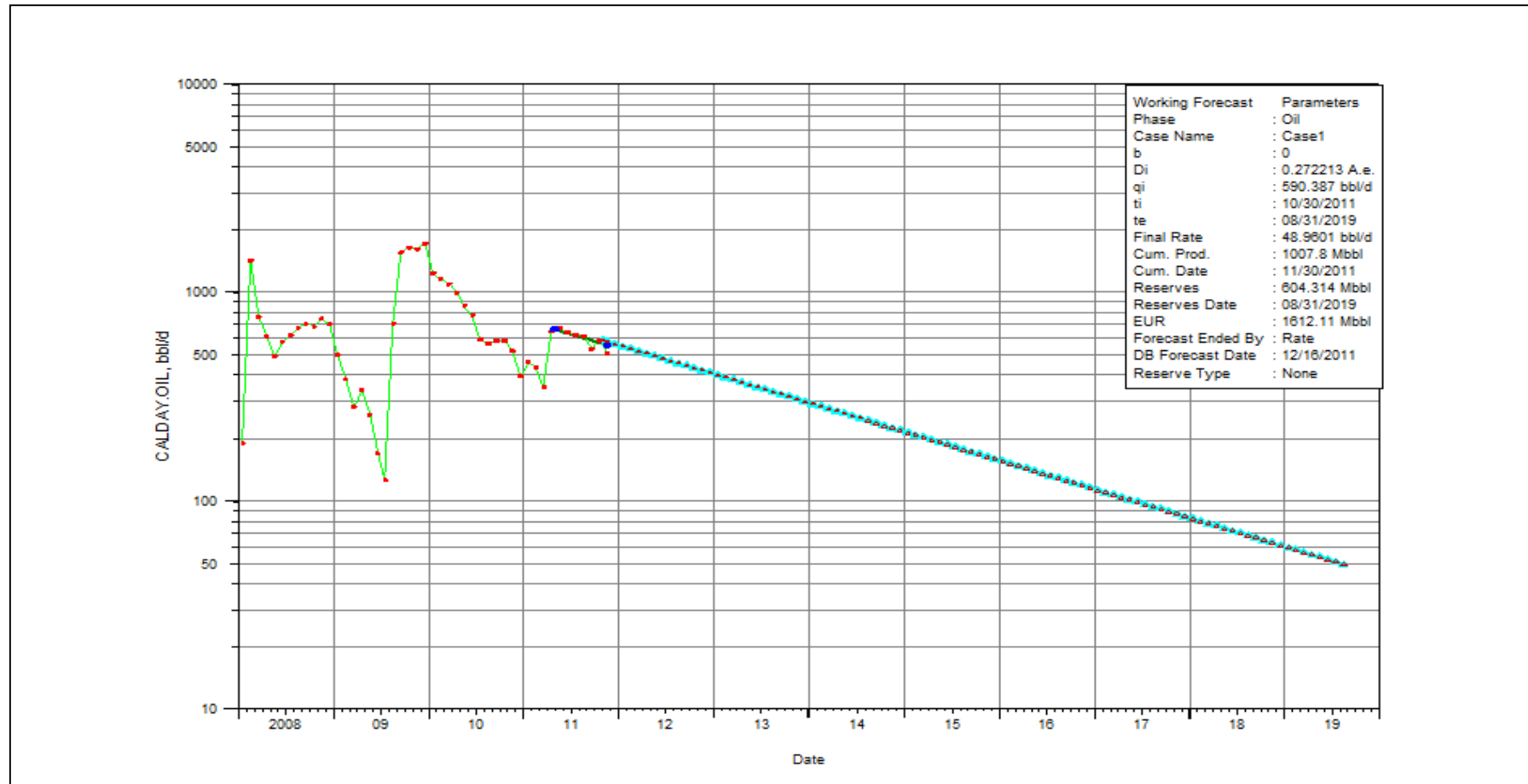
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

SACHA – 135 (ARENA: “Hs”)



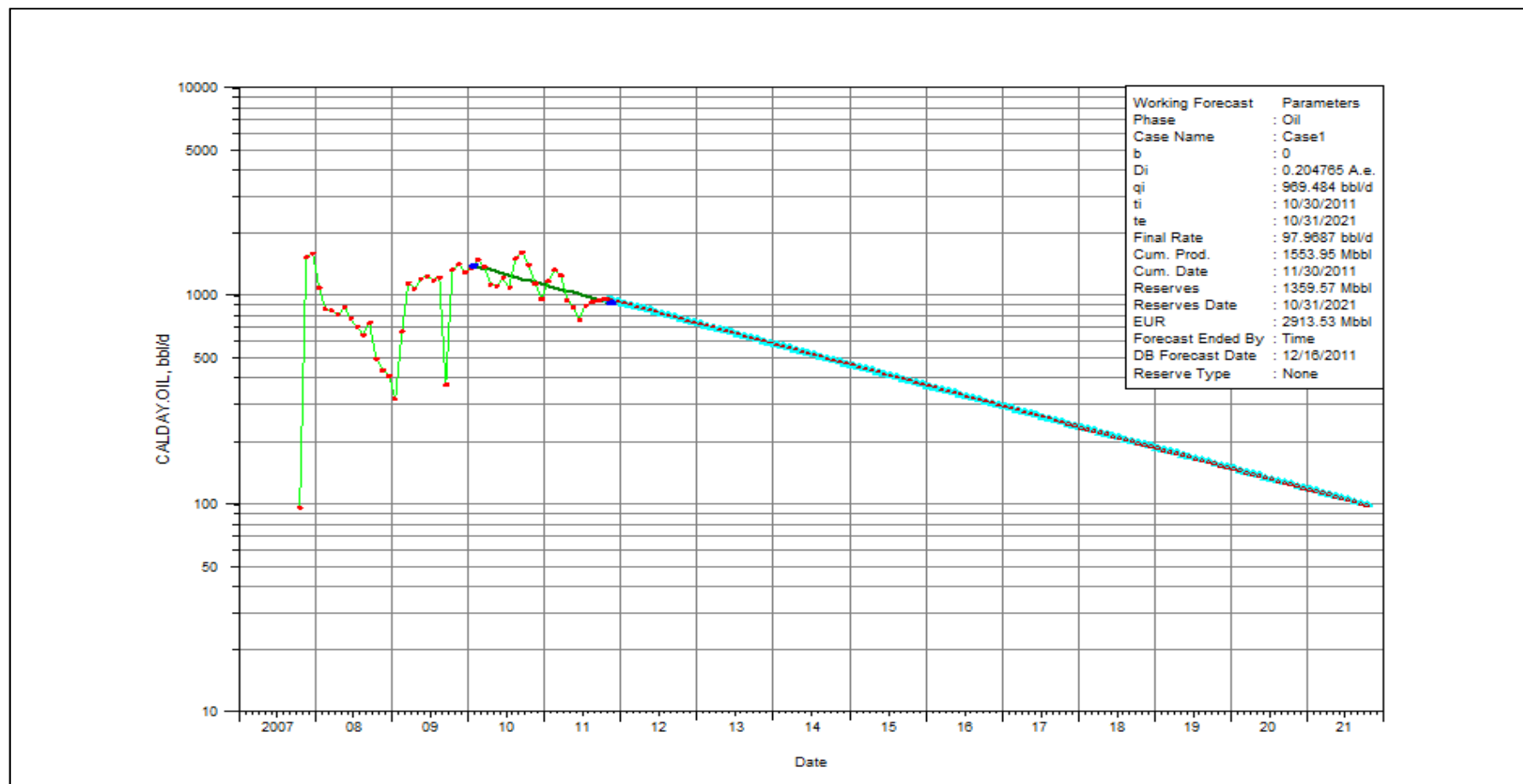
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

SACHA – 147D (ARENA: “Hi”)



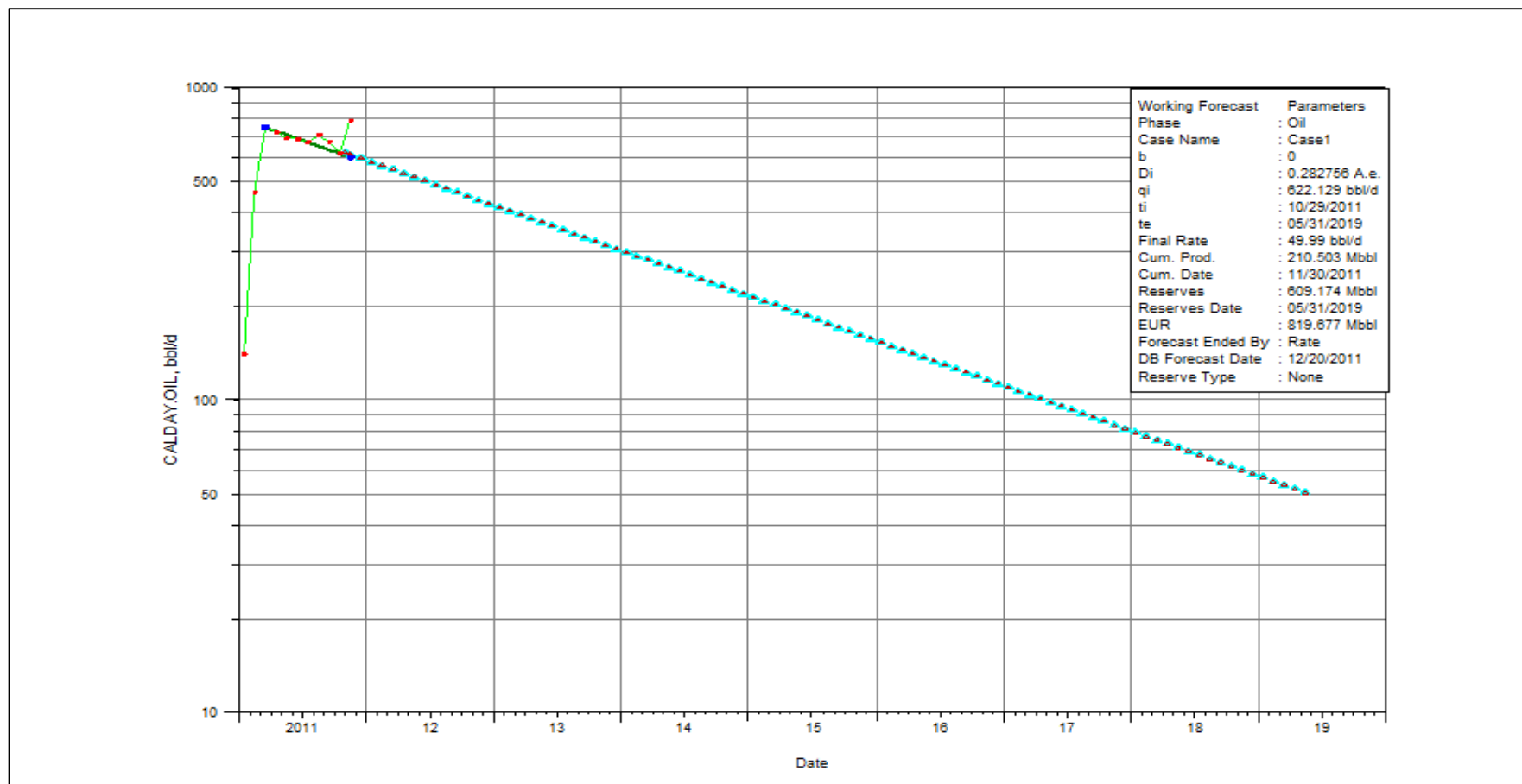
CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

SACHA – 164D (ARENA: “Hi”)



CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

SACHA – 321D (ARENA: “Hs”)



RESERVAS REMANENTES ESTIMADAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

MÉTODO VOLUMÉTRICO

PARÁMETROS	POZO				
	SAC-218D	SAC-231D	SAC-234D	SAC-251D	SAC-259D
Arena	Hi	Hi	Hs	Hi	Hi
Área (acres)	69.87	69.87	69.87	69.87	69.87
ho (pies)	69	73	34	44	50
Por (%)	17,2	15,8	12,9	14,7	15,9
Sw (%)	28,5	34,1	21,1	31,8	30,8
Boi (BY/BN)	1,1625	1,1625	1,1334	1,1625	1,1625
POES (Bls)	3956438	3543938	1654917	2056720	2565039
FR (%)	32,22	32,33	32,33	32,33	32,33
Reservas iniciales (Bls)	1279116	1145755	535035	664938	829277
Np (Bls)	140959	100022	1503	22652	49984
Reservas Remanentes (Bls)	1138157	1045733	533532	642286	779293

FUENTE: Departamento de Reservorios, Río Napo.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

MÉTODO DE LA CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Pozo	Arena	Reservas iniciales (Bls)	Np (Bls)	Reservas Remanentes (Bls)
SAC-115	Hi	3074180	2484237	589943
SAC-135	Hs	1464320	972817	491503
SAC-147D	Hi	1612110	1007796	604314
SAC-164D	Hi	2913530	1553960	1359570
SAC-321D	Hs	819677	210503	609174

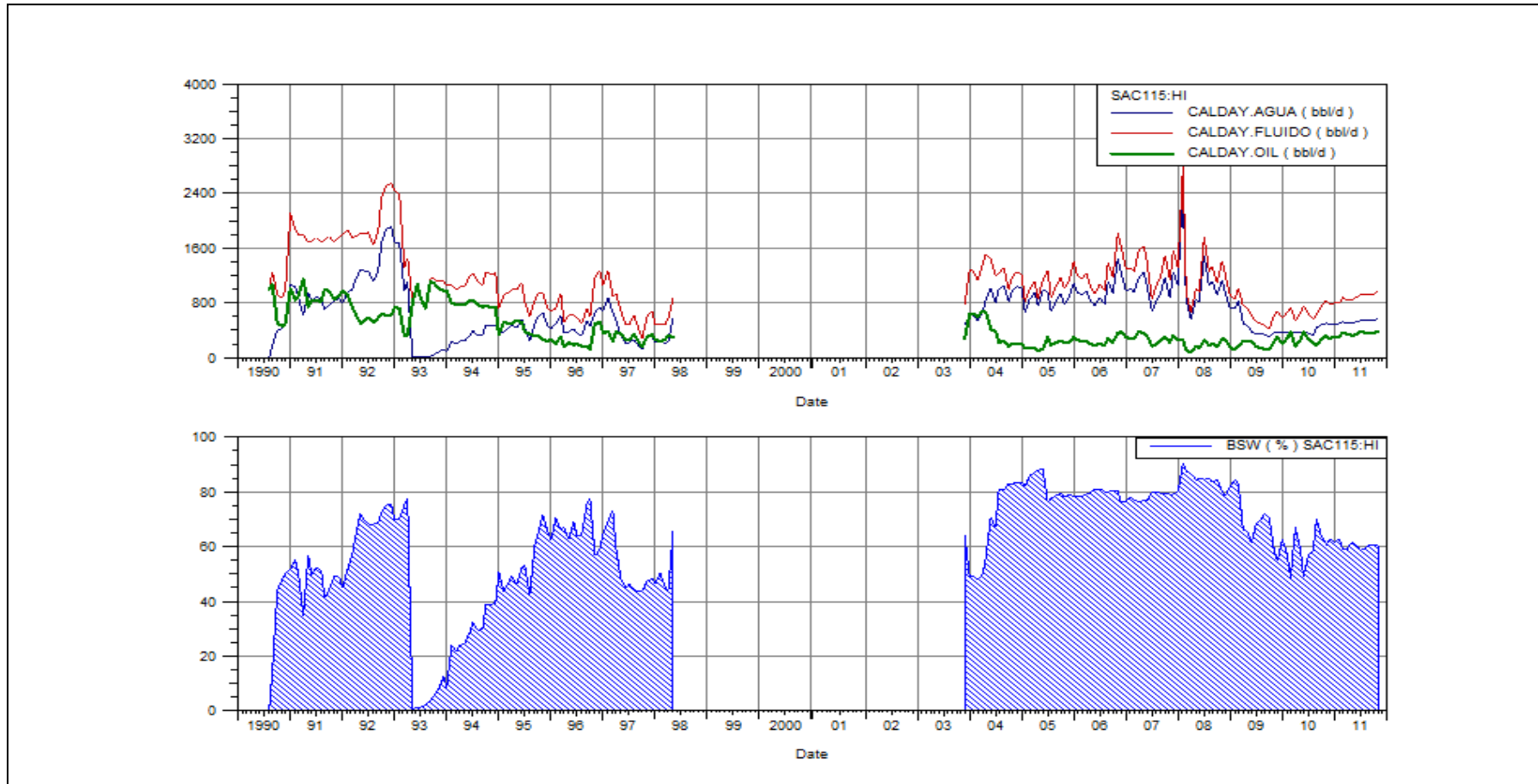
FUENTE: Departamento de Reservorios, Río Napo.

ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

ANEXO N° 4**CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN**

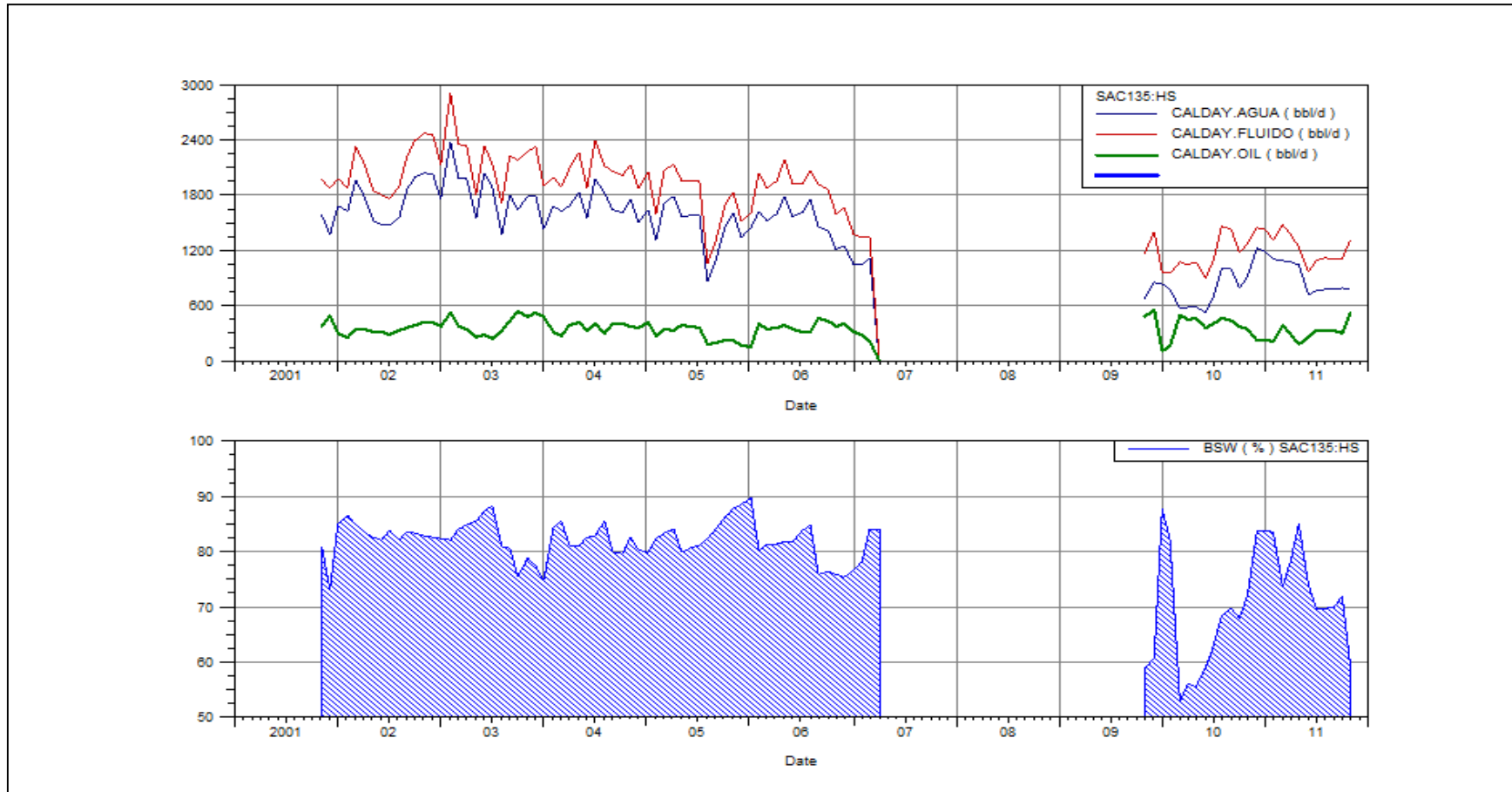
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

SACHA – 115 (ARENA: “Hi”)



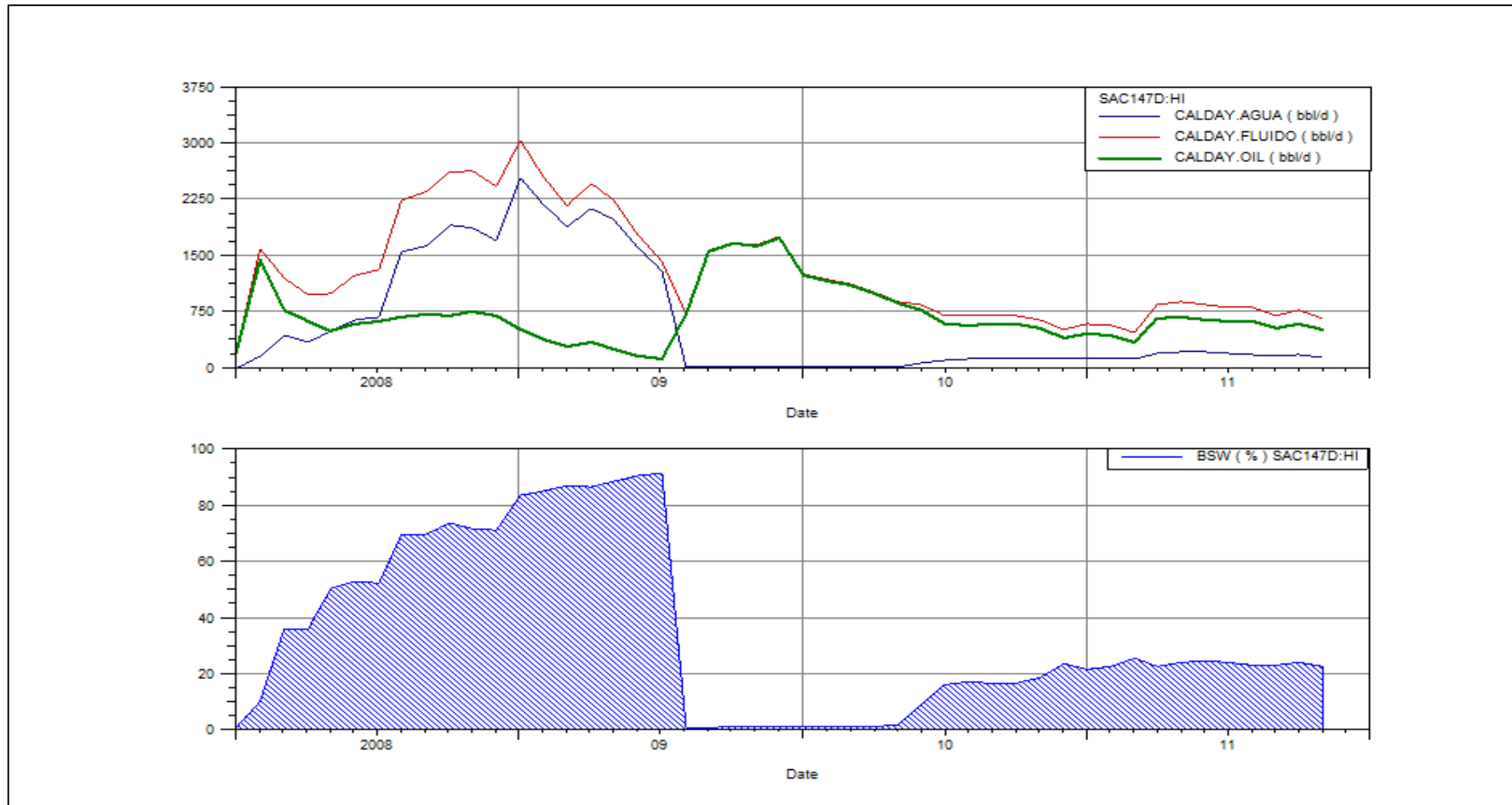
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

SACHA – 135 (ARENA: “Hs”)



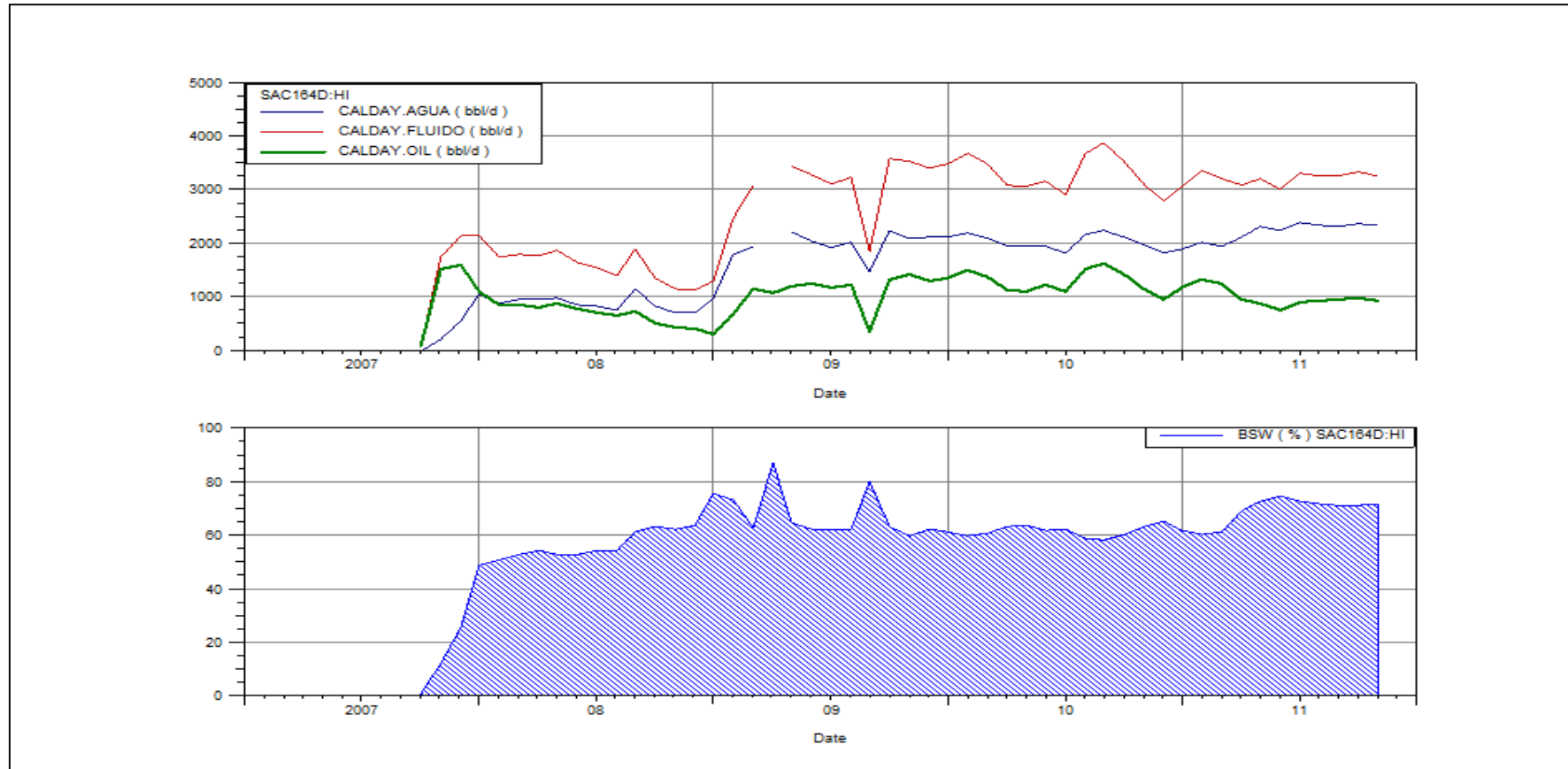
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

SACHA – 147D (ARENA: “Hi”)



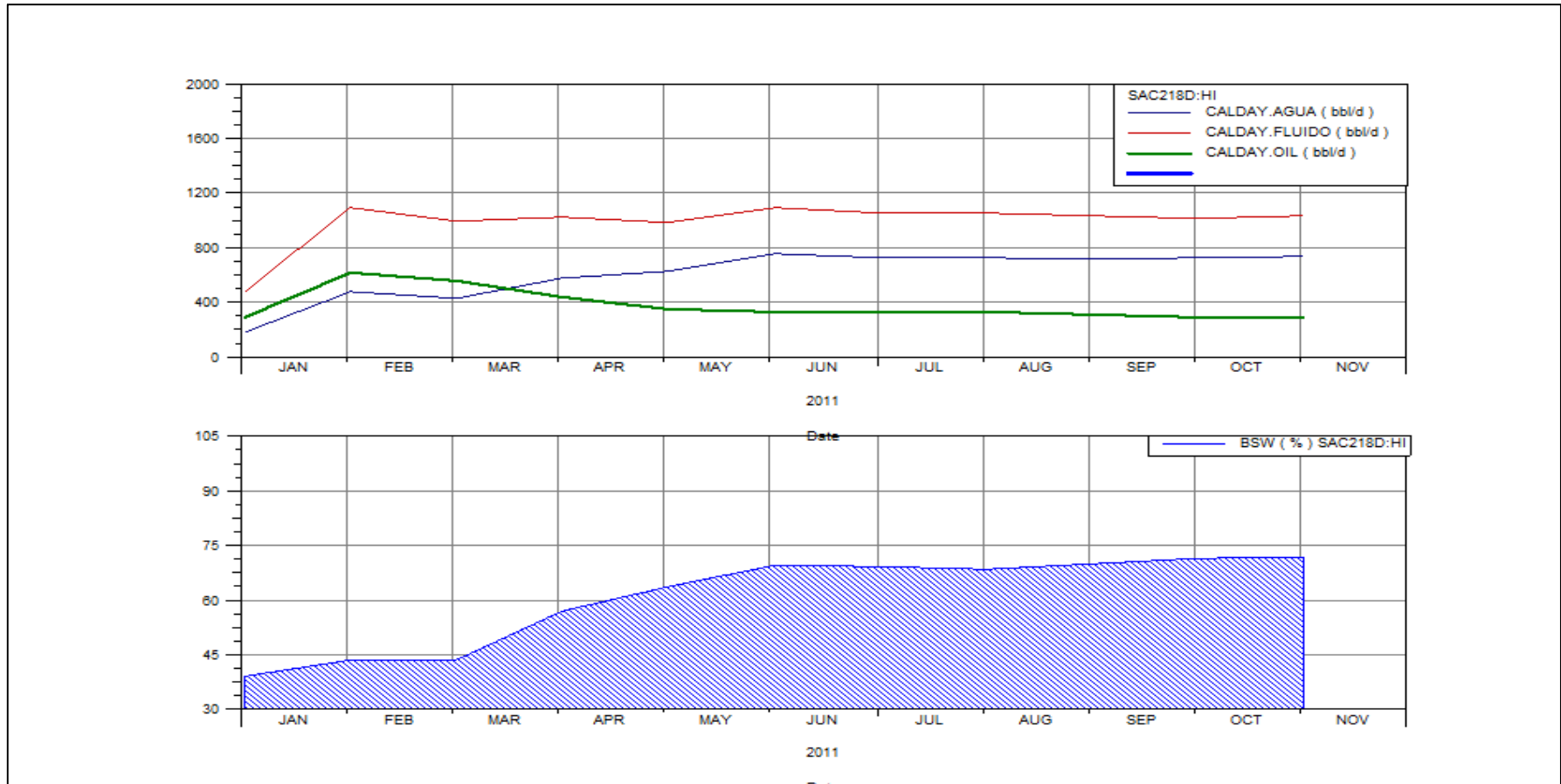
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

SACHA – 164 D (ARENA: “Hi”)



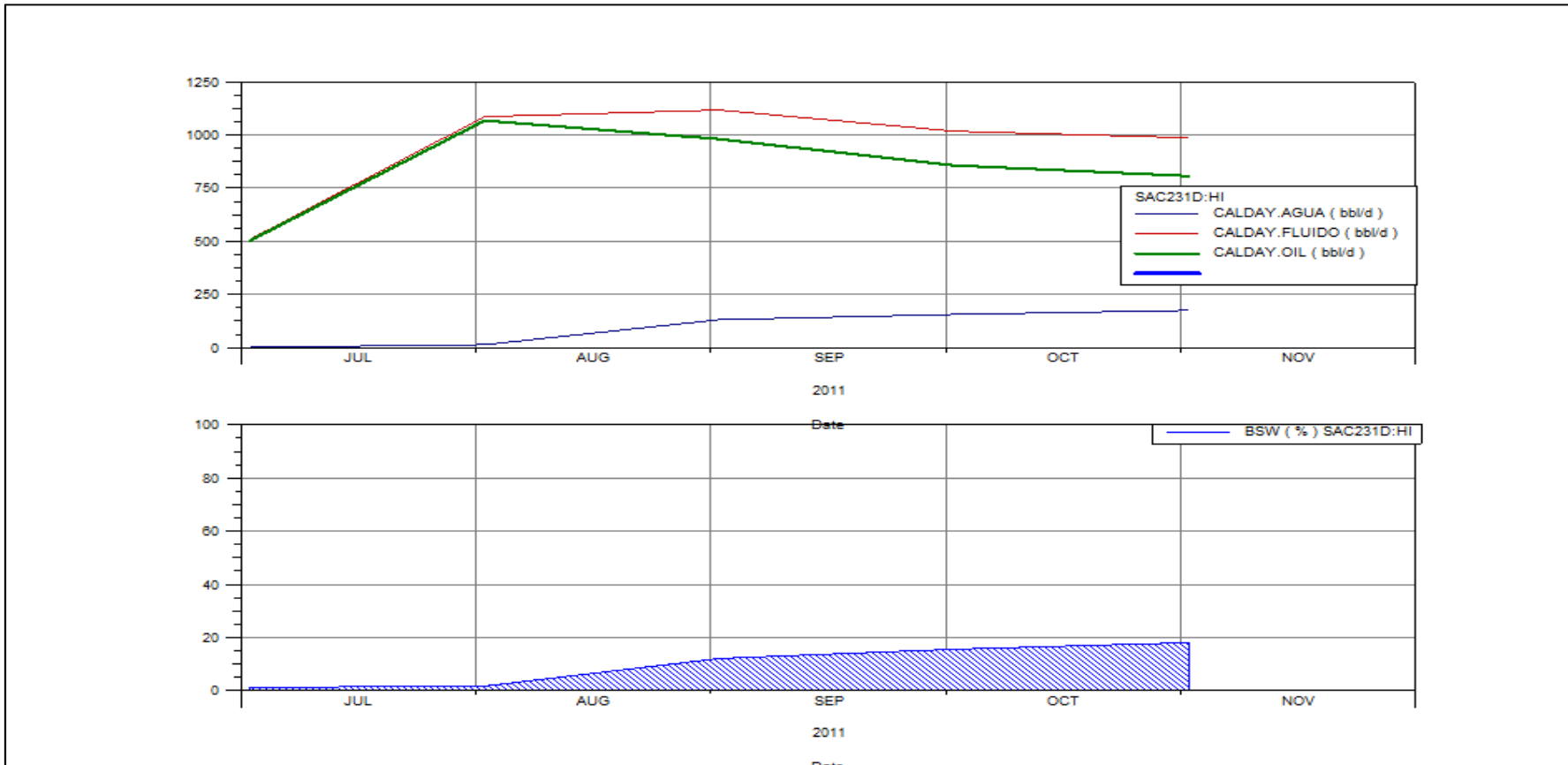
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

SACHA – 218 D (ARENA: “Hi”)



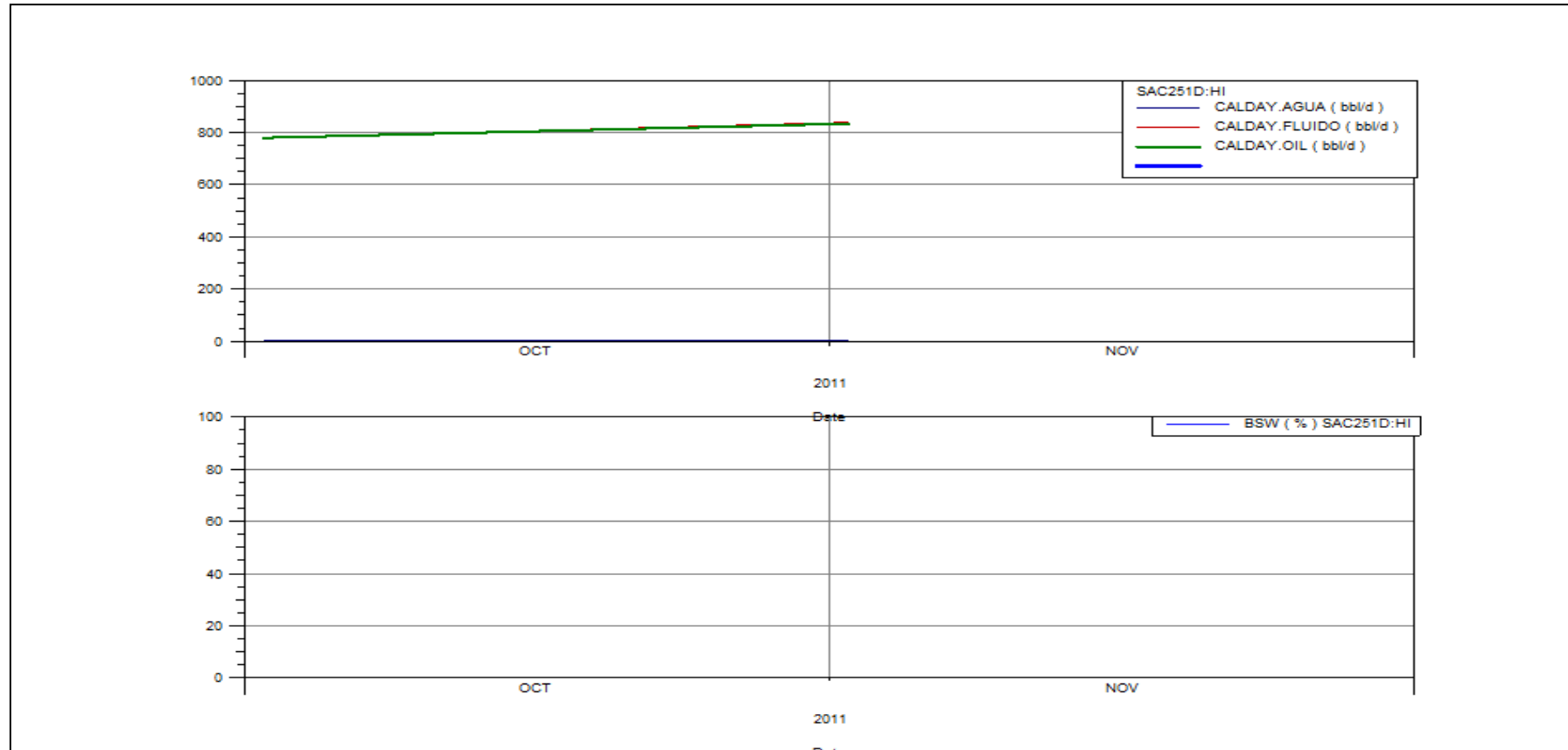
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

SACHA – 231 D (ARENA: “Hi”)



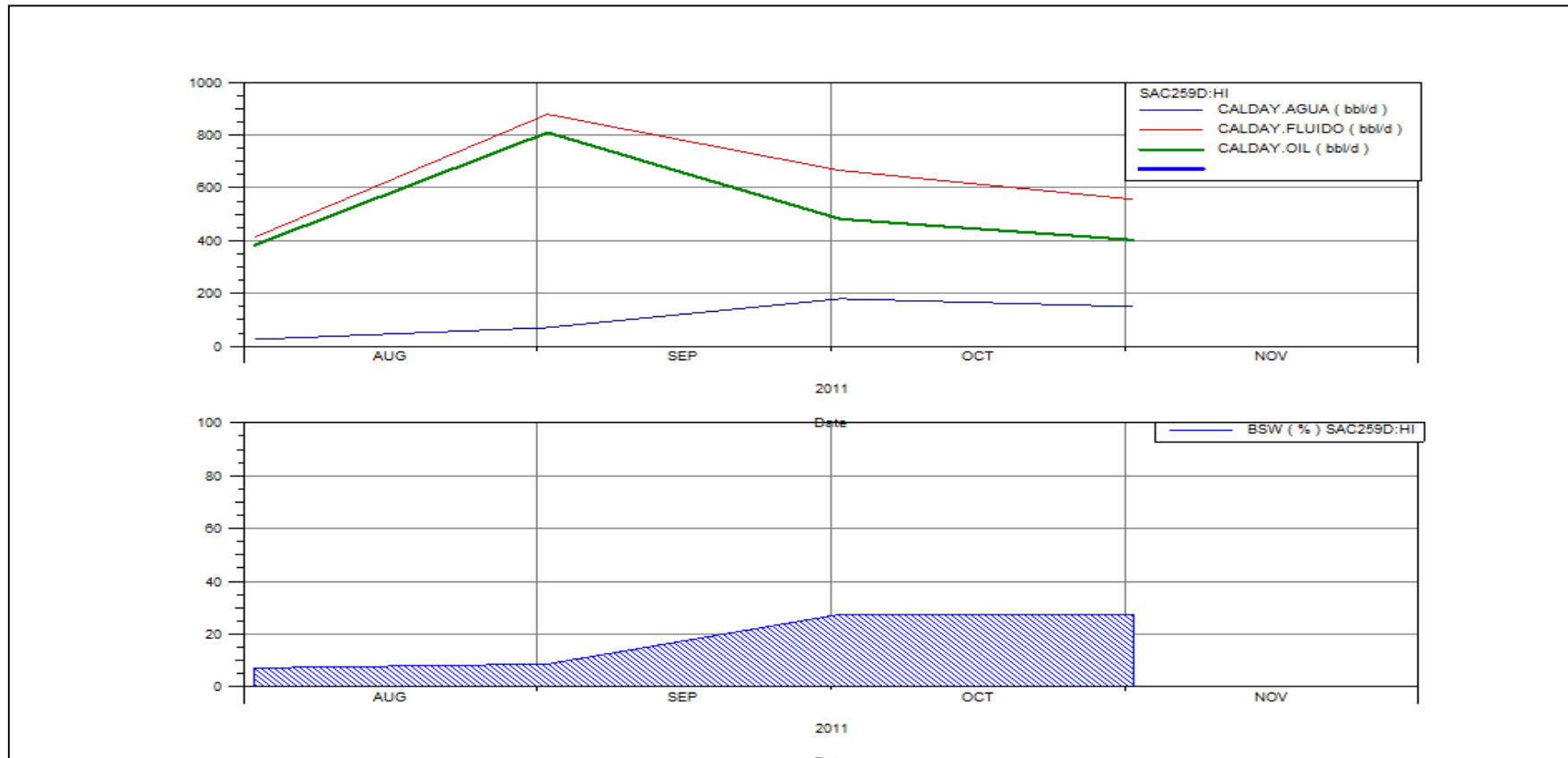
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

SACHA – 251 D (ARENA: “Hi”)



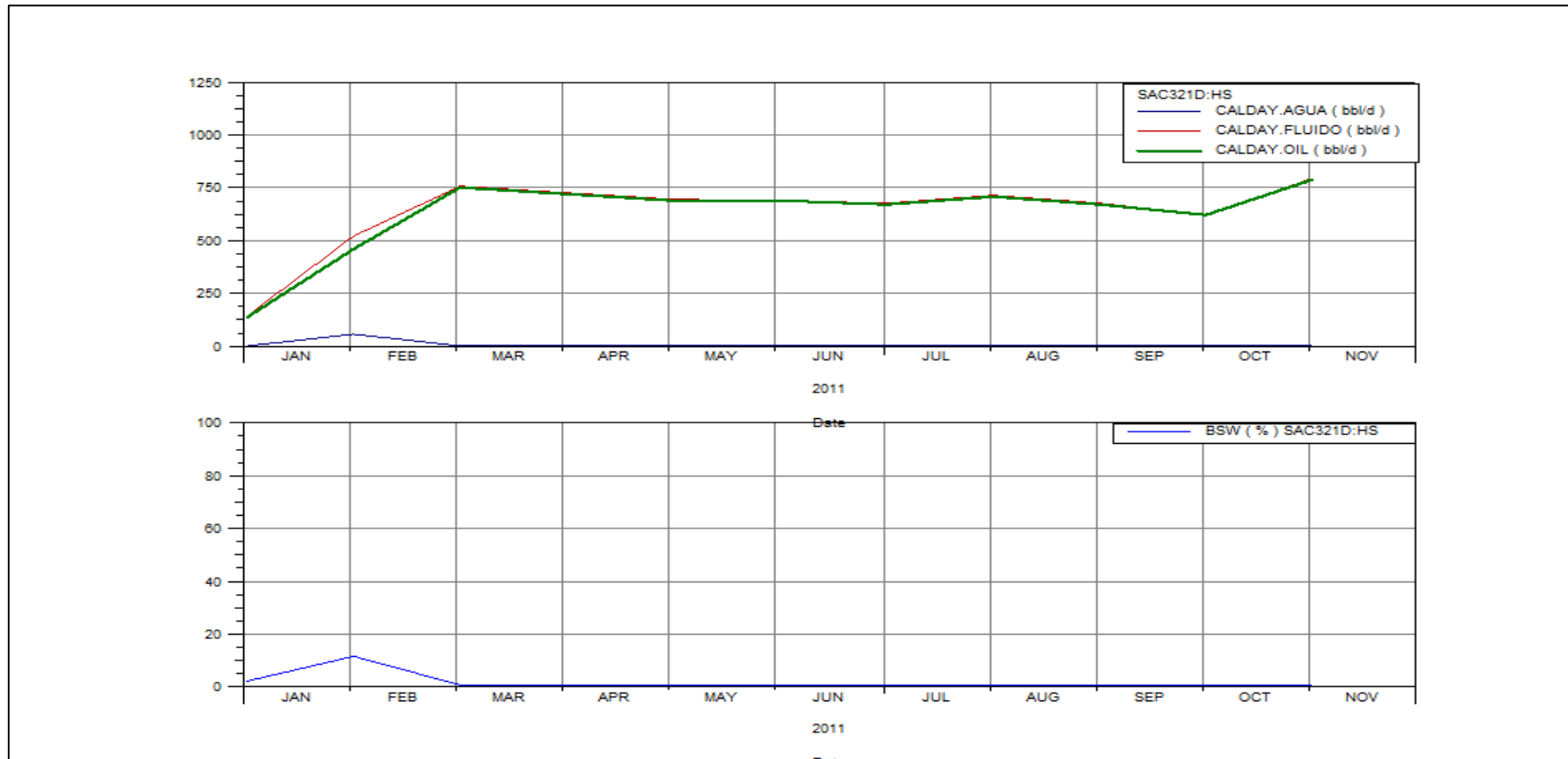
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

SACHA – 259 D (ARENA: “Hi”)



HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

SACHA – 321 D (ARENA: “Hs”)



ANEXO N° 5

HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO Y PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

SACHA-115**HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO**

FECHA DE COMPLETACIÓN: 11 – Agosto – 1990.

- Corren registros de cemento. Existe buen cemento en zonas de interés.
- Punzonan los siguientes intervalos a 4 DPP:

“Hs”: 9820’ – 9825’ (5’)
 9828’ – 9848’ (20’)
 “Hi”: 9876’ – 9896’ (20’)

- Pruebas iniciales:

FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	MÉTODO	%API
06-ago-90	Hsup	2516	1	PPH	28,2
11-ago-90	Hinf	1609	0,4	PPF	28,6
11-ago-90	Hinf	2292	0,5	PPH	28,3

W.O # 1

Fecha: 08-Mayo-1993

OBJETIVO: Cementación forzada a Hollín, repunzonar y evaluar.

- Bajan cañón de 4” y punzonan para Squeeze el siguiente intervalo:

9918’-9920’

- Asientan retenedor de cemento a 9788’.
- Realizan prueba de inyektividad con 20 bls de agua tratada a 2.2 BPM con 2000 psi.
- Se realiza cementación forzada a Hs+i con 100 Sxs de cemento tipo “G” + aditivos, admite 13 bls de lechada.

- Muelen retenedor de cemento y cemento desde 9788' hasta 9900'.
- Punzonan con cañones de 5" a 4 DPP la arena "Hollín Inferior" en el intervalo:

9876' – 9886' (10')

Queda con SQUEEZE intervalo (9886'-9896')

- Desplazan bomba Jet-11A con elementos de presión para evaluar "Hinf" :
BFPD=1536, BPPD=1513, BSW=1.5%.
- Punzonan con cañones de 5" a 4 dpp la arena "Hollín Superior" en el intervalo:

9820' – 9825' (5')

9828' – 9848' (20')

9856' – 9862' (6')

- Bajan BHA para Bombeo Hidráulico con cavidad Guiberson.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	MÉTODO	%API	OBSERVACIÓN
ANTES	13-mar-93	Hsup	262	80	PPF	28,5	
DESPUÉS	11-may-93	Hinf	1042	0,6	PPH	28,5	Cavidad Guiberson

- Trabajo exitoso, se incrementó 780 BPPD. Se intentó sin éxito asentar empacaduras Guiberson, se bajaron empacaduras Baker.

W.O # 2

Fecha: 06-Agosto-1993

OBJETIVO: Cambio de completación por pescado en el Std-valve.

- Sacan la completación de Bombeo Hidráulico con la cavidad Guiberson. Sacan pescante en el Std. Valve Guiberson.
- Asientan "Unipacker" con punto radioactivo correlacionando con CCL-GR para recuperar tubo corto de 8'.
- Se baja nueva completación con cavidad Guiberson.

- Desplazan bomba Jet E-10 y realizan prueba de producción a “Hinf”:
BFPD=1326, BSW=100%.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	MÉTODO	%API	OBSERVACIÓN
ANTES	POZO CERRADO POR PESCADO						
DESPUÉS	09-ago-93	Hi	1355	2,3	PPH	28	

- Trabajo exitoso, se incrementó 1350 BPPD.

W.O # 3

Fecha: 01-October-1997.

OBJETIVO: Cambio de completación por cavidad mala. Tratamiento antiincrustante a Hi. Repunzonar Hs y evaluar sin torre.

- Sacan tubería de producción de 3 ½” con empacaduras.
- Realizan prueba de admisión a arena “Hollín Inferior”. Presión final de 1600 psi a 1.5 BPM.
- Realizan tratamiento antiescala a “Hollín Inferior”, Presión final de 2600 Psi a 0.6 BPM (58 bls.).
- Redisparan “Hollín Superior” con cañones de 4 5/8” a 4 dpp en los siguientes intervalos:

9820'- 9825' (5')

9828' - 9848' (20')

9862'- 9856' (6')

- Bajan completación para Bombeo Hidráulico en tubería de 3 ½” con cavidad Guiberson PL-II y 2 empacaduras Guiberson.
- Desplazan bomba Jet para evaluar Hi: 1488 BFPD, BSW=61%, API=27°.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	MÉTODO	%API	OBSERVACIÓN
ANTES	CERRADO POR CAVIDAD MALA						
DESPUÉS	21-oct-97	Hinf	317	77,5	PPH	27,4	

- Trabajo exitoso, se recupera la producción que se estimaba.

W.O # 4

Fecha: 11-Agosto-2002.

OBJETIVO: Cambio de completación por daño en cavidad.

- Desasientan empacaduras con 150000 lbs. Sacan cavidad Guiberson de 2 7/8" Cavidad Guiberson.
- Bajan conjunto de pesca por 3 ocasiones para recuperar 100% del pescado.
- Bajan completación para Bombeo Hidráulico con 2 empacaduras G-77 de Guiberson y cavidad PL II.
- Desplazan bomba Jet E-8 y realizan prueba de producción a Hs:
BFPD=672, BPPD=13, BSW=98%.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	MÉTODO	%API	OBSERVACIÓN
ANTES	04-jul-02	Hsup	339	21	PPH	27	PL II 2 1/2"X2X2
DESPUÉS	18-ago-02	H sup	517	33	PPH	27	PL II 2 1/2"X1 7/8"

- Trabajo exitoso, se incremento 178 BPPD, debido a la corrosión severa, cavidad se parte en la extensión de 2 7/8" al tensionar para desasentar packers, se recupera 100 % pescado, bajan completación similar de producción, cambian tubería 3 1/2" clase "A".

W.O # 5

Fecha: 09- Diciembre-2003

OBJETIVO: Cambio de completación por packer desasentado.

- Desasientan 2 packers Guiberson con 130000 lbs y sacan tubería de producción.
- Bajan BHA de producción hidráulica hasta 9894'.
- Asientan 2 packers Guiberson a 9868' y 9687', respectivamente, abren camisa de Hs a 9800', realizan prueba de admisión con 2000 Psi, presión cae 700 Psi/min.
- Desplazan bomba Jet D-7 y realizan prueba de producción a arena Hs:

BFPD=936, BPPD=515, BSW=45%.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	MÉTODO	%API	OBSERVACIÓN
ANTES	POZO CERRADO POR PACKER DESASENTADO						
DESPUÉS	20-dic-03	Hi	460	63,8	PPH	27	Jet D-7

- Trabajo satisfactorio, pozo produce 8 días y baja el aporte, se prueba completación y se detecta comunicación por debajo del packer superior, se deja produciendo de arena Hi.

SACHA-135

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

FECHA DE COMPLETACIÓN: 23 – Enero – 1995.

- Corren registro de cemento. Existe buen cemento en zonas de interés.
- Punzonan los siguientes intervalos a 4 DPP

Arena "Hollín Inferior" 9863'-9882' (19')

Arena "T Inferior" 9639'-9656' (17')

- Evalúan arena "Ti" BFPD= 24 bls, BPPD= 0 bls, BSW= 100%.
- Realizan tratamiento ácido a arena "Ti".
- Evalúan arena "Ti" BFPD= 240 bls, BPPD= 0 bls, BSW= 100%.
- Realizan cementación forzada a arena "T" con 120 Sxs de cemento tipo "G", bajo retenedor 1.3 bls, entra a la formación 19.4 bls y reversan 2 bls .
- Repunzonan arena "Ti" a 4 DPP DE 9664'-9676'(12')

FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	%API	MÉTODO
23-ene-95	Hinf	2398	10	29.5	PPF
23-ene-95	Tinf	0	100	-	PPH

W.O # 1

Fecha: 18- Abril - 2000

OBJETIVO: Cambio de BHA de producción por bomba atascada. Punzonar “Hollín Superior” y “U inferior”.

- Se punzona a 5 DPP los siguientes intervalos:

“Hollín Superior” 9832'-9848' (16')

“U inferior” 9438'-9456' (18')

- Se baja completación para bombeo hidráulico con cavidad National 3x54

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	MÉTODO	%API	OBSERVACIÓN
ANTES	11-abr-00	Hinf	277	60.0	PPF	27,5	
DESPUÉS	26-abr-00	Hinf	649	67.7	PPH	27,5	

W.O # 2

Fecha: 17- Agosto - 2001

OBJETIVO: Cambio de completación por comunicación Tubing-Casing

- Sacan BHA de producción de 3 ½”, camisa de 2 7/8” a 9864’ sale corroída y tubo bajo la camisa sale con hueco.
- Baján completación para bombeo hidráulico de 3 1/2”.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	MÉTODO	%API	OBSERVACIÓN
ANTES	10-jul-01	Hinf	CERRADO				
DESPUÉS	22-ago-01	Hinf	433	80.0	PPH	27,0	

W.O # 3

Fecha: 10- Mayo – 2007

OBJETIVO: Realizar cementación forzada a arenas “Hinf” y “Hsup”. Redisparar “Hinf” y “Hsup” y evaluar. Bajar completación para Bombeo Hidráulico.

- Bajan BHA de pesca y recuperan el 100% del pescado (Packer “FH” + 2 tubos de 2 7/8” + camisa de 2 7/8”).
- Realizan cementación forzada a “Hsup+Hinf” con 145 sxs de cemento “G”, queda 3.1 bls. en la cámara, no se obtiene presión de cierre.
- Punzonan los siguientes intervalos de “Hsup” y “Hinf” a 5 DPP

Hollín Inferior	9863'-9873' (10')
Hollín Superior	9832'-9848' (16')

- Evalúan “Hinf” con bomba jet 10K:
BFPD=1152, BPPD=219, BSW=81%
- Bajan BHA para bombeo hidráulico con cavidad Kobe tipo “D” en tubing de 3½”

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	MÉTODO	%API	OBSERVACIÓN
ANTES	01-abr-07	Hsup	CERRADO POR BAJO APORTE				
DESPUÉS	17-may-07	Hinf	558	52.79	PPH	27.1	

W.O # 4

Fecha: 30- Mayo – 2009

OBJETIVO: Realizar cambio de completación por comunicación Tubing-Casing

- Desasientan empaaduras con 150000 libras de tensión
- Realizan prueba de producción a “Hinf”: BFPD=768, BSW=100%.
- Bajan nuevo BHA de producción por bombeo hidráulico.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	MÉTODO	%API	OBSERVACIÓN
ANTES	03-jun-09	Hinf	20	96.9	PPF	23.7	
DESPUÉS	18-jun-09	Hsup	489	67.7	PPH	24.5	

SACHA-147D**HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO****FECHA DE COMPLETACIÓN:** 27-Enero-2008.

- Corren registros CBL-VDL-CAST-GR. Existe buen cemento en zonas de interés.
- Cia. Halliburton baja conjunto TCP con cañones de 4 5/8". Asientan packer R-3 a 10125'. Arman cabezal y líneas de producción, sueltan barra detonadora y punzonan el siguiente intervalo a 5 DPP:

"Hollín Inferior" 10190'-10200' (10')

Se observa soplo fuerte pozo fluye a tanque de locación.

- Prueba oficial de producción

FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	MÉTODO	%API
27-ene-08	Hinf	2030	0,5	PPF	27,8

W.O # 1**Fecha:** 12-Agosto-2009

OBJETIVO: Asentar CIBP a 10185'. Punzonar con TCP Hinf. Evaluar y completar de acuerdo a resultados.

- Asientan tapón CIBP a 10185' (aislando intervalo de Hi (10190'-10200')).
- Se correlaciona marca radiactiva y punzonan siguiente intervalo:

"Hollín Inferior" (10160'-10174')

- Realizan prueba de producción a Hi con elementos de presión y bomba Jet 10-J:
BFPD=2880, BPPD=835, BSW=71%.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	MÉTODO	%API	OBSERVACIÓN
ANTES	19-jul-09	Hinf	465	82	PPH	25,5	
DESPUÉS	17-ago-09	Hinf	1389	0,71	PPH	25,5	

SACHA-164D

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

FECHA DE COMPLETACIÓN: 29-October-2007

- Baker Atlas toma registro SBT-CCL-VDL-GR-GYRO desde el fondo a 10271' hasta 8730. Buen cemento en zonas de interés.
- Punzonan el siguiente intervalo a 5 dpp:
"Hollín Inferior": 10230'-10236' (6')
- Realizan prueba de producción a flujo natural de "Hinf":

FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW	API	P.CAB.
29-oct-97	Hi	FN	1896	1879	0,9%	27,5	55

SACHA-218D

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

FECHA DE COMPLETACIÓN: 10-Enero-2011

- Baján BHA moledor y muelen cemento desde 10259' hasta 10313'.
- Toman registros eléctricos: USIT- CBL- VDL- GR y CCL. Existe pobre cemento.

- Punzonan intervalo para SQUEEZE: 10270'-10275' (5')
- Realizan prueba de inyectividad: 0.5 BPM @2800 psi. Desasientan empacadura. Circulan y sacan.
- Realizan cementación forzada con 26 bls. de lechada, forzan 2 bls. de cemento a 3650 psi.
- Muelen cemento y toman registros eléctricos SBT- VDL-GR-CCL. Existe buen cemento en zonas de interés.
- Punzonan siguiente intervalo a 5 DPP:

Hollín Inferior 10238'-10269'

FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	°API	MÉTODO
10-ene-11	Hinf	104	0.8	25.6	FN

SACHA-231D

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

FECHA DE COMPLETACIÓN: 17-Julio-2011

- Cía. Baker Atlas realiza corrida de registro de cemento SBT-VDL-GR-CCL desde 8800' hasta 10355'. Existe buen cemento en zonas de interés de "Hinf".
- Cía. Baker arma cañones de 4 ½", baja hasta 10291'.
- Punzonan a 5 DPP los siguientes intervalos de "Hinf"

Hollín Inferior 10240'- 10252'
10264'-10290'

FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	°API	MÉTODO
17-jul-11	Hinf	956	10	25.6	FN

SACHA-234D**HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO****FECHA DE COMPLETACIÓN:** 23-October-2011

- Cía. Halliburton, toma registros de evaluación de cemento CAST-CBL-MSG-GR-CCL desde 8929' hasta 10369'. Existe buen cemento en zonas de interés.
- Punzona el siguiente intervalo a 5 DPP.

Hollín Superior 10306'-10336' (30')

FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	°API	MÉTODO
23-oct-11	Hsup	177	60	26.1	FN

SACHA-251D**HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO****FECHA DE COMPLETACIÓN:** 02-October-2011

- Cía. Halliburton realiza registro de evaluación de cemento CAST-CBL-GR-CCL. Existe buen cemento en zonas de interés.
- Cía. Halliburton baja conjunto TCP con cañones de 4 5/8". Punzona siguiente intervalo a 5 DPP.

Hollín Inferior 10312'-10329' (17')

FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	°API	MÉTODO
02-oct-11	Hinf	1086	2.0	26.2	FN

SACHA-259D**HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO****FECHA DE COMPLETACIÓN:** 17-Agosto-2011

- Cía. Schlumberger realiza corrida de registro de cementación GR-VDL-USIT-CBL desde 8750' hasta 10270'. Registro indica buen cemento en zonas de interés.
- Bajaron conjunto TCP con cañones 4 1/2" y punzaron el siguiente intervalo a 5 DPP.

Hollín Inferior 10196'-10218' (22')

FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	°API	MÉTODO
17-oct-11	Hinf	1293	10.0	24.1	FN

SACHA-321D**HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO****FECHA DE COMPLETACIÓN:** 17-Enero-2011

- Baker Atlas toma registro SBT-CCL-VDL-GR. Existe buen cemento en zonas de interés.
- Cía. Baker baja conjunto TCP con cañones de 4 1/2" en tubería 3 1/2" clase "A" hasta 10333'. Asientan Packer "R-3" a 10160'. Sueltan barra detonadora, punzaron los siguientes intervalos a 5 DPP:

"Hollín Superior": 10310'-10318' (8')
 10325'-10332' (7')

- Prueba oficial de producción:

FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	MÉTODO	%API	OBSERVACIÓN
17-ene-11	Hsup	364	2	PPF	24,7	Flujo Natural

HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA SACHA

SACHA-115						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	OBSERVACIONES
ene-09	HI	1009	182	81.96	PPH	
feb-09	HI	962	150	84.41	PPH	
mar-09	HI	1056	186	82.39	PPH	22-Mar: Cambio de bomba mismo tipo (Jet 10-J).
abr-09	HI	678	287	57.67	PPH	7-Abr: Cambio de bomba y std. Valve. Existe comunicación tbg-csg. Bajan Jet 10-J.
may-09	HI	648	259	60.03	PPH	30 May: Limpieza turbina+VRF
jun-09	HI	636	247	61.16	PPH	
jul-09	HI	541	171	68.39	PPH	07 Jul: Limpieza turbina+VRF
ago-09	HI	540	164	69.63	PPH	
sep-09	HI	652	247	62.12	PPH	
oct-09	HI	544	182	66.54	PPH	10-Oct: Cambio de bomba por mismo tipo (Jet 10-J). Garganta sale cavitada. Existe comunicación.
nov-09	HI	661	284	57.03	PPH	
dic-09	HI	682	298	56.30	PPH	
ene-10	HI	692	274	60.40	PPH	
feb-10	HI	656	275	58.08	PPH	
mar-10	HI	794	376	52.64	PPH	Mar-10: Cambio de bomba por similar (Jet 10-J), por pérdida de producción.
abr-10	HI	714	318	55.46	PPH	
may-10	HI	695	304	56.26	PPH	
jun-10	HI	840	466	44.52	PPH	
jul-10	HI	885	501	43.39	PPH	Jul-10: Cambio de bomba por similar (Jet 10-J), por pérdida de producción.
ago-10	HI	729	371	49.11	PPH	
sep-10	HI	635	179	71.81	PPH	
oct-10	HI	772	285	63.08	PPH	
nov-10	HI	845	327	61.30	PPH	
dic-10	HI	827	316	61.79	PPH	
ene-11	HI	823	314	61.85	PPH	
feb-11	HI	823	313	61.97	PPH	
mar-11	HI	896	369	58.82	PPH	

abr-11	HI	863	344	60.14	PPH	
may-11	HI	846	321	62.06	PPH	
jun-11	HI	913	348	61.88	PPH	
jul-11	HI	929	381	58.99	PPH	
ago-11	HI	898	353	60.7	PPH	
sep-11	HI	937	357	61.90	PPH	
oct-11	HI	987	426	56.80	PPH	
SACHA-135						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	OBSERVACIONES
ene-09	HI	958	182	81,0	PPH	
feb-09	HI	1132	275	75,7	PPH	Feb-09: Cambio de bomba por pérdida de producción. Bajan B2X2.
mar-09	HI	1031	204	80,2	PPH	Mar-09: Cambio de bomba. Bajan B2x2
abr-09	HI	1905	325	82,9	PPH	Abr-09: Cambio de STD/valve. Bajan bomba 9B
may-09	HI	890	75	91,6	PPH	May-09: Detectan comunicación tbg-csg
	EN W.O. #4 RIG-PULLING PETROTECH-02 W.O. #4 CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACIÓN					
may-09	HI	775	103	86,76	PPH	
jun-09	Hs	1013	242	76,11	PPH	
jul-09	Hs	1214	393	67,63	PPH	
ago-09	Hs	1151	345	70,03	PPH	
sep-09	Hs	1169	348	70,23	PPH	Sep-09: Cambio de bomba a B2X2, por ahorro de fluido motriz
oct-09	Hs	636	246	61,32	PPH	
nov-09	Hs	984	362	63,21	PPH	
dic-09	Hs	1051	356	66,13	PPH	
ene-10	Hs	1136	301	73,50	PPH	Ene-10: Cambian a bomba Jet 9-B, por baja producción
feb-10	Hs	1121	521	53,52	PPH	Feb-10: Limpieza turbina+VRF
mar-10	Hs	1108	515	53,52	PPH	Mar-10: Limpieza turbina+VRF
abr-10	Hs	1065	497	53,33	PPH	Abr-10: Limpieza turbina+VRF
may-10	Hs	1002	437	56,39	PPH	
jun-10	Hs	994	433	56,44	PPH	Jun-10: Limpieza turbina+VRF
jul-10	Hs	1495	471	68,49	PPH	Jul-10: Cambio de bomba a Jet 8C por caída de presión
ago-10	Hs	1472	461	68,68	PPH	Ago-10: Limpieza turbina+VRF
sep-10	Hs	1540	517	66,43	PPH	Sep-10: Cambio de bomba a B2X2, por ahorro de fluido motriz
oct-10	Hs	1220	463	62,05	PPH	
nov-10	Hs	1162	419	63,94	PPH	
dic-10	Hs	1576	308	80,46	PPH	
ene-11	Hs	1287	228	82,28	PPH	
feb-11	Hs	1392	340	75,57	PPH	
mar-11	Hs	1428	347	75,70	PPH	
abr-11	Hs	1450	321	77,86	PPH	
may-11	Hs	1341	258	80,76	PPH	
jun-11	Hs	952	298	68,70	PPH	Jun-11: Cambio de bomba a similar (B2X2), por pérdida de producción.
jul-11	Hs	1108	324	70,76	PPH	

ago-11	Hs	1116	330	70,43	PPH	
sep-11	Hs	1128	334	70,39	PPH	
oct-11	Hs	1329	543	59,14	PPH	Oct-11: Cambio de bomba a similar (B2X2), por caída de presión de operación.
SACHA-147D						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	OBSERVACIONES
ene-08	Sale de Completación y Pruebas Iniciales, produce a Flujo Natural.					
ene-08	HI	2266	2255	0.5	PPF	
feb-08	HI	1543	1389	10.0	PPF	
mar-08	HI	1284	822	36.0	PPF	Salinidad=1350 PPMCl-
abr-08	HI	1261	807	36.0	PPF	
may-08	HI	630	315	50.0	PPF	Se intenta bajar Jet-10J. Sin éxito. Queda a FN.
may-08						Se prueba anular y packer con 800 psi y Tbg. Con 3500 psi
jun-08	HI	1334	635	52.4	PPH	Asientan bomba Jet-10J.
jul-08	HI	1441	692	52.0	PPH	
ago-08	HI	2015	613	69.6	PPH	
sep-08	HI	2015	617	69.4	PPH	
oct-08	HI	2340	622	73.4	PPH	
nov-08	HI	2513	721	71.3	PPH	
dic-08	HI	2576	752	70.8	PPH	
ene-09	HI	2464	419	83.0	PPH	12 -Ene: Limpieza turbina+VRF
feb-09	HI	2333	350	85.0	PPH	
mar-09	HI	2135	280	86.9	PPH	
abr-09	HI	2172	304	86.0	PPH	
may-09	HI	2127	249	88.3	PPH	26-May: Limpieza turbina+VRF
jun-09	HI	1911	182	90.5	PPH	
jul-09	HI	1948	173	91.1	PPH	15-Jul: Cambio de bomba mismo tipo (Jet 10-J), por pérdida de producción.
jul-09	Pozo entra a WO # 01, Objetivo: Aislar Hollin. Punzonar Hi. Evaluar, completar.					
ago-09	Sale de WO #1. Bajan bomba Jet 9-K					
ago-09	HI	1250	1241	0.7	PPH	15-Ago: Realizan B'UP en arena Hi.
sep-09	HI	1370	1360	0.7	PPH	
oct-09	HI	1346	1333	1.0	PPH	
nov-09	HI	1778	1772	0.3	PPH	
dic-09	HI	1495	1480	1.0	PPH	
ene-10	HI	1366	1351	1.1	PPH	31-Ene: Cambio de bomba Jet 9-K (con escala), desplazan Jet 10-K
feb-10	HI	1240	1225	1.2	PPH	01-Feb: Cambio de bomba a mismo tipo (Jet 10-K), por pérdida de producción.
mar-10	HI	1006	993	1.3	PPH	
abr-10	HI	1022	1009	1.3	PPH	
may-10	HI	983	970	1.3	PPH	
jun-10	HI	889	760	14.5	PPH	15-Jun: Cambio de bomba a mismo tipo (Jet 10-K), por pérdida de producción. Sale garganta cavitada.

jul-10	HI	832	705	15.3	PPH	20 Jul: Cambio de bomba mismo tipo (Jet 10-K), por pérdida de producción. Prueba de admisión (cae 700 psi/min).
ago-10	HI	737	619	16.0	PPH	
sep-10	HI	701	584	16.7	PPH	
oct-10	HI	723	605	16.3	PPH	
nov-10	HI	626	493	21.2	PPH	23-Nov: Cambio bomba a mismo tipo (Jet 10-K), por pérdida de producción. Sale con escala.
dic-10	HI	571	442	22.6	PPH	
ene-11	HI	705	566	19.7	PPH	
feb-11	HI	532	405	23.9	PPH	
mar-11	HI	472	347	26.5	PPH	25-Mar: Cambio bomba a mismo tipo (Jet 10-K), por pérdida de producción. Sale garganta con gran cantidad de escala. Hacen limpieza a camisa y TCP con HCL.
abr-11	HI	879	668	24.0	PPH	
may-11	HI	872	660	24.3	PPH	
jun-11	HI	876	662	24.4	PPH	
jul-11	HI	871	657	24.6	PPH	
ago-11	HI	797	618	22.4	PPH	
sep-11	HI	733	561	23.5	PPH	
oct-11	HI	627	484	22.80	PPH	
SACHA-164D						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	OBSERVACIONES
ene-08	Hi	2121	1084	48.9	PPH	Salinidad=1300 PPMCL-
feb-08	Hi	1854	915	50.6	PPH	
mar-08	Hi	1828	863	52.8	PPH	
abr-08	Hi	1765	813	53.9	PPH	
may-08	Hi	1771	841	52.5	PPH	
jun-08	Hi	1708	796	53.4	PPH	
jul-08	Hi	1652	757	54.2	PPH	
ago-08	Hi	1828	865	52.7	PPH	
sep-08	Hi	1432	560	60.9	PPH	
oct-08	Hi	1332	496	62.8	PPH	
nov-08	Hi	1365	535	60.8	PPH	9-Nov: Cambio de bomba a mismo tipo (Jet 11-M). Sale garganta cavitada.
nov-08						24-Nov: Cambio de bomba a similar (Jet 11-M). Sale con escala.
dic-08	Hi	1222	447	63.4	PPH	01-Dic: Cambio de bomba a similar (Jet 11-M). Sale con escala.
ene-09	Hi	2050	687	66.5	PPH	06-Ene: Cambio de bomba a similar (Jet 11-M). Sale con escala.
ene-09						15-Ene: Tratamiento antiescala a "Hi". Desplazan Jet 11-M

feb-09	Hi	2164	589	72.8	PPH	
mar-09	Hi	3234	1230	61.8	PPH	
abr-09	Hi	1554	202	87.0	PPH	26-Abr: Limpieza turbina+VRF
may-09	Hi	2908	1026	64.7	PPH	26-May: Limpieza turbina+VRF
jun-09	Hi	3254	1237	62.0	PPH	
jul-09	Hi	3310	1264	61.8	PPH	22-Jul: Limpieza turbina+VRF
ago-09	Hi	3302	1254	62.0	PPH	
sep-09	Hi	1834	367	80.0	PPH	
oct-09	Hi	3813	1593	58.2	PPH	20-Oct: Cambio de bomba a mismo tipo (Jet 11-M), por baja producción.
nov-09	Hi	3763	1542	59.0	PPH	
dic-09	Hi	3322	1277	61.6	PPH	
ene-10	Hi	3541	1338	62.21	PPH	
feb-10	Hi	3415	1345	60.61	PPH	
mar-10	Hi	3468	1372	60.44	PPH	
abr-10	Hi	3326	1287	61.30	PPH	
may-10	Hi	3073	1139	62.94	PPH	
jun-10	Hi	3224	1238	61.60	PPH	
jul-10	Hi	3111	1167	62.49	PPH	
ago-10	Hi	3988	1693	57.55	PPH	10-Ago: Cambio de bomba a mismo tipo (Jet 11-M), por pérdida de producción.
sep-10	Hi	4089	1762	56.91	PPH	
oct-10	Hi	3452	1368	60.37	PPH	
nov-10	Hi	3137	1176	62.51	PPH	25-nov: Cambio de bomba por similar (Jet 11-M), por pérdida de producción.
dic-10	Hi	3301	1289	60.95	PPH	
ene-11	Hi	3334	1296	61.13	PPH	20-Ene: Cambio de bomba por similar (Jet 11-M), por pérdida de producción.
feb-11	Hi	3346	1309	60.88	PPH	
mar-11	Hi	3359	1339	60.14	PPH	
abr-11	Hi	3287	914	72.19	PPH	
may-11	Hi	3176	836	73.68	PPH	
jun-11	Hi	3010	750	75.08	PPH	
jul-11	Hi	3324	873	73.74	PPH	
ago-11	Hi	3247	870	73.20	PPH	
sep-11	Hi	3178	878	72.3	PPH	
oct-11	Hi	3156	871	72.4	PPH	
SACHA-218D						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	OBSERVACIONES
13-ene-11	Hi	996	718	28.0	FN	
15-feb-11	Hi	1098	615	44.0	FN	
12-mar-11	Hi	984	551	44.0	FN	
06-abr-11	Hi	1050	420	60.0	FN	
11-may-11	Hi	858	343	60.0	FN	May-11: BSW=70%, Sal: 1200
13-jun-11	Hi	1216	365	70.0	FN	
25-jul-11	Hi	1064	319	70.0	FN	Jul-11: Produce al tanque de la locación
07-ago-11	Hi	1056	319	70.0	FN	

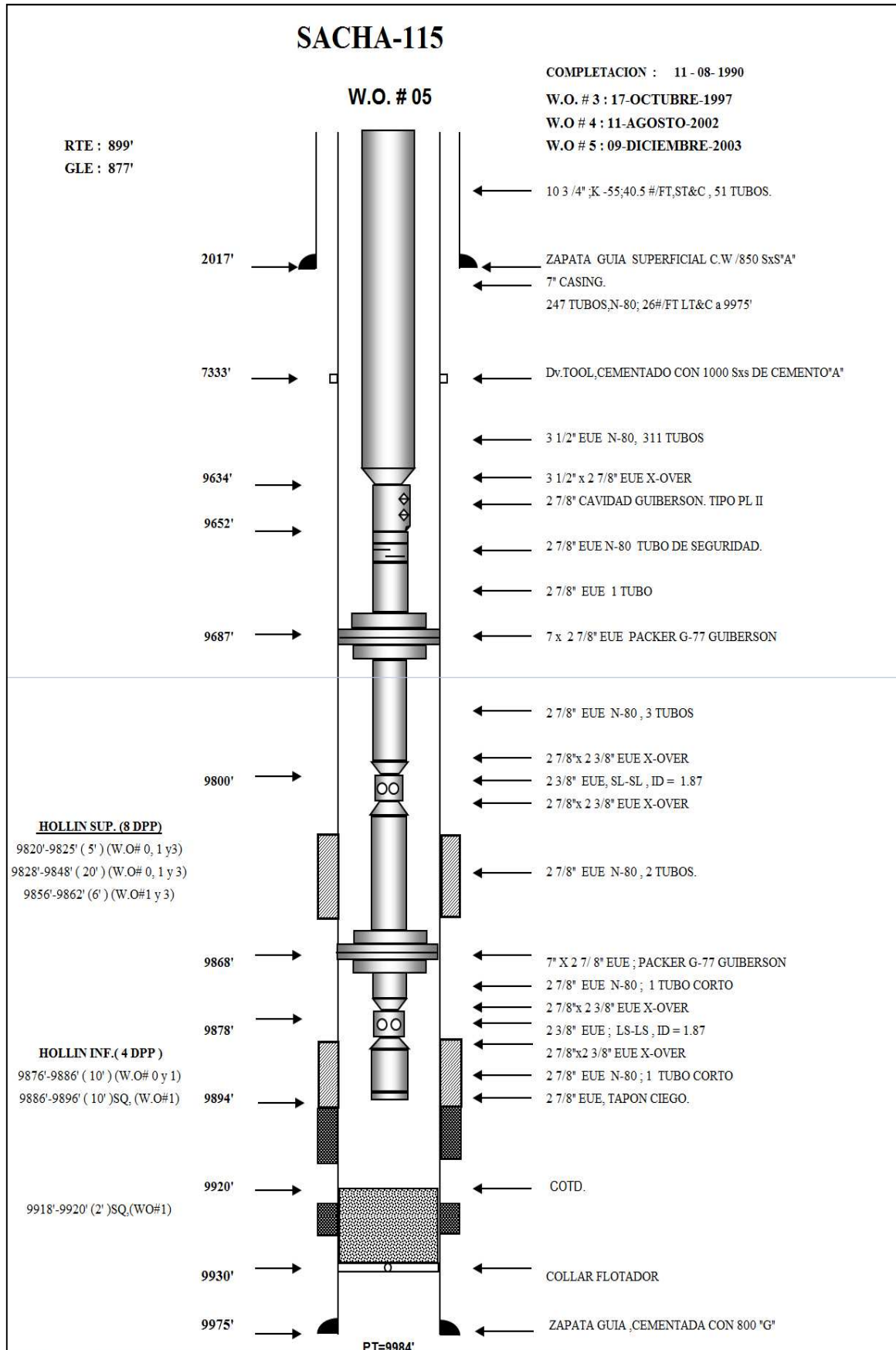
15-sep-11	Hi	1024	287	72.0	FN	Sep-11: BSW=72%
07-oct-11	Hi	976	273	72.0	FN	
SACHA-231D						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	OBSERVACIONES
30-jul-11	Hi	1064	1051	1.2	FN	
19-ago-11	Hi	1040	1028	1.2	FN	Ago-11: BSW=0,4% (corrosión)
24-sep-11	Hi	1064	894	16.0	FN	Sep-11: BSW=16% (corrosión)
28-oct-11	Hi	984	827	16.0	FN	
SAC-234D						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	OBSERVACIONES
26-oct-11	Hs	450	270	48	FN	Oct-11: BSW=48%, Sal=1100. (Monitoreando)
28-oct-11	Hs	408	212	48	FN	
29-oct-11	Hs	446	232	48	FN	
SAC-251D						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	OBSERVACIONES
05-oct-11	Hi	633	631	2.0	FN	
12-oct-11	Hi	854	851	0.3	FN	
23-oct-11	Hi	854	851	0.3	FN	
30-oct-11	Hi	750	748	0.3	FN	
SAC-259D						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	OBSERVACIONES
18-ago-11	Hi	1038	934	10	FN	
26-ago-11	Hi	952	857	10	FN	
21-sep-11	Hi	768	721	12	FN	
29-sep-11	Hi	704	507	28	FN	Bsw aumenta a 28%
14-oct-11	Hi	648	635	28	FN	
31-oct-11	Hi	552	397	28	FN	
SACHA-321D						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	OBSERVACIONES
ene-11	HS	600	528	12.0	PPH	30-Ene: Cambian de sistema a PPH, para determinar potencias de Hs. Bajan bomba Jet 11-K.
feb-11	HS	696	694	0.3	PPH	
mar-11	HS	672	669	0.5	PPH	
abr-11	HS	720	716	0.60	PPH	
may-11	HS	792	787	0.60	PPH	
jun-11	HS	720	716	0.60	PPH	
jul-11	HS	696	689	1.00	PPH	
ago-11	Hs	696	689	1.0	PPH	
sep-11	Hs	696	689	1.0	PPH	
oct-11	Hs	616	612	0.65	PPH	

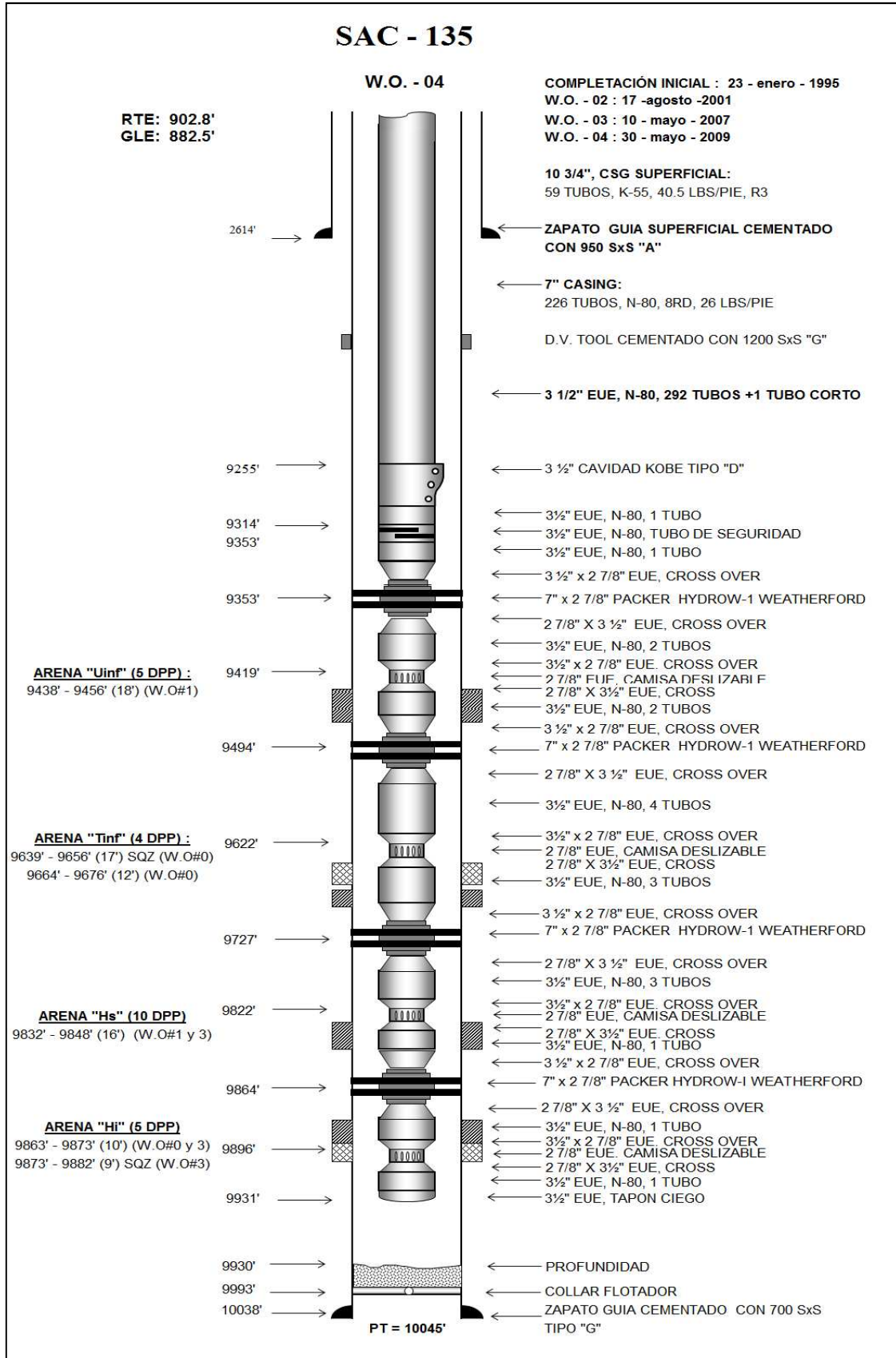
FUENTE: Ingeniería de Campo, Área Sacha, Octubre 2011.

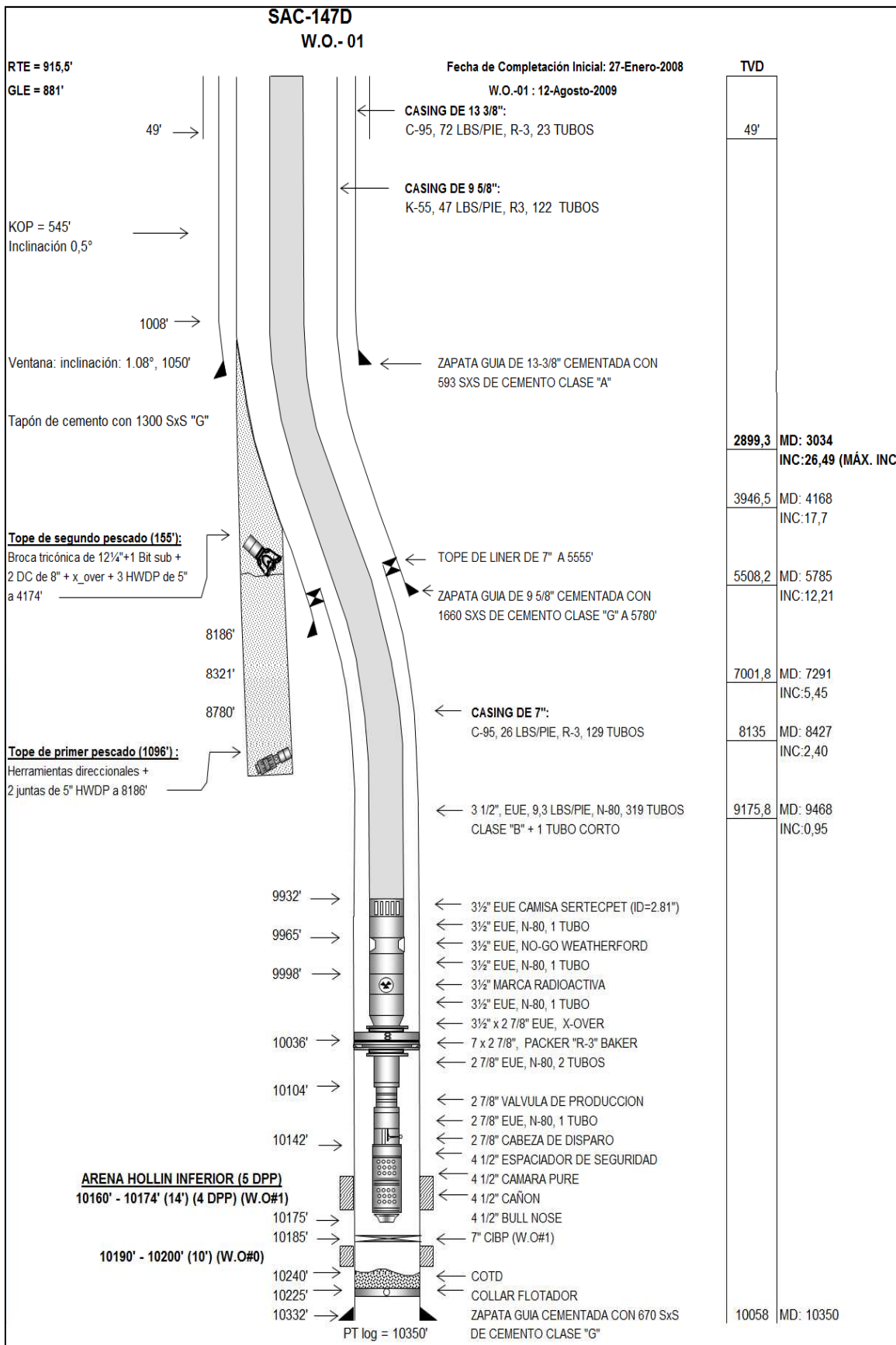
ELABORADO POR: Luis Eduardo Vaca Guevara.

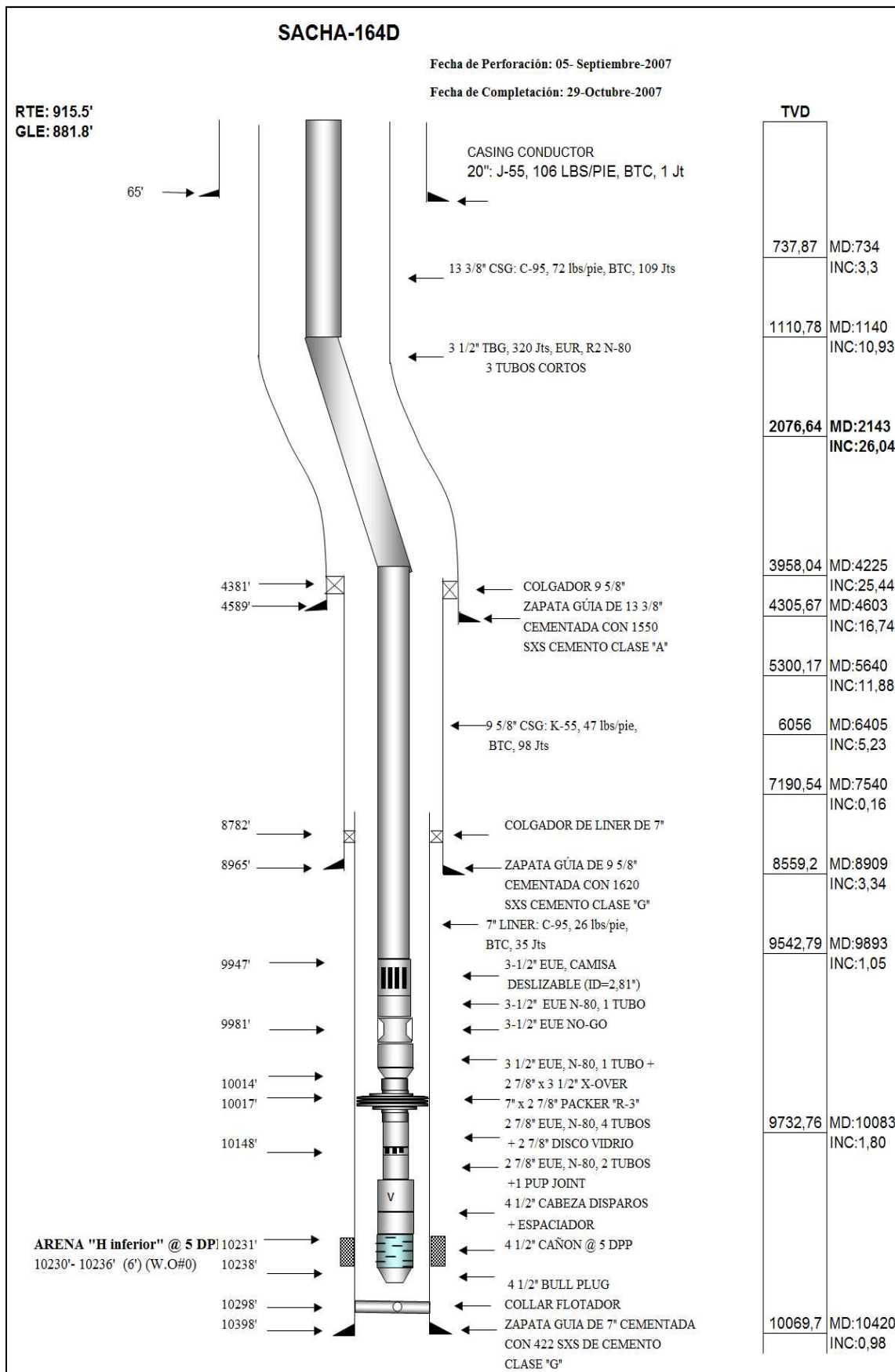
ANEXO N° 6

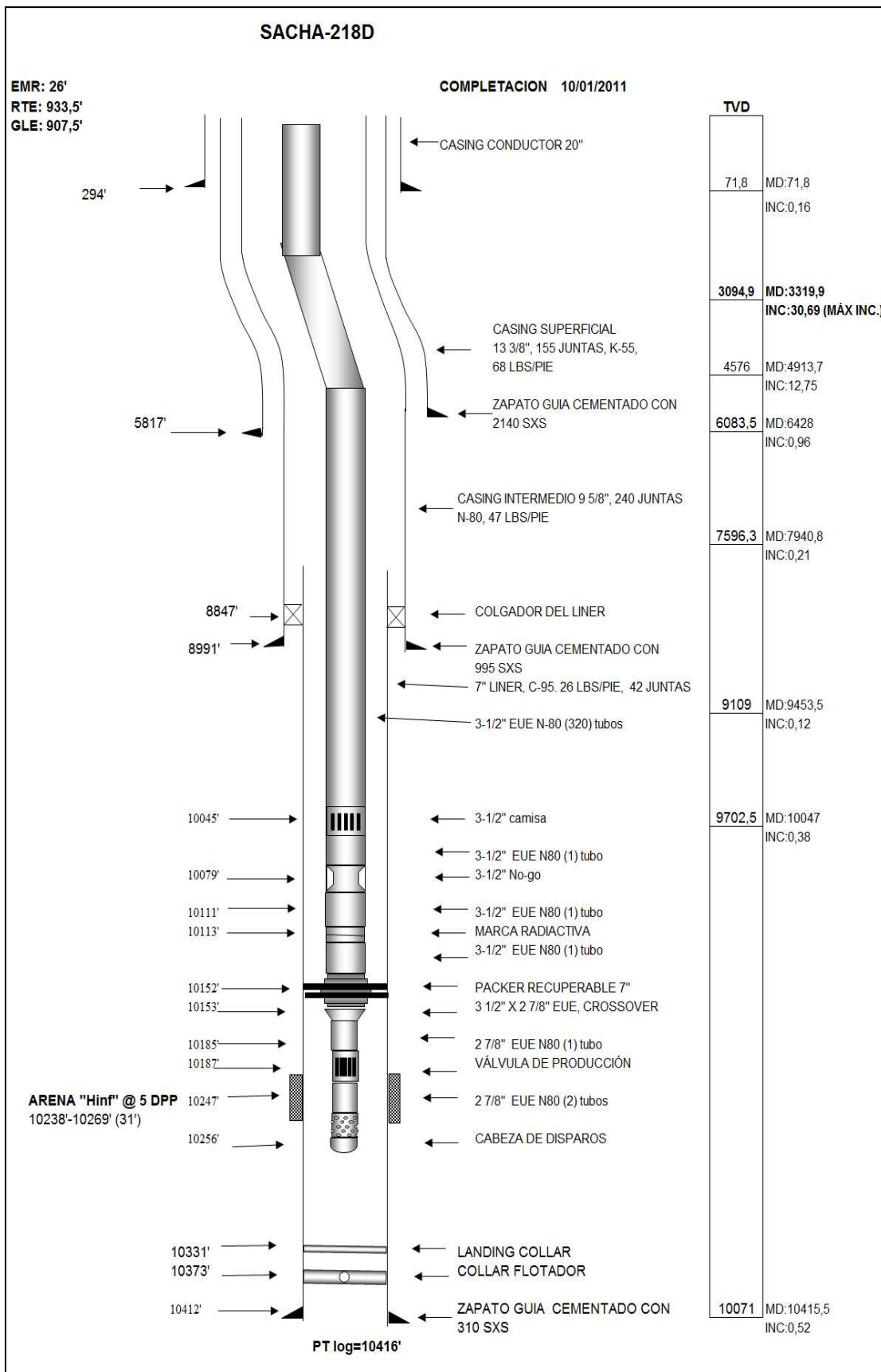
DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN ACTUALES

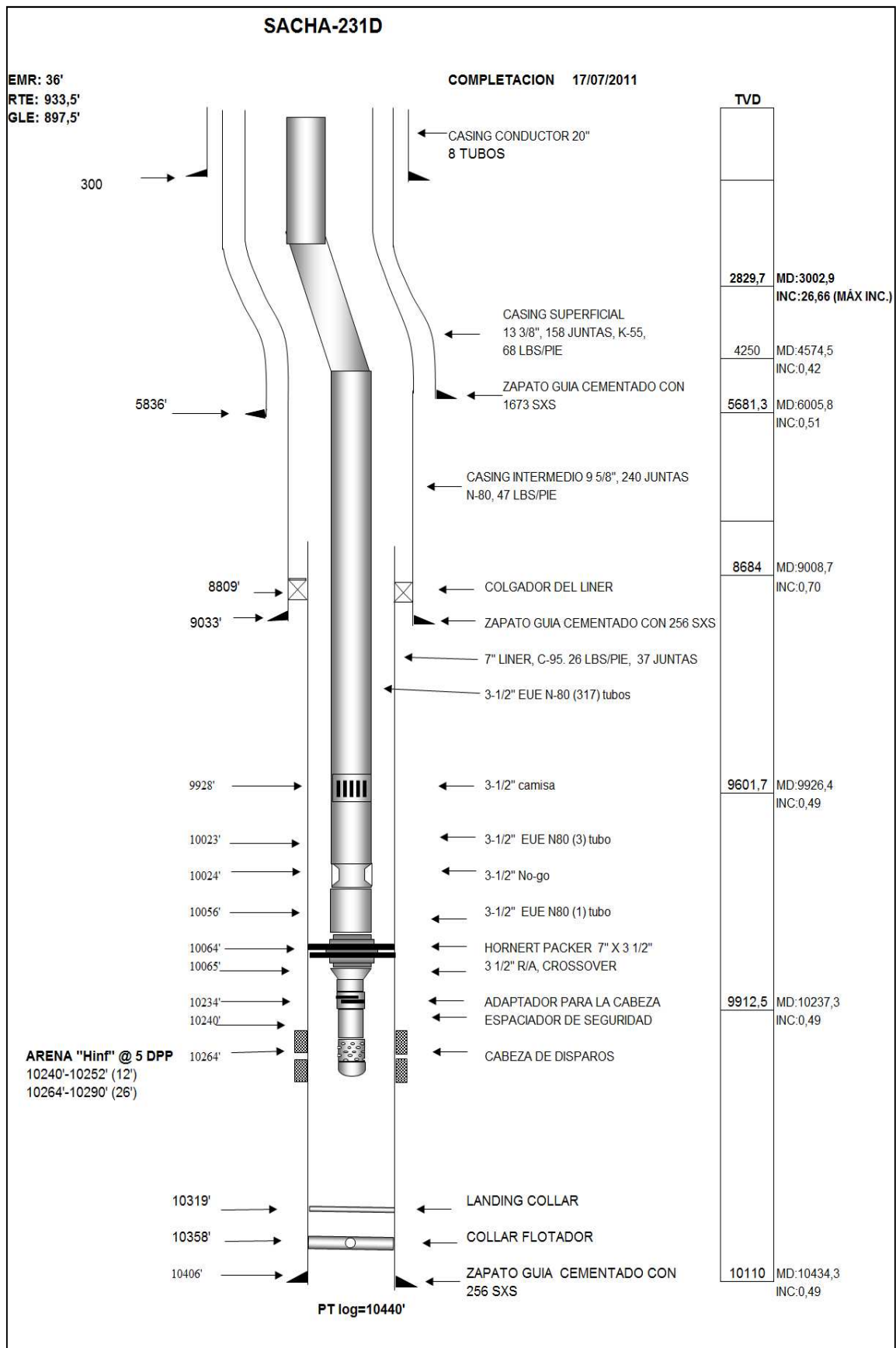


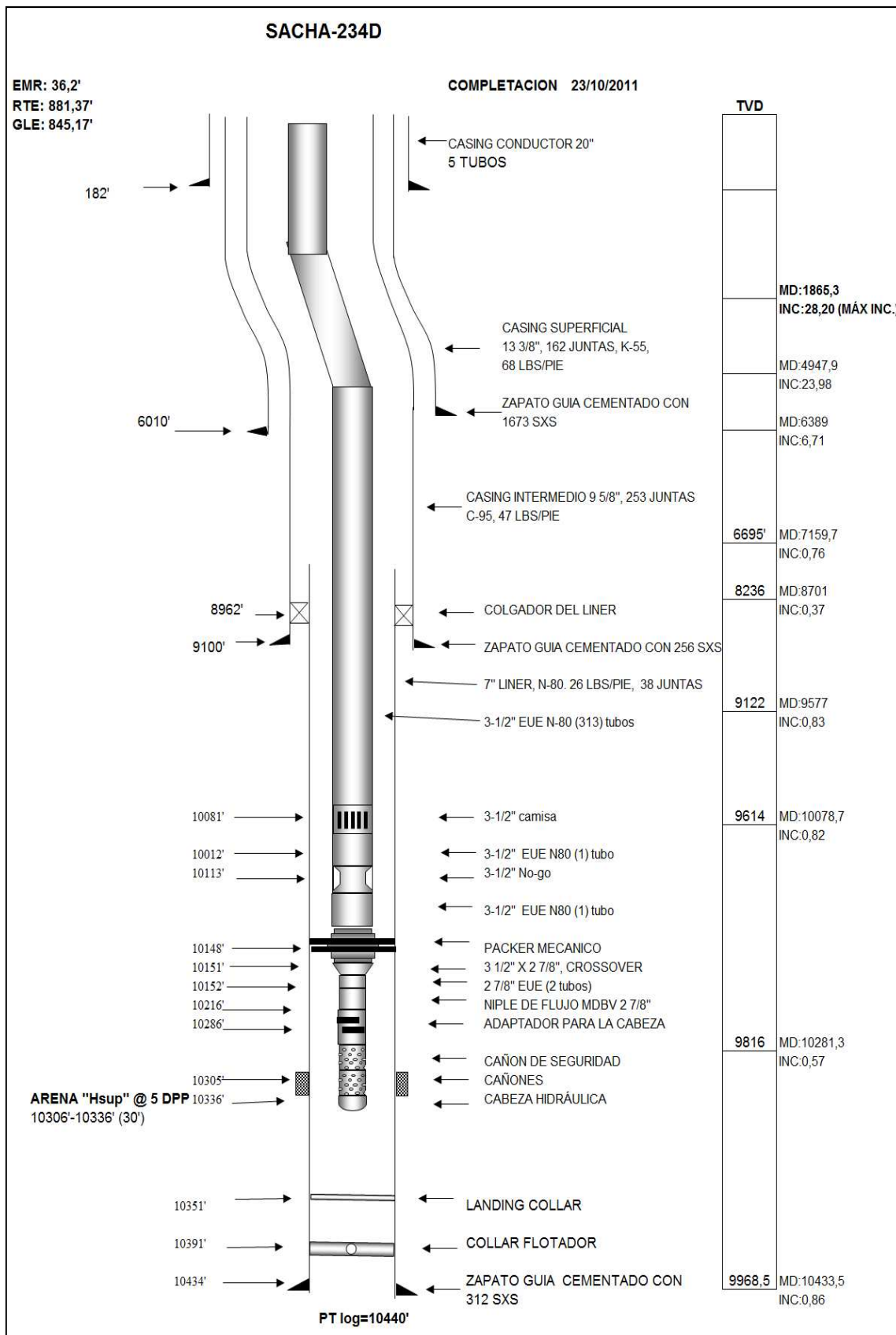


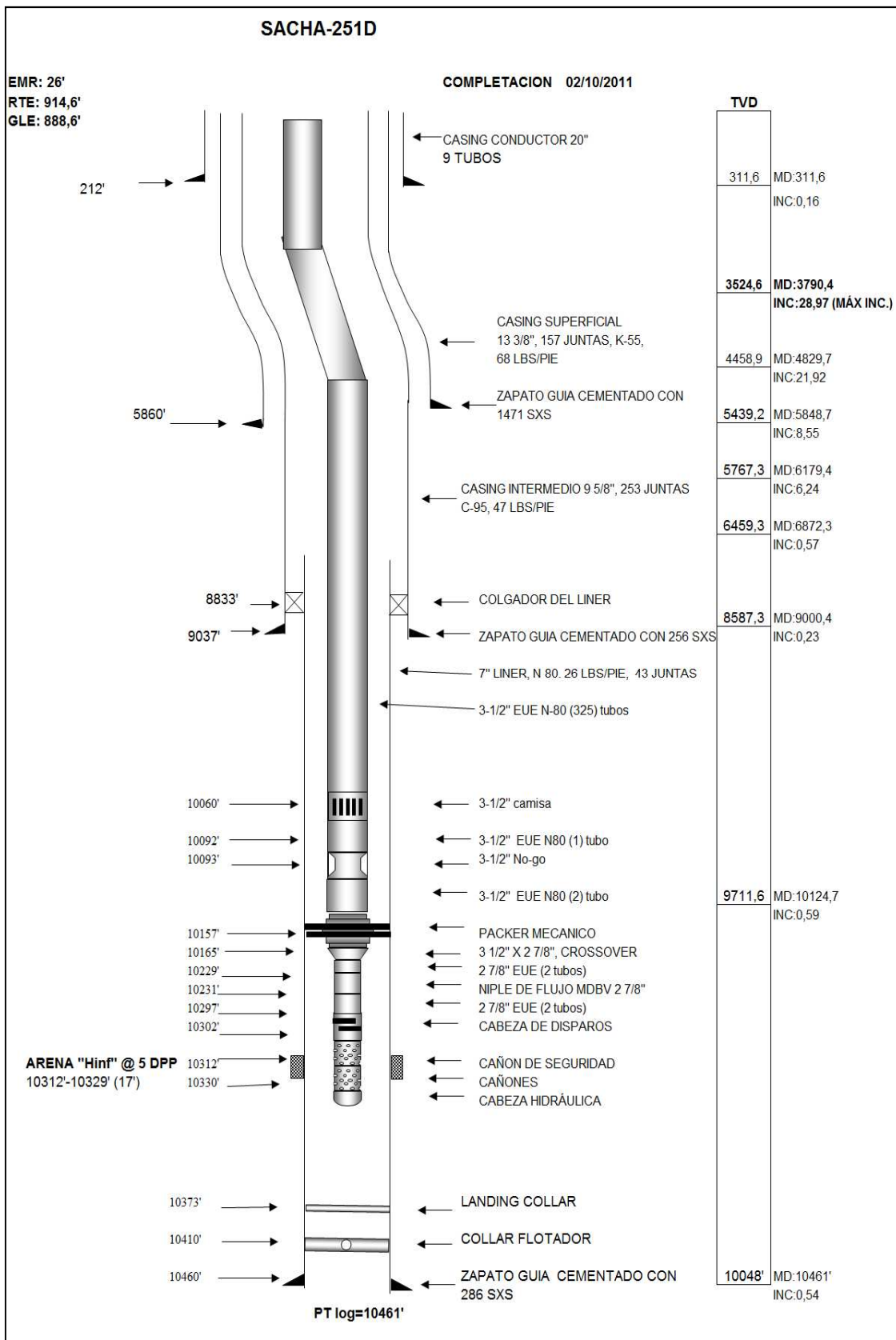


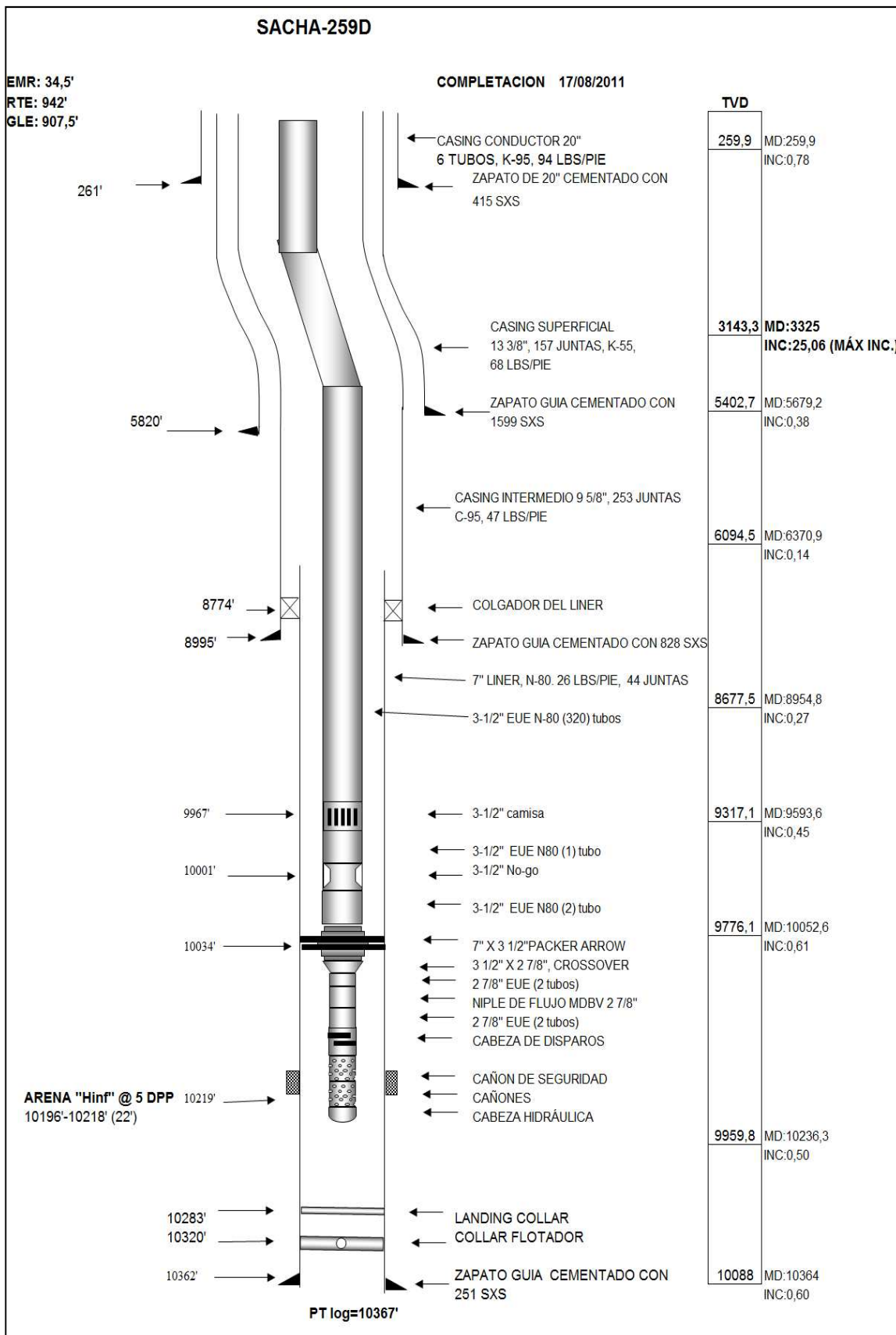












SACHA-321D

DIAGRAMA DE COMPLETACION

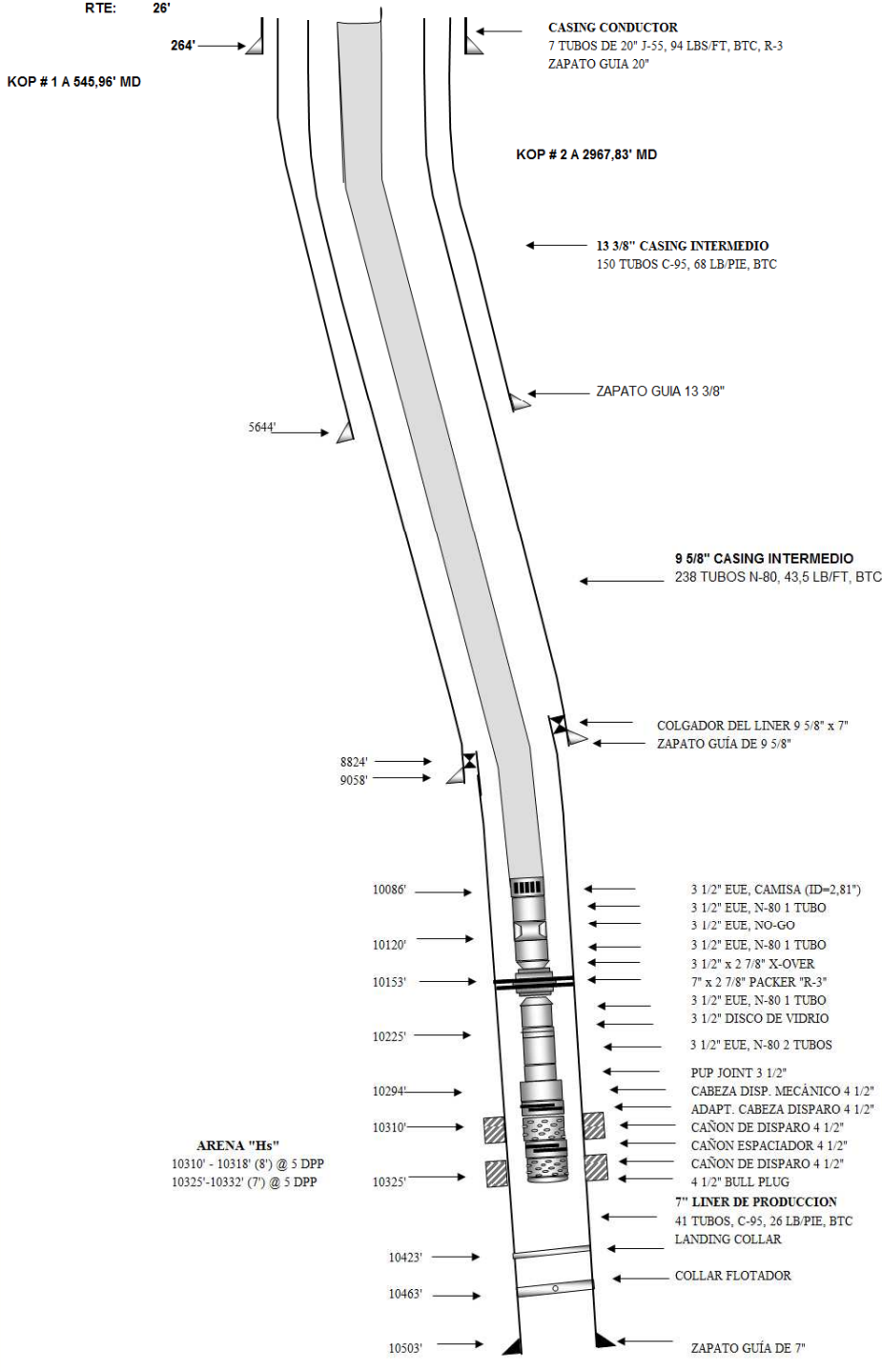
RTE: 915'
GLE: 889'
RTE: 26'

FECHA DE PERFORACION: dic-10
FECHA DE COMPLETACION: 17-ene-11

KOP # 1 A 545,96' MD

KOP # 2 A 2967,83' MD

TVD	
290,8	MD:290,8 INC: 0,19
3393,8	MD:3414,3 INC: 15,61
5496,2	MD:5644 INC: 20,14
7476	MD:7749,8 INC: 22,62 (MÁX. INC)
8665,9	MD:9020,3 INC: 17,17
9301,8	MD:9678,2 INC: 11,10
9703,7	MD:10086,4 INC: 8,83
9911,2	MD:10296 INC: 7,03
10124	MD:10510 INC: 6,64



PT (DRILL) : 10510' (MD)

ANEXO N°7

**DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE**

SACHA – 115

ARENA: “Hi”

1. Obtener y analizar los datos disponibles

DATOS DEL POZO	
Tubería de Revestimiento (Casing)	D.E. = 7" , D.I. = 6,276" , 26 lbs/pie
Tubería de Producción (Tubing)	D.E. = 3,5" , D.I. = 2,992"
Intervalos perforados	Arena "Hi": 9876'-9886'
Profundidad media de los perforados	9881'
DATOS DE PRODUCCIÓN	
Presión del reservorio (Pr)	4372 (psi)
Presión de fondo fluente (Pwf)	3038 (psi)
Presión de cabeza (Pc)	55 (psi)
Caudal del fluido (Qf)	987 (BFPD)
Corte de Agua (BSW)	56.84 (%)
Relación Gas - Petróleo (GOR)	24 (PCS/BF)
Temperatura de Superficie (Ts)	110 (°F)
Temperatura de fondo (Tf)	225 (°F)
DATOS DE LA IPR	
Presión de fondo fluente (Pwf) a Q deseado	2346 (psi)
Caudal de producción deseado (Qf deseado)	1500 (BFPD)
Caudal de petróleo (Qo)	647 (BPPD)
Caudal de Agua (Qw)	853 (BAPD)
Índice de Productividad (IP)	0.74 (BFPD/psi)
CONDICIONES DEL FLUIDO DEL POZO	
Gravedad Específica del Agua (γ_w)	1.03
Gravedad Específica del Petróleo (γ_o)	0.896
Gravedad Específica del Gas (γ_g)	1.5767
Presión de burbuja (Pb)	78 (psi)
Factor Volumétrico del Agua (Bw)	1.072 (BLS/BF)
Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)	1.1 (BLS/BF)
Factor Volumétrico del Gas (Bg)	0,676 (BLS/MPCS)
FUENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
Voltaje Primario Disponible	13800 (V)
Capacidad de la Fuente de Energía	Sistema Estable
Frecuencia	60 (Hz)

Todos los datos provienen de los datos de los diagramas de completación, pruebas de B'Up más recientes y de tablas de datos proporcionadas por el Departamento de Ingeniería de Campo del Área Sacha.

2. Determinación del Índice de Productividad

La curva IPR se encuentra realizada con el Software FEKETE en el Anexo 2.

3. Cálculo de la Presión de Fondo Fluyente al caudal deseado

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

$$P_{wf @ \text{caudal deseado}} = 2346 \text{ psi}$$

4. Cálculo de la Gravedad Específica de la mezcla (γ_{mezcla})

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

$$\gamma_{mezcla} = 0.896 \times (1 - 0.5684) + 1.03 \times 0.5684 = 0.972$$

5. Determinación de la Profundidad de Asentamiento de la Bomba (PAB)

La profundidad de asentamiento de la bomba se considera aproximadamente unos 800 pies sobre el ON-OFF.

$$PAB = 8881 \text{ pies}$$

6. Cálculo de la Presión de Entrada a la Bomba (PEB)

$$PIP = P_{wf @ \text{caudal deseado}} - [(Pmp - PAB) \times \gamma_{mezcla} \times 0.433]$$

$$PIP = 2346 - [(9881 - 8881) \times 0.972 \times 0.433] = 1924.65 \text{ (psi)}$$

7. Cálculo de la Temperatura de la Entrada a la Bomba

$$T_{entrada} = T_s + \frac{T_f - T_s}{\text{Prof. promedia de las perforaciones}} \times PAB$$

$$T_{entrada} = 110 + \frac{225 - 110}{9881} \times 8881 = 213.36 \text{ (}^\circ\text{F)}$$

8. Cálculo del Volumen de Fluido en la Entrada de la Bomba

a) Cálculo de las características de los fluidos

- *Relación Gas – Petróleo en Solución (Correlación de Standing)*

$$R_s = \gamma_g \times \left[\left(\frac{P_b}{18.2} + 1.4 \right) \times 10^{(0.0125 \times API - 0.00091 \times T)} \right]^{1.2048}$$

$$R_s = 1.5767 \times \left[\left(\frac{78}{18.2} + 1.4 \right) \times 10^{(0.0125 \times 26.4 - 0.00091 \times 225)} \right]^{1.2048} = 18.11 \frac{PCS}{BF}$$

- *Factor Volumétrico del Petróleo (Correlación de Standing)*

De los datos de B'UP se tiene

$$B_o = 1.1 \left(\frac{Bls}{BF} \right)$$

- *Factor Volumétrico del Gas (Correlación de Standing)*

$$B_g = 5.03 \times \frac{z \times T}{P}$$

$$B_g = 5.03 \times \frac{0.85 \times (225 + 460)}{1924.65} = 1.522 \left(\frac{Bls}{MPCS} \right)$$

b) Cálculo del Volumen Total de los Fluidos

$$Gas_{Total} = \frac{GOR \times Q_o \text{ deseado}}{1000}$$

$$Gas_{Total} = \frac{24 \times 647}{1000} = \mathbf{15.54 (MPC)}$$

$$Gas_{Solución} = \frac{R_s \times Q_o \text{ deseado}}{1000}$$

$$Gas_{Solución} = \frac{18.11 \times 647}{1000} = \mathbf{11.73 (MPC)}$$

$$Gas_{Libre} = Gas_{Total} - Gas_{Solución}$$

$$Gas_{Libre} = 15.54 - 11.73 = \mathbf{3.81 (MPC)}$$

$$V_o = Q_o \text{ deseado} \times B_o$$

$$V_o = 647 \times 1.1 = \mathbf{712.14 (BPPD)}$$

$$V_g = Gas_{Libre} \times B_g$$

$$V_g = 3.81 \times 1.522 = \mathbf{5.80 (BGPD)}$$

$$V_w = Q_w \times B_w$$

$$V_w = 853 \times 1.072 = \mathbf{914.0 (BAPD)}$$

$$V_{Total} = V_o + V_g + V_w$$

$$V_{Total} = 712.14 + 5.80 + 914.0 = \mathbf{1631.93 (BFPD)}$$

$$\% \text{ Gas Libre} = \frac{V_{Gas}}{V_{Total}} \times 100$$

$$\% \text{ Gas Libre} = \frac{5.80}{1631.93} \times 100 = \mathbf{0.355 \%}$$

Para este pozo, se tiene un porcentaje de gas libre menor al 10%, tendrá poco efecto sobre 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)

$$LN = PAB - \frac{PIP}{0.433 \times \gamma_{mezcla}}$$

$$LN = 8881 - \frac{1924.65}{0.433 \times 0.972} = \mathbf{4309.08 \text{ (pies)}}$$

b) Cálculo de la Pérdida de Carga por Fricción (Ft)

$$\frac{\text{pérdidas}}{\text{pie}} = \frac{2.083 \times \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} \times \left(\frac{Q_f \text{ deseado}}{34.29}\right)^{1.85}}{ID^{4.8655}}$$

$$\frac{\text{pérdidas}}{\text{pie}} = \frac{2.083 \times \left(\frac{100}{120}\right)^{1.85} \times \left(\frac{1500}{34.29}\right)^{1.85}}{2.992^{4.8655}} = \frac{7.80 \text{ (psi)}}{1000 \text{ (pie)}}$$

$$Ft = \frac{\text{pérdidas}}{\text{pie}} \times PAB$$

$$Ft = \frac{7.80}{1000} \times 8881 = \mathbf{69.28 \text{ (pies)}}$$

c) Cálculo de la Presión de Cabeza en pies (Pc)

$$P_c = \frac{P_c}{0.433 \times \gamma_{mezcla}}$$

$$P_c = \frac{55}{0.433 \times 0.972} = \mathbf{130.65 \text{ (pies)}}$$

Con los cálculos obtenidos anteriormente, se procede a calcular la TDH:

$$TDH = LN + Ft + P_c$$

$$TDH = 4309.081 + 69.28 + 130.65 = \mathbf{4509.01 \text{ (pies)}}$$

Para proceder con el diseño del equipo, al valor de TDH calculado se multiplica por un factor del 20%, con el fin de tener un mayor rango de operación de la bomba.

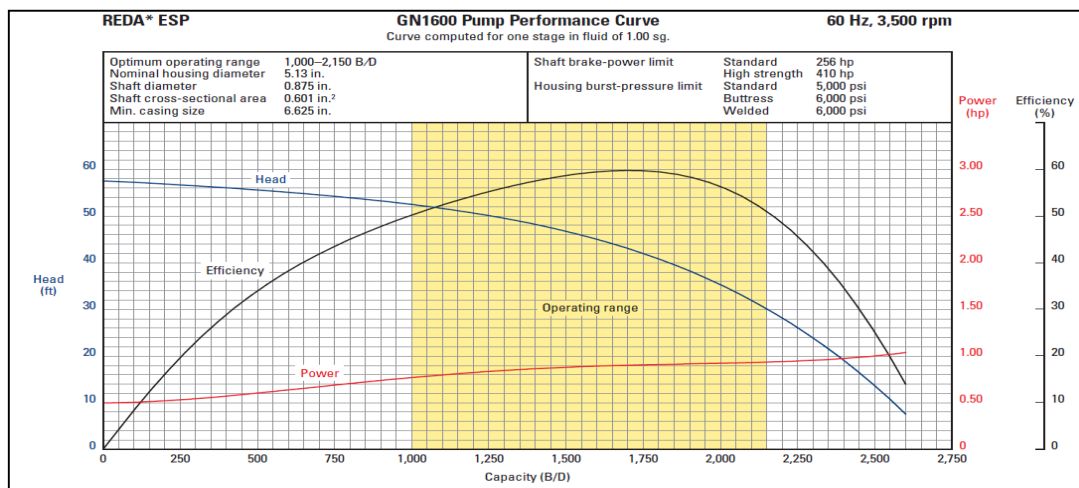
$$TDH_{diseño} = TDH \times 1.20$$

$$TDH_{diseño} = 4509.01 \times 1.20 = \mathbf{5410.81 \text{ (pies)}}$$

10. Selección de la bomba al caudal de fluido deseado

Con los datos calculados, se procede a seleccionar el tipo de bomba con los catálogos de la empresa SCHLUMBERGER, y se tiene que para un caudal en la entrada a la bomba de 1632 (BFPD), se seleccionó la bomba GN-1600.

Figura 1.- CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA SELECCIONADA



En la tabla 1, se indica los parámetros obtenidos de la curva de rendimiento de la bomba seleccionada:

Tabla 1.- PARÁMETROS DE LA BOMBA SELECCIONADA

Bomba	Serie	Caudal Mínimo (BFPD)	Caudal Óptimo (BFPD)	Caudal Máximo (BFPD)	HP/etapa (P)	Pies/etapa (H)	EF (%)
GN-1600	540	1000	1700	2150	0.90	44.8	59.6

FUENTE: REDA, “Catálogo de Bombeo Electrosumergible”, año 2005.

Se procede a calcular el número de etapas necesarias:

$$N^{\circ} \text{ total de etapas} = \frac{TDH_{\text{diseño}}}{\left(\frac{\text{pies}}{\text{etapa}}\right)}$$

$$N^{\circ} \text{ total de etapas} = \frac{5410.81 \text{ pies}}{\left(44.8 \frac{\text{pies}}{\text{etapa}}\right)} = 121 \text{ etapas}$$

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-1600	540	40	6.30	281	59
GN-1600	540	50	7.70	349	75
					134

FUENTE: REDA, “Catálogo de Bombeo Electrosumergible”, año 2005.

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

12. Cálculo del BHP requerido para el motor

Para calcular los BHP requeridos, se utiliza la siguiente fórmula:

$$BHP = \text{Número de etapas} \times \left(\frac{HP}{\text{etapa}} \right) \times \gamma_{mezcla}$$

$$BHP = 121 \times 0.9 \times 0.972 = \mathbf{105.88 (HP)}$$

13. Selección del tipo de motor

Para escoger el tipo de motor, se debe considerar que un motor trabaja con un 85% de eficiencia, por lo tanto, la potencia mínima del motor necesaria para cubrir los requerimientos de la bomba es:

$$BHP_{\text{mín. requerido}} = 1.15 \times BHP$$

$$BHP_{\text{mín. requerido}} = 1.15 \times 105.88 = \mathbf{121.76 (HP)}$$

El motor seleccionado de acuerdo a los catálogos de la empresa SCHLUMBERGER tiene las siguientes características:

Tabla 3.- ESPECIFICACIONES DEL MOTOR SELECCIONADO

Serie	D.E (pulg)	Potencia (HP)	Voltaje (V)	Amperaje (A)	Tipo	Longitud (pies)	Peso (lbs)
562	5.62	135	1760	46.0	S	13.3	963

FUENTE: REDA, "Catálogo de Bombeo Electrosumergible", año 2005.

Entonces, el motor seleccionado es de serie 562, con una potencia de 135 HP, voltaje de 1760 V y 46 A, tipo simple (S).

Se escoge motores que trabajen con mayores voltajes (bajos amperajes), porque ayuda a reducir las pérdidas de voltaje en el cable de potencia.

14. Cálculo de la Velocidad del Fluido

$$V_{fluido} = 0.0119 \times \left(\frac{Q_{fluido}}{DI_{casing}^2 - DE_{motor}^2} \right)$$

$$V_{fluido} = 0.0119 \times \left(\frac{1500}{6.276^2 - 5.62^2} \right) = 2.29 \left(\frac{pie}{seg} \right)$$

Debido a que la velocidad del fluido calculada es mayor 1 pie/seg, no se requiere colocar una camisa de enfriamiento.

15. Selección del protector o sección sellante del motor

Cuando la potencia de un motor es mayor a 120 (hp), se recomienda instalar dos protectores en tándem, esto se debe a que motores de grandes potencias tienen grandes cantidades de aceite.

Se selecciona dos protectores en tándem serie 540-HL, con configuración: LSBPB-BPBSL. (Longitud: 17.8 pies).

16. Selección del Separador de Gas

Según lo calculado en el paso 8, el % de Gas Libre en la entrada de la bomba es:

$$\% \text{ Gas Libre} = 0.355 \%$$

Por otro lado, se tiene un valor bajo de GOR = 24 PCS/BF, se considera que no es necesario instalar un separador de gas.

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

Para la selección del tipo de cable, se debe considerar que las pérdidas de voltaje debe ser menores a 30 voltios cada 1000 pies.

El cable # 2 es el más utilizado en el Área Sacha, con una capacidad máxima de corriente de 95 A y una temperatura máxima de operación de 350 ƒ.

$$\text{Longitud Cable} = PAB + 200 \text{ pies (conexiones en superficie)}$$

$$\text{Longitud Cable} = 8881 + 200 = \mathbf{9081 \text{ pies}}$$

$$\text{Pérdida de Voltaje} = \left(\frac{\text{Caída de Voltaje}}{1000 \text{ (pies)}} \right) \times \text{fact. corr. Temp.} \times \text{Longitud del Cable}$$

$$\text{Pérdida de Voltaje} = \left(\frac{13 \text{ (voltios)}}{1000 \text{ (pies)}} \right) \times 1.32 \times 9081 = \mathbf{155.83 \text{ (voltios)}}$$

18. Selección del Transformador

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

$$\text{Voltaje}_{\text{superficie}} = 1760 + 155.83 = \mathbf{1915.83 \text{ (voltios)}}$$

$$\text{KVA} = \frac{\text{Voltaje}_{\text{superficie}} \times \text{Amperaje}_{\text{motor}} \times \sqrt{3}}{1000}$$

$$\text{KVA} = \frac{1915.83 \times 46 \times \sqrt{3}}{1000} = \mathbf{153 \text{ (KVA)}}$$

ANEXO N°8

**NUEVOS DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE LOS
POZOS DISEÑADOS CON BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE**

SACHA-115

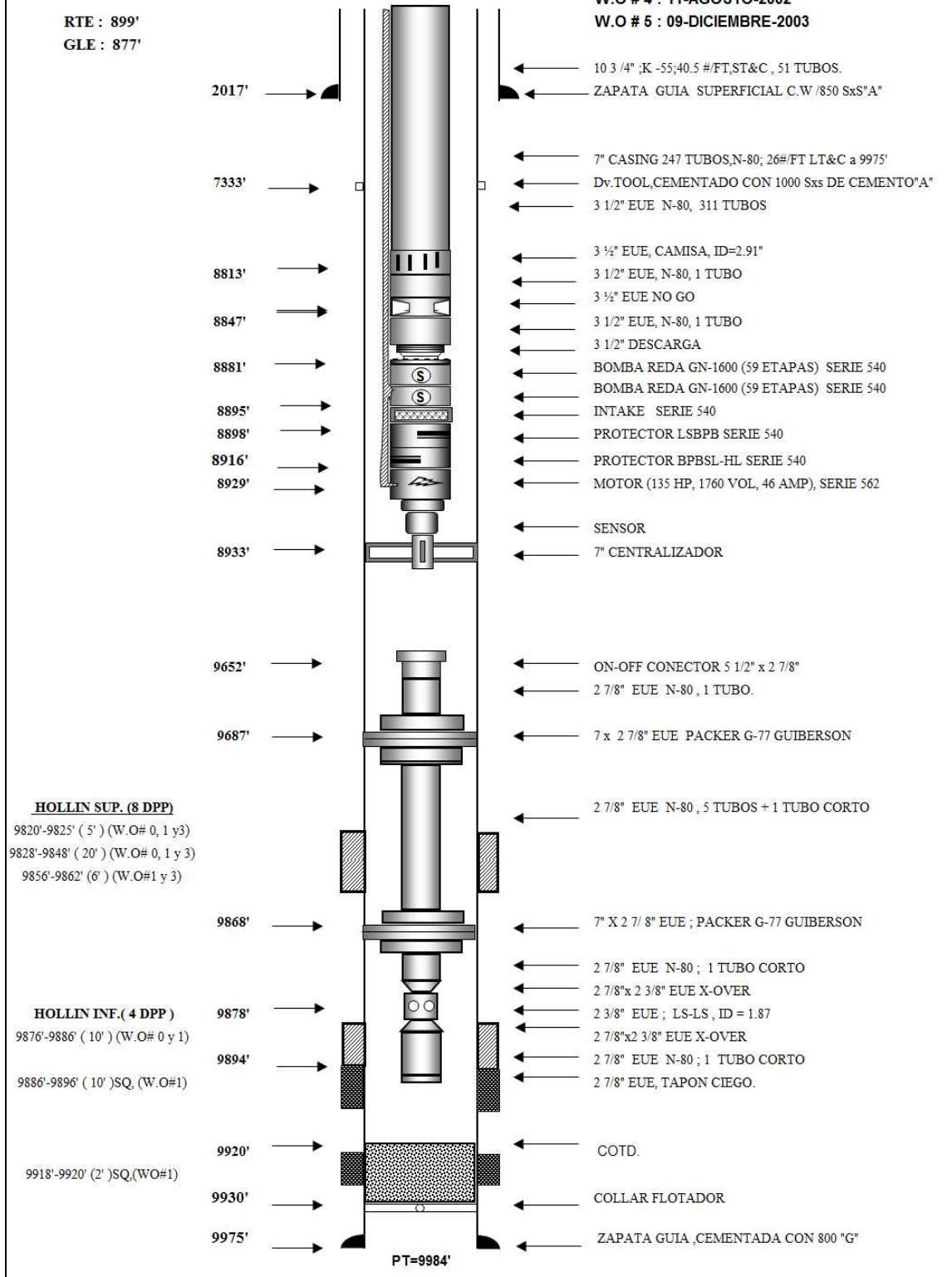
RTE : 899'
GLE : 877'

COMPLETACION : 11 - 08 - 1990

W.O. # 3 : 17-OCTUBRE-1997

W.O # 4 : 11-AGOSTO-2002

W.O # 5 : 09-DICIEMBRE-2003



SACHA-135

W.O # 4

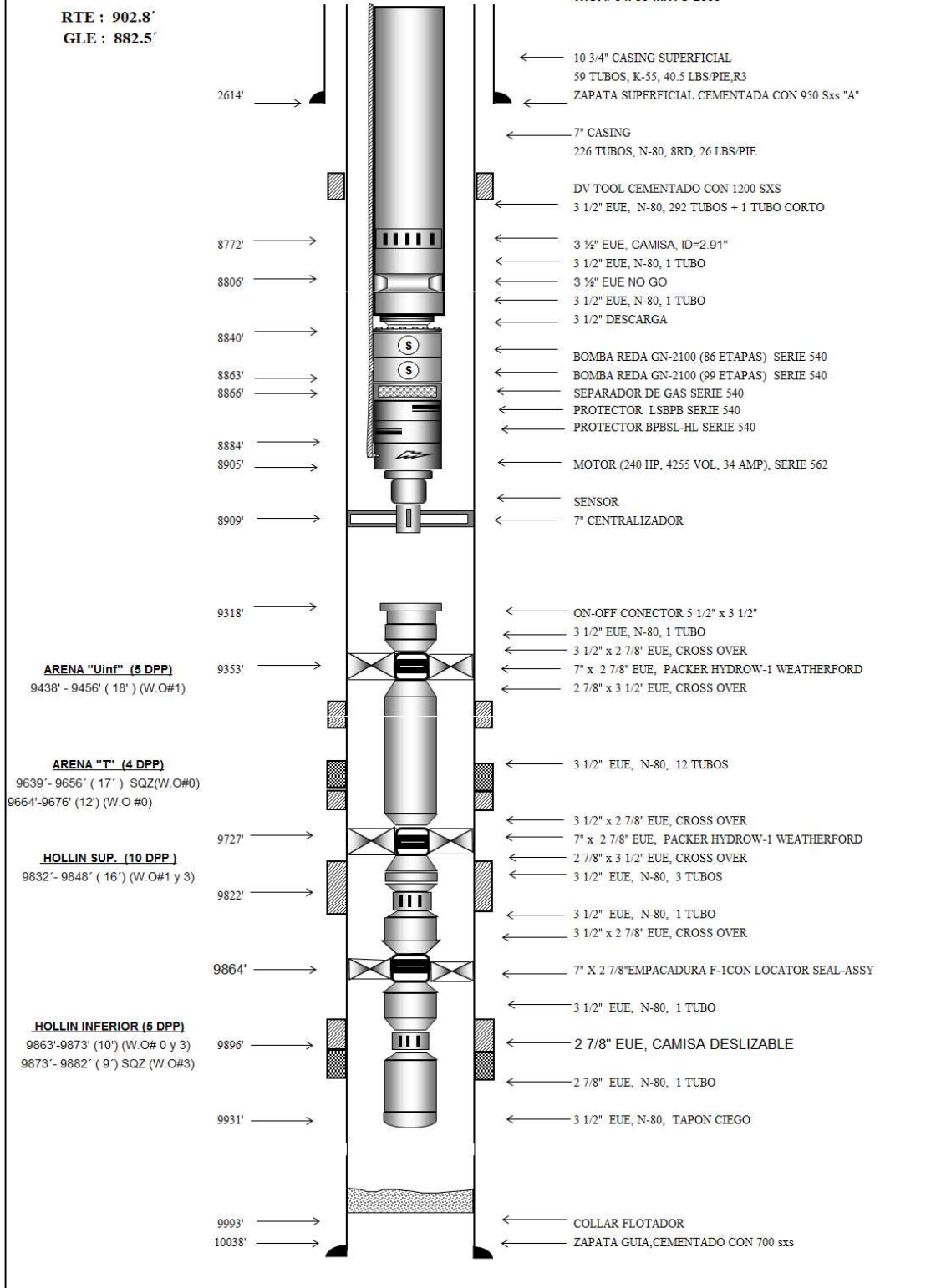
COMPLETACION : 09 - JULIO - 1976

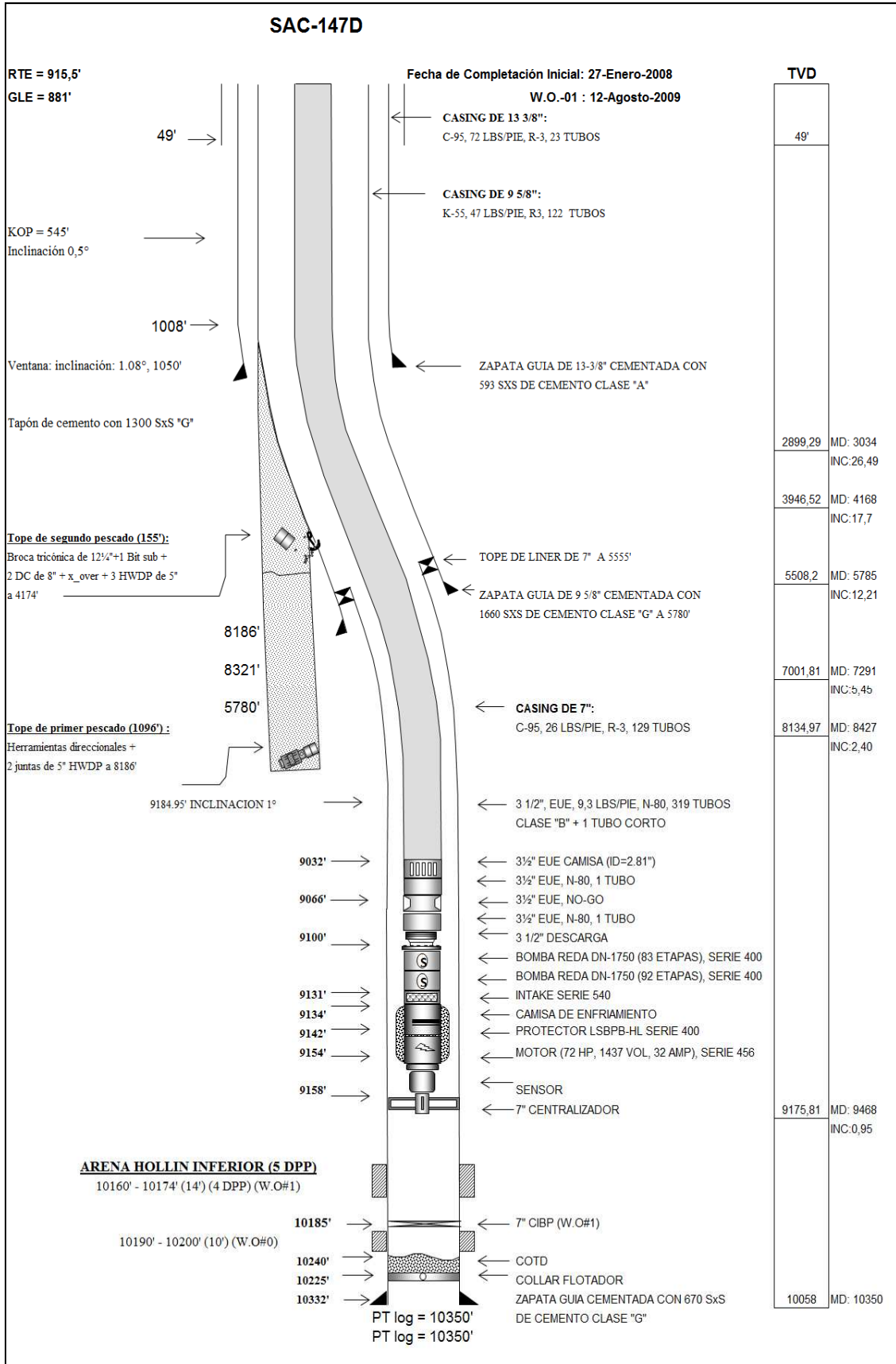
W.O. # 02: 17-AGOSTO-2001

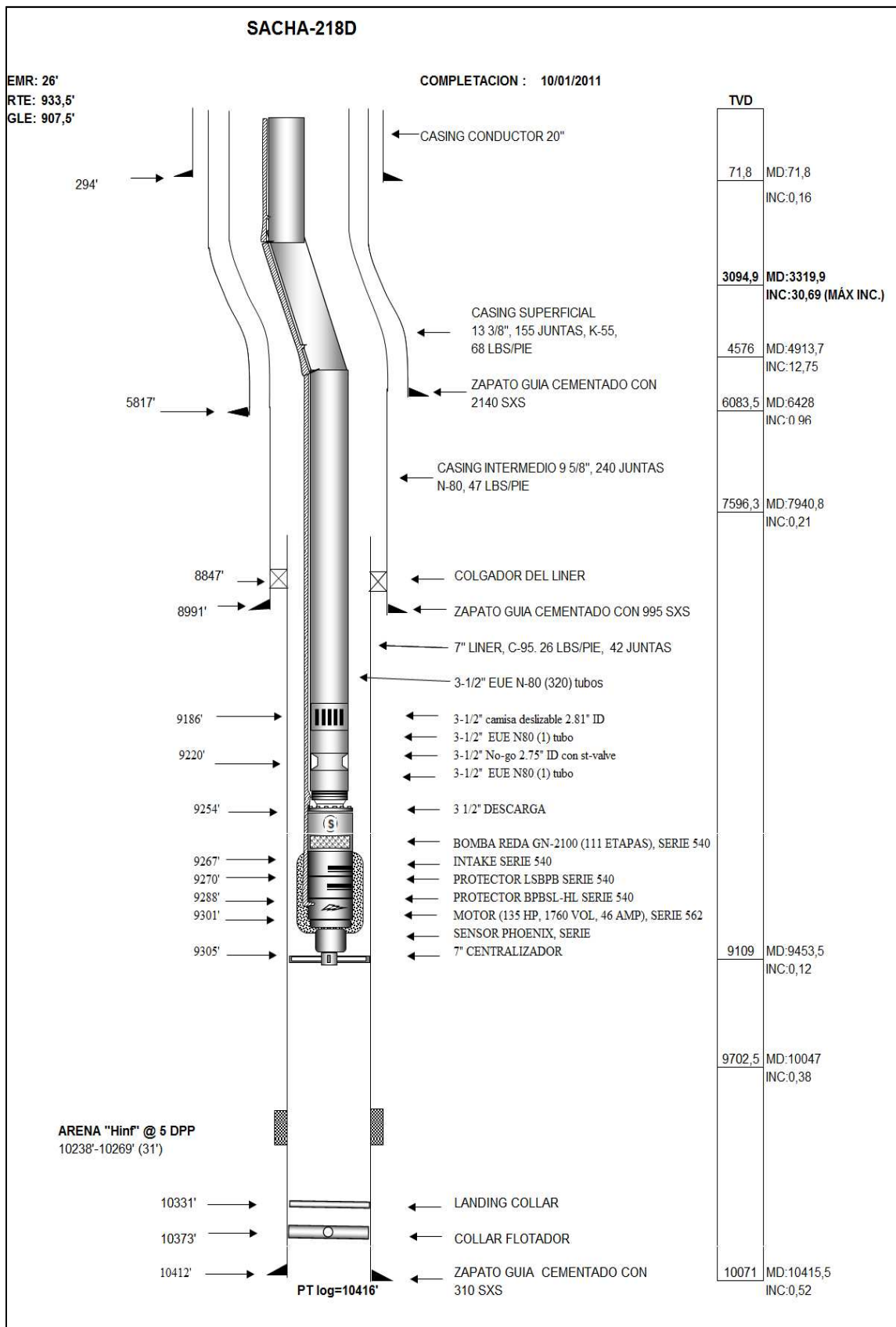
W.O. # 03: 10-MAYO-2007

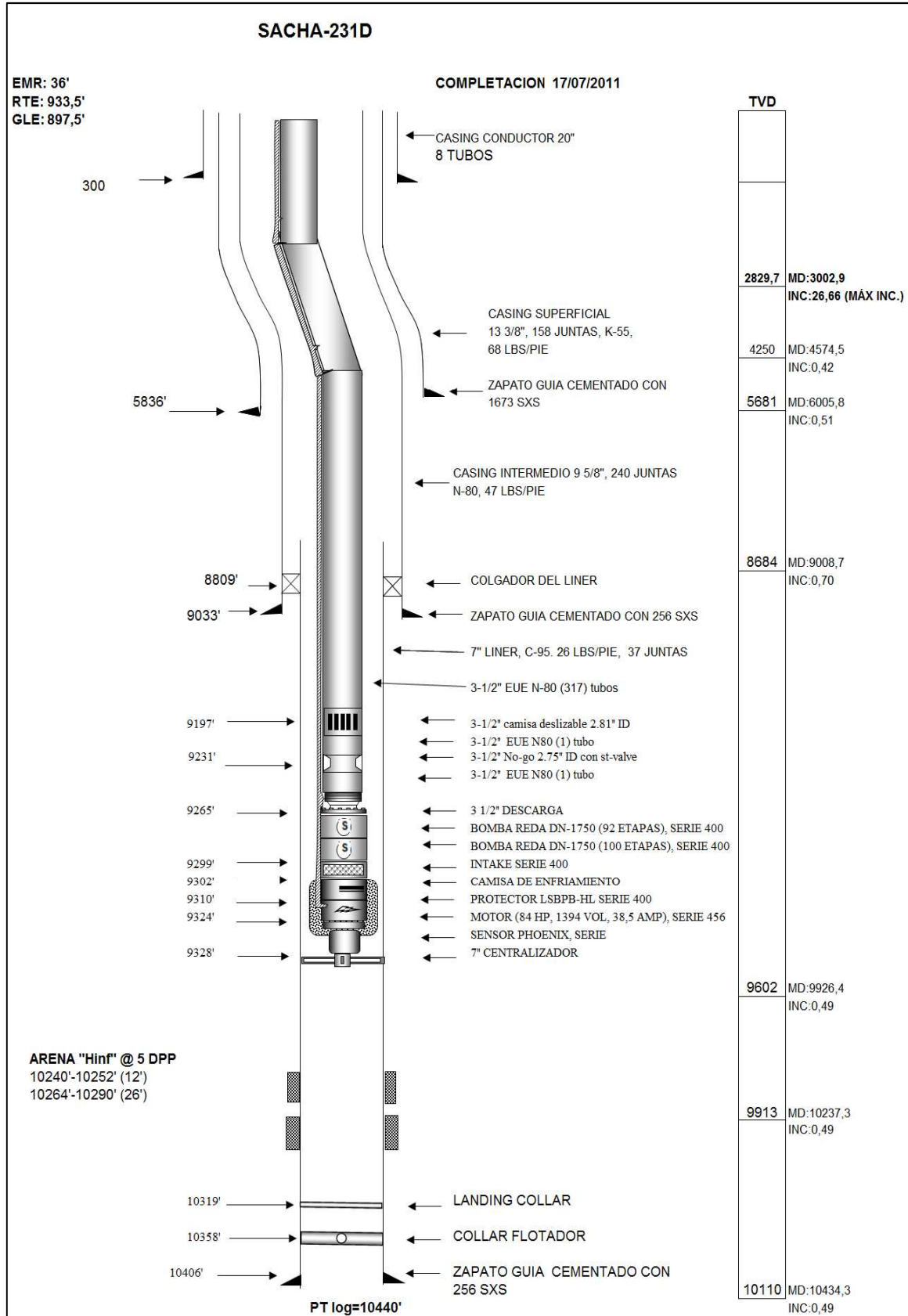
W.O. # 04: 30-MAYO-2009

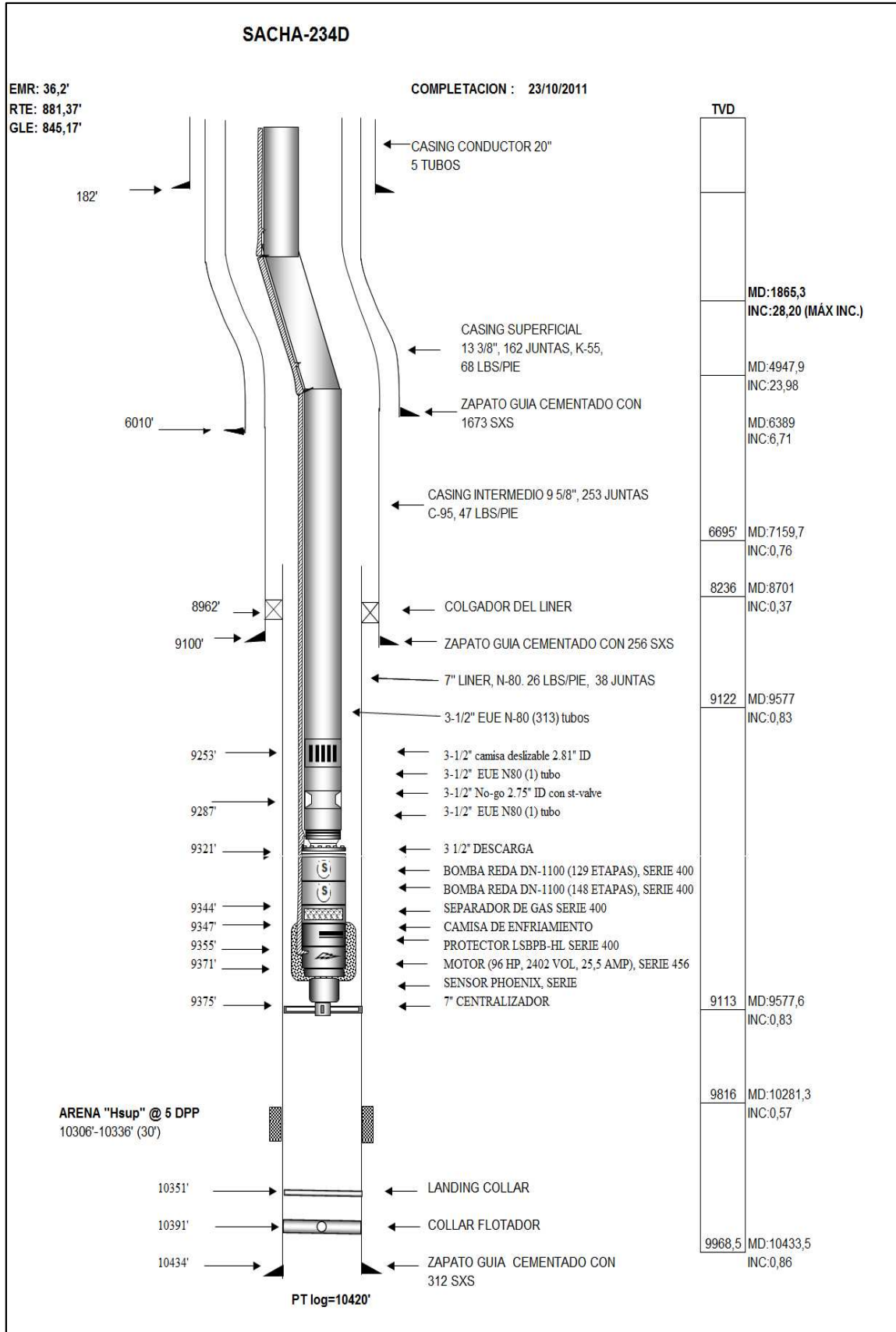
RTE : 902.8'
GLE : 882.5'

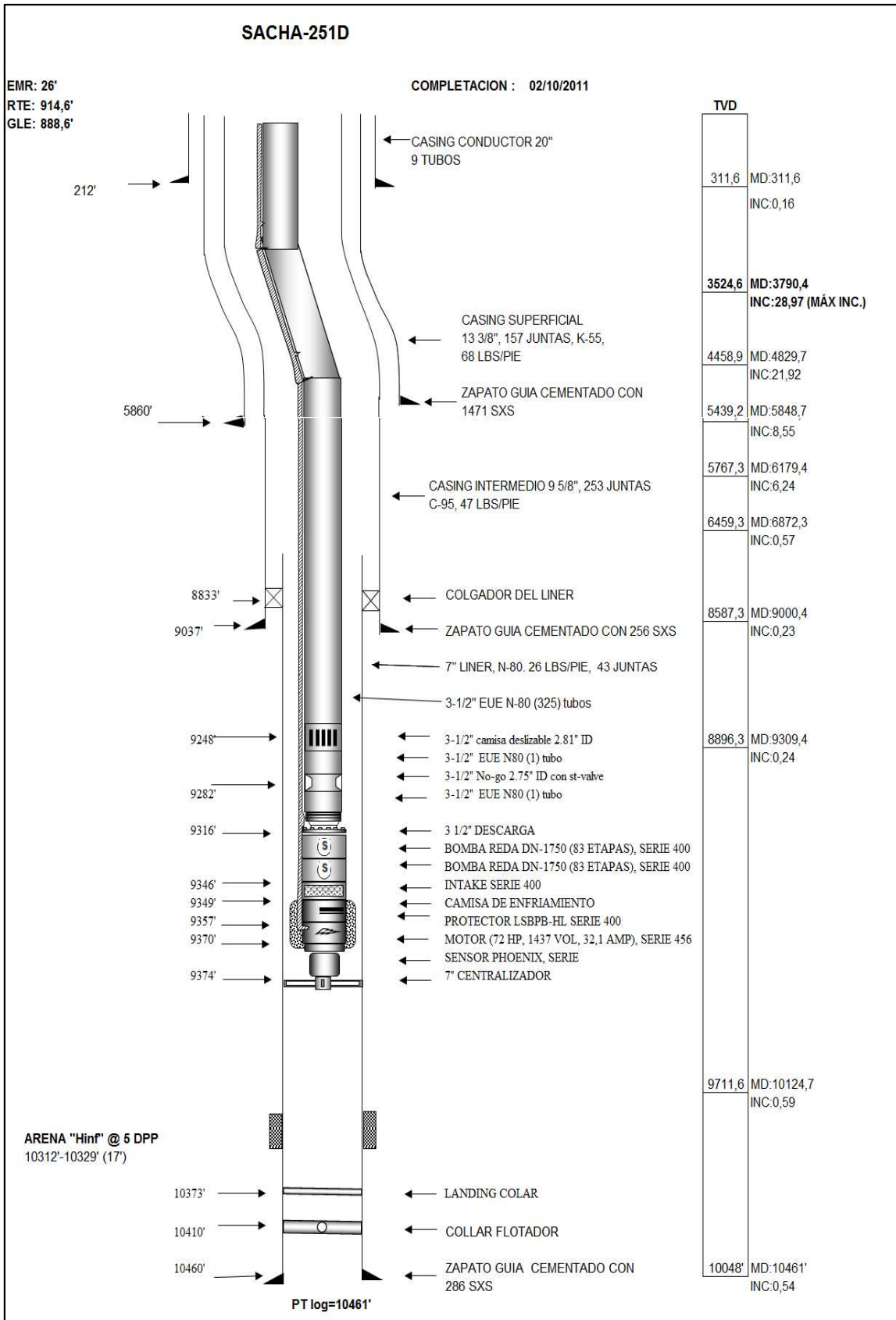


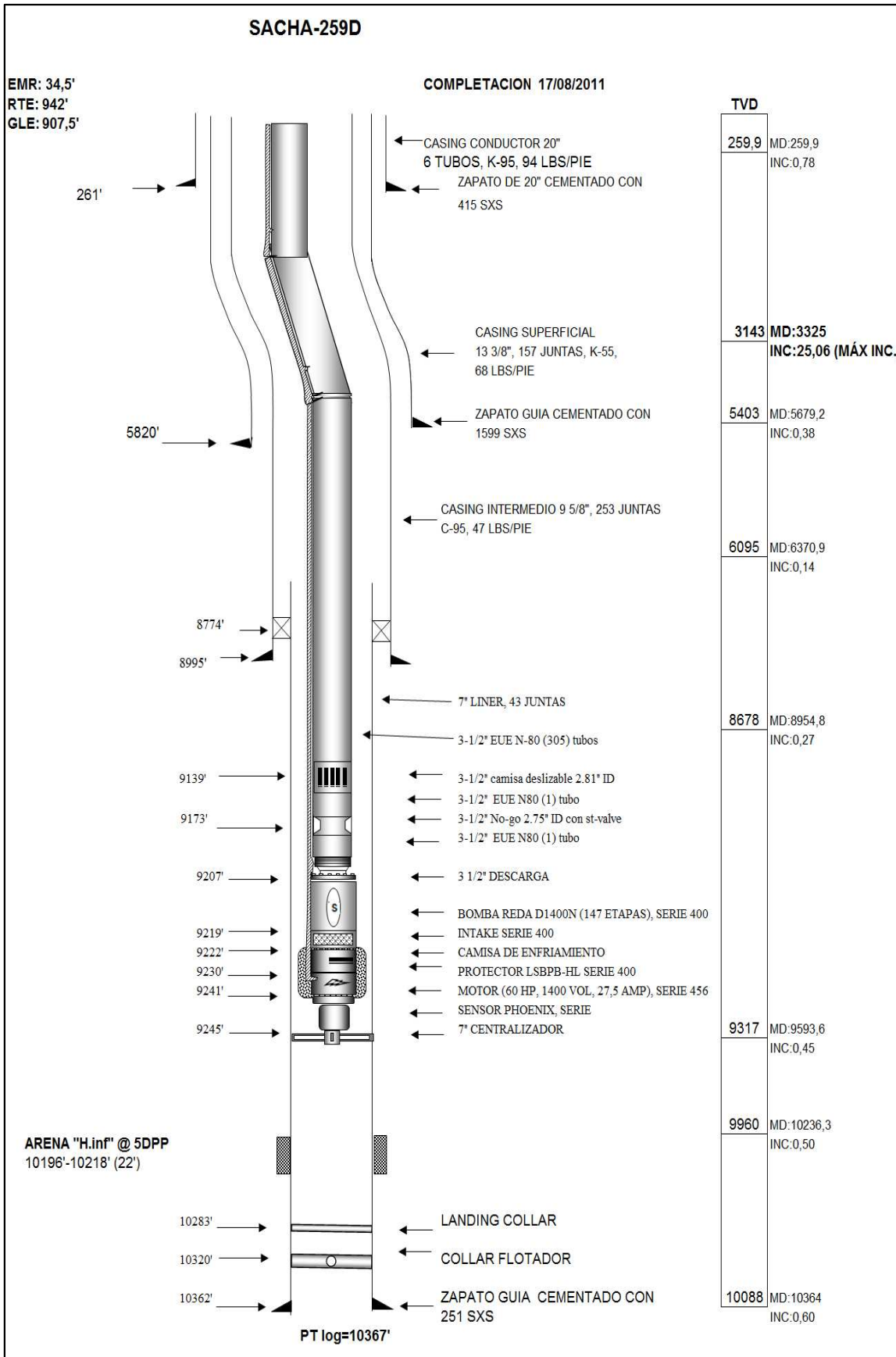








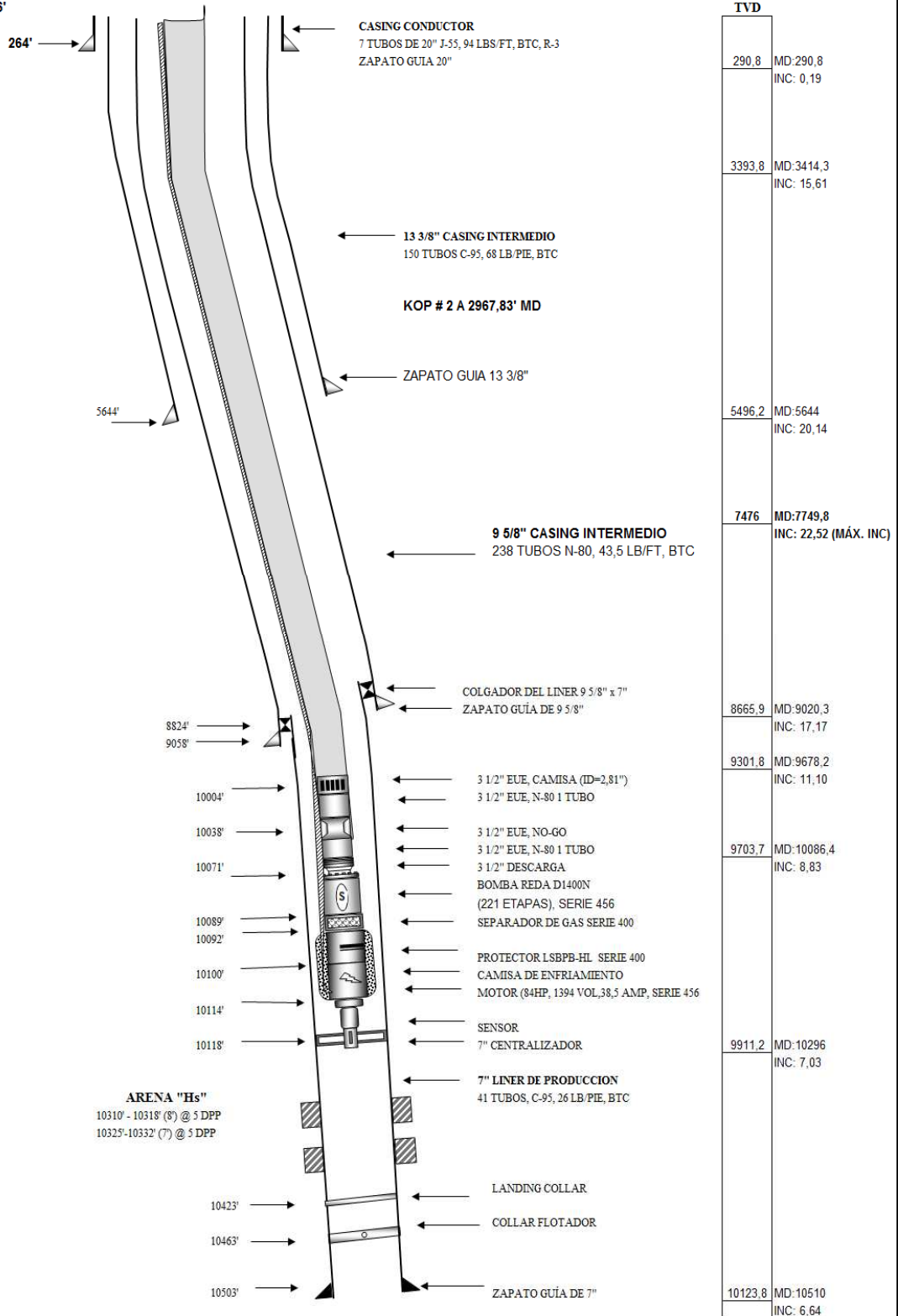




SACHA-321D

RTE: 915'
GLE: 889'
RTE: 26'

FECHA DE PERFORACION: dic-10
FECHA DE COMPLETACION: 17-ene-11



PT (DRILL) : 10510' (MD)

ANEXO N° 9

**MATRIZ DE HISTORIALES DE
REACONDICIONAMIENTO Y PRODUCCIÓN DE LOS
POZOS HIDRÁULICOS DEL ÁREA SACHA**

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.			
SAC-01	Ui	9353'-9390' y 9395'-9407'	21-oct-11	440	429	2,50	27,6	13500	PPH	920132 (bls)	<p>(25-feb-69): Completan pozo punzonando Hi: 9816'-9844' y 9860'-9885'. Evalúan Hi: 1328 BFPD, BSW=0,1%, API=29,9°.</p> <p>(05-may-73): Punzonan: "U" (9353'-9390' y 9395'-9407'), "Hs" (9754'-9784') y T (9550'-9555', 9570'-9574' y 9592'-9607'). Evalúan "U, T y H": 3498 BPPD, BSW=14%, API=30,8°.</p> <p>(27-dic-83): Evalúan Hs: BFPD=280, BSW=10%. Realizan cementación forzada a Hi. Disparan Hi (9814'-9824') y evalúan: 1094 BFPD, BSW=20%. Queda con SQUEEZE "Hi" (9824'-9844').</p> <p>(24-mar-88): Evalúan "T": 357 BFPD, BSW=100%. Realizan cementación forzada a la arena "T". Queda con SQUEEZE toda "T".</p> <p>(13-mar-94): Realizan cementación forzada a Hs y Hi. Punzonan Hs (9754'-9774'). Evalúan Hs: 1224 BFPD, BSW=58%. Toda Hi con SQUEEZE.</p> <p>(30-nov-07): Repunzonan "Ui": 9353'-9390' y 9395'-9407'. Evalúan "Ui": 552 BFPD, BSW=100%. Produce con BH.</p> <p>(19-ene-08): Asientan tapón CIBP a 9500' (aislando "Ti", "Hs" y "Hi"). Evalúan "Ui": 552 BFPD, BSW=100%.</p>	<p>Las últimas producciones de las arenas "Hs" y "Hi", tuvieron altos BSW (So cercanas al 30%), por tal razón fueron aislados y con SQUEEZE. En la arena "T", la última prueba de producción fue de 357 BFPD y BSW=100%, la cual está con SQUEEZE. La arena "U" produce 440 BFPD, y BSW=2,50%. (So cercana al 80%).</p>
	Ti (SQZ) y (aislado)	9550'-9555', 9570'-9574', 9592'-9607' y 9696'-9698'	-	-	-	-	-	-	-	-		
	H+T+UI		16-mar-79	4362	1784	59,10	28	-	FN			
	HS (aislado)	9754'-9774' (aislado), 9774'-9784' (SQZ).	14-sep-94	385	101	73,77	28,4	5900	PPH			
	Hi (SQZ)	9814'-9844' y 9860'-9885' (SQZ)	15-ene-93	733	0	100,00	29,9	788	PPH			
SAC-02B	UI	9423'-9428' y 9431'-9440'. SQZ (9440'-9444').	30-sep-07	238	209	12,18	-	-	PPH	867133 bls	<p>(23.ago-03): Punzonan "Ui": 9423'-9428' y 9431'-9440'. Evalúan: 240 BPPD, BSW=25%. Punzonan "Hs": 9806'-9825'. Evalúan: 120 BPPD, BSW=100%. Punzonan "Hi": 9847'-9854'. Evalúan: 384 BPPD, BSW=49%.</p> <p>(06-dic-03): Repunzonan arena "Ui" en el intervalo: 9423'-9428' y 9431'-9440'. Evalúan arena "Ui": 528 BFPD, BSW=43%.</p> <p>(01-nov-07): Asientan CIBP a 9700' (aislando todo Hollín). Punzonan "Ti" (9634'-9646' y 9654'-9668'). Evalúan "Ti": 336 BFPD, BSW=3%.</p>	<p>Las arenas "Hs" y "Hi" fueron aisladas por bajo aporte (So cercana al 40%). Arena "Ui", terminó con una producción de 209 BPPD, se recomienda abrir camisa de "U".</p>
	Ti	9634'-9646' y 9654'-9668'. SQZ (9682'-9686').	18-oct-11	240	233	2,92	26,8	20500	PPH	366531 bls		
	Hs+i (aislado)	9806'-9825' y 9847'-9854'	20-sep-03	187	82	56,15	27,4	4700	PPH			
SAC-03	UI+TI		27-feb-01	398	0	100,00	-	-	PPH		<p>(12-oct-69): Completan pozo punzonando: Hi (9935'-9939', 9940'-9952' y 9954'-9982), Evalúan: 2848 BFPD, BSW=2,4%. Punzonan "Ti" (9730'-9737', 9740'-9746' y 9750'-9756'). Evalúan: 605 BPPD, BSW=0,4%. Punzonan "Ui" (9504'-9526'). Evalúan: 480 BPPD, BSW=0,2%.</p> <p>(4-may-86): Reperforan Hs (9897'-9912). Evalúan Hs: TR=272 bls. BSW=18%. Punzonan Hi (9936'-9948'). Evalúan Hi: 576 BFPD, BSW=30%. Produce de Hs+i.</p> <p>(24-dic-94): Repunzonan: "T" (9730'-9737' y 9740'-9746') y "U" (9504'-9519' y 9519'-9526'). Evalúan T (720 BFPD, BSW=2%), Evalúan U (1080 BFPD, BSW=14%).</p> <p>(01-sep-00): Asientan CIBP a 9917' (aislando Hi por pescado).</p>	<p>La arena "Hi" se encuentra aislada por alto BSW (So cercana al 30%). Las arenas "Uy T", tuvieron su última producción con BSW=100%, por la influencia de la inyección de agua.</p>
	Ui	9504'-9526'								206878 bls		
	Ti	9730'-9737', 9740' - 9746' y 9750'-9756'	19-dic-00	415	70	83,13	27,3	-	PPH	224512 bls		
	Hs+i		26-oct-86	1786	0	100,00	31	-	PPH			
	HS	9897'-9912'	22-oct-11	483	221	54,24	26,2	7700	PPH	410546 bls		
	Hi (aislado)	9936'-9948'										

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES	
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.				
SAC-06	UI	9437-9440' y 9452'-9490'	22-oct-11	453	396	12,58	26,6	-	PPH	883185 bls.	<p>- (7-may-74): Colocan CIBP a 9875' aislando Hi por alto corte de agua.</p> <p>- (08-nov-80): Realizan cementación forzada a arena "T". Se repunzonó "U" (9437'-9440' y 9452'-9490'). Prueban arena "U": TR=296 BLS, BSW=68%.</p> <p>- (17-ago-85): Fracturamiento hidráulico a Hs. Evalúan: BPPD=568, BSW=0,4, API=24. - (04-mar-87): Punzonan "T": (9617'-9620' y 9695'-9704'). Evalúan "T": 576 BFPD, BSW=9%, API=28. Evalúan "Ui": 672 BFPD, BSW=57%, API=28.</p> <p>- (05-dic-87): Realizan cementación forzada en U y T. Punzonan "T" (9612'-9620' y 9695'-9704') y "U" (9452'-9490' y 9437'-9490'). Arena T no aporta. Evalúan arena U: 624 BPPD, BSW=30%. Asientan CIBP a 9820' (aislando Hs y Hi).</p> <p>- (20-mar-90): Realizan acidificación a "Ui", evalúan: 271 BPPD, BSW=8,1%.</p> <p>- (18-jul-02): Asientan tapón CIBP a 9550', aislando arena "T".</p>	Las arenas "Hi" y "Hs" fueron aisladas debido al bajo aporte de estas arenas. (So cercana al 60%); la arena "T" fue aislada, debido a que no aportaba. (So cercana al 40%).	
	U+T		16-sep-87	275	172	37,45	29	-	PPH				
	T (aislada)	9612'-9620' y 9695'-9704'.											
	Hs (aislada)	9838'-9848' y 9853'-9861'	17-feb-87	163	121	25,77	28	-	PPH				
	Hi (aislada)	9890'-9902'											
	UI+T+H		12-sep-73	323	317	2,00	28,2	-	PPF				
SAC-07	Ui	9418'-9472' y 9484'-9496'								789823 bls	<p>- (18-mar-83): Cementación forzada a H. Punzonan (Hs: 9816'-9820', 9826'-9830', 9833'-9837' y 9841'-9847' y Hi: 9854'-9860'). Evalúan Hs+Hi: 684 BFPD, BSW=10%. Queda con SQUEEZE Hi (9865'-9900').</p> <p>- (16-abr-88): Asientan tapón CIBP a 9851' (aislando arena Hi). Acidifican arena "Hs" y evalúan: 2184 BFPD, BSW=63%.</p> <p>- (03-ago-89): Cementación forzada a Hs. Punzonan Hs (9816'-9820', 9826'-9830', 9833'-9839' y 9841'-9847') y evalúan: 672 BFPD, BSW=9%.</p> <p>- (29-nov-02): Repunzonan Ui (9444'-9460') y T (9634'-9644' y 9680'-9690'). Evalúan arena "T" no fluye. Evalúan "U+T": 1584 BFPD, BSW=76%.</p>	La arena "Hi" fue aislada por alto corte de agua. (So cercana al 40%). La arena "Hs" fue cerrada por bajo aporte, se recomienda realizar una estimulación para que entre a producción, ya que tiene reservas significativas.	
	UI+T		21-oct-11	840	396	52,86	25,8	4600	PPH				
	T	9634'-9644', 9680'-9690' y 9700'-9706'								128912 bls			
	Hs	9816'-9820', 9826'-9830', 9833', 9839' y 9841'-9847'	22-feb-96	313	140	55,27	28	-	PPH	352121 bls			
	Hs+i		06-sep-87	647	0	100,00	28	-	PPH				
	Hi (aislado)	9854'-9860'. SQZ (9865'-9876' y 9884'-9900').											
SAC-09	U	9400'-9414' y 9420'-9426'								559193 bls	<p>- (09-feb-79): Punzonan Hs (9775'-9781' y 9788'-9796') y Hi (9824' - 9844', 9856'-9882'). Evalúan Hs+Hi: 2760 BFPD, BSW=80%.</p> <p>- (04-mar-85): Cementación forzada a Hs+i. Punzonan Hs (9774'-9781', 9786' - 9795', 9799' - 9804' y 9810' - 9816') y Hi (9825' - 9838' y 9841' - 9848'). Queda con SQUEEZE Hi (9849'-9882'). Evalúan Hs+Hi: 792 BFPD, BSW=4,5%.</p> <p>- (05-sep-07): Repunzonan intervalos de "Ti" (9616'-9626', 9639' - 9645' y 9650'-9660') y "U" (9400'-9414' y 9420' - 9426'). No aporta arena "Ui". Evalúan Hs: 216 BFPD, BSW=100%. No evalúan "T".</p>	Las arenas "Hs" y "Hi" fueron cerradas por bajo aporte. (So cercano al 40%). Se recomienda evaluar arena "Ui" (So cercana al 70%), para incorporar a producción.	
	Ti	9616' - 9626', 9639' - 9645' y 9650' - 9660'	25-oct-11	517	345	33,27	25,2	13000	PPH	651719 bls			
	Hs+i		05-abr-98	107	97	9,35	28,7	-	PPH				
	Hs	9774'-9781', 9786'-9795', 9799'-9804' y 9810'-9816'								96251 bls			
	Hi	9825'-9838' y 9841'-9848'. SQZ (9849'-9882')											

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.			
SAC-12	BT (prueba)	8664'-8671'	14-jun-04	448	446		25,6	-	PPH	50965 bls	<p>(30-mar-74): Realizar cementación forzada a Hi. Punzonan Hi (9840'-9850'). Queda con SQUEEZE (9850'-9900'). Evalúan Hi: 522 BFPD, BSW=5%.</p> <p>(18-dic-77): Repunzonan "U" (9365'-9379', 9384'-9428' y 9432'-9442'). Ti (9598'-9602', 9620'-9626' y 9648'-9664') y H (9781'-9789' y 9801'-9817'). Acidifican y evalúan Hollín: 1003 BFPD, BSW=13%. API=32°. Evalúa n arena "U": 664 BFPD, BSW=18%, API=23,7°. No se evalúa "Ti".</p> <p>(04-mar-83): Realizan cementación forzada a Hi. Punzonan Hi (9840'-9846'). Evalúan: TR=225 BLS, BSW=48%.</p> <p>(02-nov-86): Realizan cementación forzada a Hs. Punzonan Hs (9801'-9811' y 9781'-9789') y BT (8664'-8671'). Acidifican Hs y evalúan: 912 BFPD, BSW=20%. Evalúan BT: 240 BFPD, BSW=70%.</p> <p>(07-mar-05): Asientan CIBP a 9812' aislando Hi. Repunzonan "U" (9432'-9442', 9384'-9428' y 9365'-9379') y "Ti" (9648'-9664', 9620'-9626' y 9578'-9602'). Evalúan Hs: 72 BFPD, BSW=100%. No evalúan "T". Arena "U" BSW=100%.</p> <p>(29-jun-07): Asientan CIBP a 9740' aislando Hs. Evalúan T: 624 BFPD, BSW=100%.</p>	<p>Las arenas "Hi" y "Hs" fueron aisladas por bajo aporte y alto corte de agua (So cercana al 50%). La arena "U" dejó de producir debido a alto corte de agua (BSW=100%). (So cercano al 50%): Se recomienda producir de la arena "BT", ya que la última prueba de producción dio 448 BFPD, BSW=0,45%, ya que se produciría más de lo que produce la arena "T".</p>
	U	9365' - 9379' , 9384' - 9428' y 9432' - 9442'	26-feb-04	71	0	100,00	-	-	PPH	496606 bls		
	TI	9578'-9602' , 9620' - 9626' y 9648' - 9664'	18-oct-11	634	100	84,23	25,9	4500	PPH	114706 bls		
	Hs (aislado)	9781'-9789' y 9801'-9811'	08-mar-05	72	0	100,00	28	-	PPH			
	Hi (aislado)	9838'-9850'. SQZ (9850'-9890')	20-ene-05	245	19	92,24	28	-	PPH			
SAC-13	U	9409'-9414', 9424'-9440' y 9444'-9448'								70920 bls	<p>(15-ene-74): Repunzonan arena Hs+hi: (9814'-9844', 9878'-9888' y 9892'-9898'). Evalúan Hs+hi: 1332 BPPD, BSW=23,1%.</p> <p>(20-feb-84): Cementación forzada a Hollín. Queda con squeeze (9862'-9864', 9892'-9898' y 9910' - 9918'). Punzonan Hs (9802' - 9808' y 9814'-9844') y Hi (9864' - 9870' y 9878' -9888'). Evalúan Hi: TR=230 BLS, BSW=7,5%, API=31°. Evalúan Hs: TR=280 BLS, BSW=60%.</p> <p>(08-may-86): Acidifican "Hi". Evalúan Hi: 580 BFPD, BSW=40,5%. Fracturan H sup. No se evaluó "Hs".</p> <p>(14-feb-00): Redisparan "Ti" (9654'-9664' y 9672'-9676') y "Ui" (9409'-9414', 9424'-9440' y 9444'-9448'). Evalúan arena "Hs+hi": 480 BFPD BSW=86%. No evaluaron arenas "U" y "T".</p>	<p>No se ha evaluado las arenas "U" y "T". Según el mapa de saturaciones, la arena "U" tiene una So cercana al 45% y la arena "T" al 50%, se recomendaría evaluar estas arenas para incorporar a la producción.</p>
	T	9654'-9664' y 9672'-9676'								53051 bls		
	Hs+hi		12-oct-11	359	326	9,19	27	-	PPH			
	Hs	9802'-9808' y 9814'-9844'								217174 bls		
	Hi	9864'-9870' y 9878'-9888'. SQZ (9892'-9898' y 9910'-9918')								658932 bls		
SAC-17	UI	9394'-9410	21-oct-11	492	481	2,24	26,6	19800	PPH	974517 bls	<p>(04-ago-72): Completan pozo punzonando: "Ui" (9394'-9422'), "Ti" (9618'-9624' y 9642'-9664'), Hs (9787'-9802') y Hi (9807'-9819', 9838'-9858', 9868'-9876', 9886'-9892' y 9904'-9906'). Evalúan "Hs+hi": 2766 BPPD, BSW=0,5%.</p> <p>(05-sep-78): Repunzonan arena "Ui" (9394' - 9422') y "Ti" (9618'-9624' y 9642'-9666'). Acidifican a "Ti" y evalúan: 267 BFPD, BSW=7%. Fracturan "Ui" y evalúan: TR=610 BLS, BSW=60%.</p> <p>(12-dic-86): Cementación a Hs+hi. Evalúan Hs+hi. BSW=100%. Asientan CIBP a 9688' (aislando Hs y Hi). Cementación forzada a U+T. Repunzonan "Ti" (9642'-9657') y Ui (9394'-9410). Evalúan "Ti": 72 BFPD, BSW=100%. Evalúan arena "Ui": 445 BPPD, BSW=40,4%.</p>	<p>Las arenas "Hs" y "Hi" fueron aisladas por alto corte de agua, según mapa de saturaciones, tienen una So cercana al 25%. La arena "T" fue cerrada por bajo aporte y alto corte de agua. (72 BFPD, BSW=100%).</p>
	UI+TI		05-oct-83	34	33	2,94	30	-	PPH			
	Ti	9642'-9657'								161821 bls		
	Hs (aislado)	9787'-9802'	11-feb-84	49	0	100,00	30	-	PPH			
	Hs+hi		22-ago-78	323	6	98	27,5	720	FN			
	Hi (aislado)	9808'-9818'. SQZ (9839'-9876', 9886'-9892' y 9904'-9909')										

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.			
SAC-18	Ui	9359'-9365' y 9376'-9405'								561943 bls		
	Ti	9591'-9599', 9607'-9611', 9614'-9625' y 9631'-9637'	22-oct-11	469	222	52,67	-	11800	PPH	157570 bls		
	Hs+i		19-ago-07	480	234	51,25	28	-	PPH			
	Hs	9760'-9776' y 9779'-9783'								331130 bls		
	Hi	9802'-9811', SQZ (9824'-9839' y 9850'-9880')	03-mar-11	158	0	100,00	26,7	6800	PPH	157549 bls		
SAC-19	Ui	9350'-9355', 9370'-9378' y 9396'-9416'	21-oct-11	325	221	32,00	26,5	12550	PPH	424486 bls		
	Ui+Ti		03-mar-87	612	599	2,12	-	-	PPH			
	Ti	9596'-9612', 9627'-9641' y 9653'-9659'								349181 bls		
	Hs	9776'-9780' y 9783'-9806'										
	Hs+i		22-feb-96	1020	19	98,14	-	-	PPH	316175 bls		
	Hi (SQZ)	SQZ (9842'-9854' y 9866'-9874')										
SAC-20	Ui	9432'-9448'										
	Ui+Ti		27-oct-11	578	268	53,63			PPH	317865 bls		
	Ti	9580'-9587', 9605'-9609', 9613'-9625', 9629'-9635', y 9658'-9690'										
	Hs (aislado)	9820'-9836', 9840'-9852'										
	Hs+i		11-mar-76	270	27	90,00	27,5		PPF			
	Hi (aislado)	9874'-9884'										

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES	
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.				
SAC-25	Ui	9358'-9388' y 9400'-9414'	24-oct-11	791	362	54,24	25,4	3750	PPH	627979 bls	<p>- (10-abr-72): Completan pozo punzonando: "Hs" (9778'-9800' y 9804'-9808'), "Hi" (9822'-9834', 9844'-9852' y 9862'-9892'), "Ti" (9646'-9656' y 9660'-9665') y Ui (9364'-9394' y 9406'-9420'). Evalúan arena "Hs+i": 4425 BPPD, BSW=0,2%.</p> <p>- (23-dic-82): Realizan cementación forzada a "Hi". Punzonan Hi (9818'-9830). Evalúan Hi: 1061 BFPD, BSW=2%. Quedan con SQUEEZE "Hi" (9816'-9818' y 9838'-9846'). Acidifican y evalúan Hs: 1030 BFPD, BSW=2,2%.</p> <p>- (28-abr-03): Repunzonan arena "Ui" (9358'-9388' y 9400'-9414'). Evalúan arena Ui: 384 BFPD, BSW=1%.</p>	<p>La arena "Hs" fue cerrada y la arena "Hi" fue aislada, ambas por alto corte de agua, según el mapa de saturaciones, tienen una So cercana al 40%. La arena "T" nunca se la evaluó, pero según el mapa de saturación, tiene una So cercana al 70%, por tal razón se recomienda evaluar esta arena.</p>	
	Ti	9640'-9650' y 9654'-9659'								561943 bls			
	Hs	9772'-9802' y 9804'-9808'											
	Hs+i		13-sep-97	643	39	93,93	-	2303	PPH	771178 bls			
	Hi (aislado)	9818'-9834'. SQZ (9838'-9846')											
SAC-26	UI	9360'-9365' y 9372'-9404'	26-oct-11	392	193	50,77	26,2	17300	PPH	U: 354095	<p>- (20-abr-72): Completan pozo punzonando: "Hs" (9774'-9792'), "Hi" (9802'-9812', 9826'-9856' y 9870'-9900'), "Ti" (9548'-9554', 9556'-9562', 9586'-9598' y 9607'-9622') y "Ui" (9360'-9365' y 9372'-9402').</p> <p>- (25-oct-89): Cementación forzada a "Hs+i". Punzonan "Hs" (9780'-9792') y "Hi" (9802'-9812'). Prueban Hs+i: 1824 BFPD, BSW=54%. Queda con SQUEEZE "Hs" (9774'-9776') y "Hi" (9810'-9900').</p> <p>- (25-may-90): Cementación forzada a Hs. Punzonan Hs (9776'-9792') y Hi (9802'-9810'). Evalúan Hs: 744 BFPD, BSW=21%. No evalúan "Hi".</p>	<p>Las arenas "Hs" y "Hi" fueron cerradas debido al alto corte de agua, según el mapa de saturaciones, tienen una So cercana al 30%. La arena "T" no ha sido evaluada. Según mapa de saturaciones tiene una So cercana al 60%. Se recomienda evaluar la arena "T".</p>	
	Ti (prueba)	9548'-9554', 9556'-9562', 9586'-9598' y 9607'-9622'	13-ene-98	40	36	10	-	-	PPH	288074 bls			
	Hs	9776'-9792'	09-ene-98	224	55	75,45	28	-	PPH	412530 bls			
	Hi	9802'-9810'. SQZ (9825'-9856' y 9870'-9900').	11-ene-98	809	7	99,13	28	-	PPH				
SAC-28	U	9368'-9408', SQZ (9408'-9428')	16-may-09	352	0	100,00	28	3800	PPH	105386 bls	<p>- (21-ene-74): Realizan cementación forzada a "Hi". Punzonan "Hi" (9850'-9867'). Queda con SQUEEZE Hi (9867'-9894'). Evalúan U, T y H: 506 BPPD, BSW=2,6%.</p> <p>- (30-mar-90): Realizan cementación forzada a "Hs+i". Punzonan "Hs" (9800'-9816') y "Hi" (9850'-9860'). Evalúan "Hs+i": 816 BFPD, BSW=11%.</p> <p>- (26-ago-90): Realizan cementación forzada a "Hs+i". Punzonan "Hs": 9800'-9816'. Evalúan "Hs": 720 BFPD, 245 BPPD, BSW=66%. Queda con SQUEEZE toda "Hi".</p> <p>- (03-nov-97): Aíslan con CIBP a 9696', las arenas "Hs+i". Realizan cementación forzada a "U" y "T". Punzonan "T" (9580'-9600') y "U" (9368'-9408'). Evalúan "T". Sin éxito. Evalúan "U": 936 BFPD, BSW=42%. Queda con SQUEEZE "Ui": 9408'-9428' y "Ti": 9622'-9662'.</p> <p>- (13-ago-03): Repunzonan "T" (9580'-9600'). Evalúan "T": 648 BFPD, BSW=100%.</p> <p>- (13-oct-11): Muelen CIBP a 9696' y cemento hasta 9834'. Dispara Hi (9855'-9861') y Ti (9662'-9674'). Evalúan arena "Hi": 1248 BFPD, BSW=78%.</p>	<p>Las arenas "U" y "T" de este pozo fueron cerrados debido al alto corte de agua. Esto se debe a la influencia de la inyección de agua. Según mapa de saturaciones, estas arenas tienen una So cercana al 30% para "U" y 50% para "T". La arena "Hs" fue cerrada por bajo aporte y alto corte de agua.</p>	
	T	9580'-9600'. SQZ (9622'-9662')	29-may-07	390	7	98,2	28,6	2300	PPH	253847 bls			
	Hs	9800'-9816'. SQZ (9794'-9800')	23-jul-97	662	117	82,33	28,6	4150	PPH				
	Hi	9855'-9861'. SQZ (9861'-9878')	27-oct-11	816	277	66,05	27,8	-	PPH	Hi:			

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.			
SAC-30	BT	8656'-8671'	02-mar-11	200	2	99	26	21300	PPH	33398 bls	<p>- (04-abr-72): Completan pozo punzonando: "Hi" (9890'-9902'), "Hs" (9768'-9776', 9779'-9786'), Ti (9564'-9576', 9604'-9618' y 9624'-9628'), BT (8656'-8671'). Evaluán arena "Hs+i": 6311 BPPD, BSW=0,4%.</p> <p>- (31-ago-78): Repunzonan "Hs"(9768'-9776' y 9779'-9786') y "Hi" (9810'-9825' y 9830'-9840'). Evaluán "Hs+i": 360 BFPD, BSW=4,5%.</p> <p>- (09-jul-90): Asientan packer F-1 a 9798'. Realizan cementación forzada a Hs+i. Disparan: Hs (9768'-9776' y 9779'-9786') y Hi (9810'-9825'). Queda con SQUEEZE "Hi" (9830'-9840'). Evaluán "Hs+i": 432 BFPD, BSW=18%.</p> <p>- (11-ene-05): Repunzonan "BT" (8656'-8671') y "Ti" (9624'-9628', 9604'-9618' y 9654'-9676'). Evaluán arena "Ti": 240 BFPD, BSW=59%.</p> <p>- (11-feb-06): Asientan CIBP a 9790' (aislando Hi). Evaluán Ti: 288 BFPD, BSW=100%. - (22-jul-06): Repunzonan "Hs" (9768'-9776'). Evaluán "Hs": 312 BFPD, BSW=84 %.</p>	<p>La arena "BT" fue cerrada debido al alto corte de agua (BSW=99%). La arena "T" fue cerrada por bajo aporte y alto corte de agua (BSW=72%). En este pozo no se punzonó la arena "U". La arena "Hi" fue aislada por bajo aporte (última producción de Hs+i: 83 BFPD, BSW=19%). Según mapa de saturaciones tiene una So cercana al 40%.</p>
	Ti	9564'-9576' , 9604'-9618' y 9624'-9628'	18-mar-08	151	43	71,52	-	14800	PPH	71156 bls		
	Hs+i		14-may-04	83	67	19,28	-	4800	PPH			
	Hs	9768'-9776' y 9779'-9786'	23-oct-11	90	56		-	-	PPH	175281 bls		
	Hi (aislado)	9810'-9825'										
SAC-31	BT (prueba)	8699'-8705', 8708'-8713' y 8716'-8728'	06-sep-97	180	18	90	27,8		PPH	89123 bls	<p>- (23-abr-73): Realizan cementación forzada a "Hi". Punzonan Hi (9892'-9928'). Evaluán "Hi": 1332 BPPD, BSW=22%.</p> <p>- (14-feb-74): Realizan cementación forzada a "Hs+i". Punzonan "Hs" (9834'-9844', 9846'-9856', 9858'-9866') y Hi (9872'-9880').Evaluán Hs+i: 2222 BPPD, BSW=23%.</p> <p>- (27-mar-81): Repunzonan "BT" (8699'-8705', 8708'-8713' y 8716'-8728') y evalúan: TR=482 bls, BSW=98%.</p> <p>- (25-jul-97): Acidifican Hs y evalúan: 624 BFPD, BSW=3%, API=28°. Punzonan "Ui" (9482'-9488'). Evaluán "Ui": 744 BFPD, BSW=19%. Realizan cementación forzada a "T". Punzonan "T" (9696'-9672' y 9650'-9660'). No se evalúa arena "T".</p> <p>- (06-sep-97): Punzonan: "Hs" (9834'-9844', 9848'-9856', 9858'-9866' y 9872'-9880), "T" (9650'-9660' y 9672'-9696'), "Ui" (9482'-9488') y "BT" (8699'-8705', 8708'-8713' y 8716'-8728').Evaluán "T" sin éxito. Evaluán "Hs": 480 BFPD, BSW=8%. Evaluán "U": 48 BFPD, BSW=10%. Evaluán "BT": 180 BFPD, BSW=90%.</p> <p>- (16-abr-10): Disparan "T" (9702'-9716'). Evaluán "T": 192 BFPD, BSW=9%.</p>	<p>La arena "BT" fue cerrada debido al bajo aporte y alto corte de agua. La arena "U" no produjo por bajo aporte. Según mapa de saturaciones tiene una So cercana al 75%. Se recomienda estimular arena "U" para que entre a producción. Al igual que la arena "U", la arena "T" se cerró por bajo aporte, se recomienda estimular arena para que entre a producción. Según mapa de saturaciones tiene una So cercana al 60%.</p>
	U (prueba)	9482'-9488'	06-sep-97	48	43	10	27,7		PPH	78605 bls		
	T	9650'-9660' , 9672'-9696' y 9702'-9716'	28-oct-10	192	184	4,17	25	31300	PPH	156499 bls		
	Hs	9834'-9844' , 9848'-9856' , 9858'-9866' y 9872'-9880'	24-oct-11	408	386	5,39	26,6	-	PPH	588478 bls		
	Hs+i		13-mar-97	90	84	6,7	27,7		PPH			
	Hi	9872'-9880'										
SAC-37	Ui	9398'-9438'								210605 bls	<p>- (03-feb-72): Completan pozo punzonando: Ui (9398'-9438'), Ti (9638'-9673'), Hi (9844'-9900') y Hs (9798'-9806' y 9816'-9826').Evaluán Hs+i: 710 BPPD, BSW=0,4%. Evaluán "Ui": 570 BPPD, BSW=0,2%. Evaluán "Ti": 307 BPPD, BSW=0,3%.</p> <p>- (13-feb-78): Cementación forzada a "T". Punzonan "T" (9648'-9673'), se fractura y evalúa "T": 658 BFPD, BSW=6,5%. Cementación forzada a "U". Se punzonan "U" (9398'-9438'). Se acidifica y evalúa "U": 335 BFPD, BSW=10%.</p> <p>- (21-sep-91): Cementan Hs+i y colocan retenedor de cemento a 9702'. Evaluán "Ti": 432 BFPD, BSW=30%.</p> <p>- (17-abr-11): Repunzonan "Ti" (9638'-9648' y 9468'-9676') y se evalúa: 432 BFPD,</p>	<p>Las arenas "Hs" y "Hi" están con SQUEEZE, debido al alto corte de agua. Su última producción tuvo un BSW=89%. Según mapa de saturaciones, tienen una So cercana al 50%. La arena "U" fue cerrada debido al alto corte de agua. Según mapa de saturaciones tiene una So cercana al 40%.</p>
	Ui+Ti		16-nov-99	443	234	47,18	28	-	PPH			
	Ti	9638'-9648' y 9648'-9676'	20-oct-11	153	135	11,76	27,2	-	PPH	222968 bls		
	Hs (SQZ)	9798'-9806' y 9816'-9826'										
	Hs+i		19-ago-91	1407	167	88,13	27,9	1636	PPH			
	Hi (SQZ)	9844'-9900'										

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.			
SAC-40	UI	9410'-9454'	11-oct-11	574	194	66,20	26,4	8500	PPH	260749 bls	<p>- (01-mar-72): Completan pozo punzonando: "Hs" (9820'-9850'), "Hi" (9871'-9886', 9896'-9928' y 9938'-9952'), "Ti" (9640'-9656' y 9673'-9698'), "Ui" (9410'- 9454'). Evalúan "Hs+i": 3588 BPPD, BSW=0,9%.</p> <p>- (30-dic-77): Asientan CIBP a 9933' (aislando arena "Hi" en 9938'-9952' por alto BSW). Repunzonan "T" (9673'-9698') y "Ui" (9454'-9410'). Evalúa T: 558 BPPD, BSW=80%. No se evaluó "U".</p> <p>- (20-ago-78): Asientan CIBP a 9891'. Queda aislado intervalo "Hi" (9896'-9928') por alto BSW. Evalúan "Hs+i": 784 BPPD, BSW=6%.</p> <p>- (11-feb-87): Cementación forzada a "Hs+i". Punzonan Hs (9820'-9850'). Acidifican y evalúan Hs: 1514 BFPD, BSW=45%. Queda con SQUEEZE toda Hi por pescado.</p> <p>- (25-feb-96): Cementación forzada a arena "T". Punzonan "T" (9640'-9656' y 9673'-9698'). Evalúan "T": 456 BFPD, BSW=100%.</p>	<p>La arena "Hi" está con SQUEEZE por pescado. La última producción de Hs+i fue de 1825 BFPD, BSW=66%, pero la arena que más aportaba era la "Hs". Después, la arena "Hs" fue cerrada debido a que la arena "U" aporta mayor producción (80 BPPD más). No se produjo de la arena "T" debido a que tuvo poco aporte y alto BSW en la última prueba.</p>
	T (prueba)	9640'-9656' y 9673'-9698'	08-abr-97	228	35	84,65	27,8	10300	PPH	146360 bls		
	Hs	9820'-9850'	21-mar-10	523	114	78,20	27,3	12000	PPH	319679 bls		
	Hs+i		07-jul-84	1825	621	65,97	32,5	-	PPH			
	Hi (SQZ)	9871'-9886'										
SAC-41	BT	8669'-8679'	18-oct-11	529	251	52,55	25,2	23700	PPH	438244 bls	<p>- (18-dic-72): Completan pozo punzonando: H (9828'-9833' y 9839'-9860') y "Ui" (9362'-9368', 9376'-9408' y 9414'-9430').</p> <p>- (24-ago-80): Asientan CIBP a 9500' (aislando arena "Hollín"). Cementación forzada a "BT". Repunzonan "Ui" (9362'-9368', 9376'-9408' y 9414'-9430') y "BT" (8669'-8679'). Acidifican "Ui" y evalúan: 474 BFPD, BSW=5%. Evalúan BT: 1500 BFPD, BSW=1,6%.</p> <p>- (15-oct-88): Asientan RBP a 8685' (por pescado), aislando "Ui" y Hollín. Evalúan BT: 969 BFPD, BSW=18%. Pozo estuvo completado con BES</p>	<p>La arena "Hollín" fue aislada por alto corte de agua. La última producción de H tuvo 3649 BFPD con BSW=99%. Según mapa de saturaciones tiene una So cercana al 50%. La arena "U" fue aislada por pescado, pero tiene una buena So cercana al 80%. No se ha punzonado "T".</p>
	U (aislada)	9362'-9368', 9376'-9408' y 9414'-9430'										
	H+U		15-abr-80	3649	37	98,99	28	-	FN			
	H (aislada)	9818'-9823' y 9829'-9850'										
SAC-42	BT	8631'-8643', SQZ (8650'-8654')	22-oct-11	117	114	2,56	25,9	-	PPH	184131 bls	<p>- (27-abr-72): Completan pozo punzonando: "U" (9342'-9372'), "T" (9492'-9502', 9522'-9530', 9534'-9544', 9552'-9562', 9566'-9576' y 9580'-9592'), Hs (9743'-9745' y 9748'-9798') y "Hi" (9812'-9848' y 9860'-9872'). Evalúan "Hs+i": 5768 BPPD, BSW=0,6%.</p> <p>- (02-may-86): Cementación forzada a "Hs+i". Punzonan intervalo (Hs: 9748'-9780' y Hi: 9812'-9824'). Evalúan Hs: 1080 BFPD, BSW=35%.</p> <p>- (29-ene-87): Cementación forzada a "Hs+i". Punzonan intervalo "Hs" (9748'-9765'). Evalúan Hs: 1728 BFPD, BSW=1,8%. Quedan con SQUEEZE toda la arena "Hi".</p> <p>- (09-dic-89): Cementación forzada a "Hs". Punzonan intervalo "Hs" (9758'-9748'). Evalúan Hs: 240 BFPD, BSW=0,3%. Queda con SQUEEZE "Hs" (9758'-9765').</p> <p>- (24-oct-00): Asientan CIBP a 9620' (aislando "Hs" y "Hi"). Cementación forzada a Ui. Punzonan "Ui" (9338'-9356') y "T" (9580'-9592', 9566'-9576' y 9552'-9562'). Estimulan y evalúan "T": 240 BFPD, BSW=100%. Evalúan "Ui": 287 BFPD, BSW=100%. Queda con SQUEEZE "Ui" (9356'-9372').</p> <p>- (15-ene-03): Redisparan "T" (9492'-9502', 9522'-9530' y 9534'-9544'). Evalúan T: 264 BFPD, BSW=62%.</p> <p>- (05-nov-05): Asientan CIBP a 8690' (aislando "T" y "U"). Cementación forzada a BT. Punzonan "BT" (8631'-8643'). Evalúan "BT": 264 BFPD, BSW=30%. Queda con SQUEEZE intervalo de "BT" (8650'-8654').</p>	<p>Se observa en este pozo que la arena "Hi" está con SQUEEZE por alto corte de agua, su última producción tuvo un BSW=90%, según mapa de saturaciones tiene una So cercana al 40%. Igualmente la arena "U" fue aislada por alto BSW. La última prueba de "U" tuvo BSW=100%. Las arenas "T" y "Hs" fueron aisladas debido a bajo aporte.</p>
	UI (aislado)	9338'-9356', SQZ (9356'-9372')	04-ago-00	224	16	92,86	28,4	-	PPH			
	T (aislado)	9492'-9502', 9522'-9530', 9534'- 9544', 9552' - 9562', y 9566' -9592'	17-oct-05	45	35	21,00	26,7	-	PPH			
	Hs (aislado)	9748'-9758', SQZ (9758'-9798')	12-may-90	124	110	11,29	28,8	-	PPH			
	Hs+i		10-oct-86	2320	223	90,39	-	-	PPH			
	Hi (SQZ)	9812'-9848' y 9860'-9872'										

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.			
SAC-43	U	9328'-9348', 9352'-9388' y 9390'-9400'	19-oct-11	295	117	60,34	26,6	6700	PPH	226500 bls	<p>- (24-may-72): Completan pozo punzonando: U (9328'-9348', 9352'-9388' y 9390'-9400'), T (9510'-9518', 9546'-9558', 9568'-9578', 9586'-9592' y 9598'-9638'), Hs (9774'-9790' y 9796'-9830') y "Hi" (9840'-9856' y 9866'-9876'). Evalúan "U+T+H": 4675 BFPD, BSW=18%.</p> <p>- (02-ago-78): Asientan CIBP a 9835', aislando "Hi", por alto BSW. Punzonan "Hs" (9774'-9790' y 9796'-9830'). Evalúan: 3355 BFPD, BSW=60%.</p> <p>- (15-mar-90): Cementación forzada a "Hs". Punzonan intervalo "Hs" (9774'-9790'). Evalúan Hs: 1224 BFPD, BSW=53%.</p> <p>- (17-feb-95): Asientan retenedor de cemento a 9696'. Cementación forzada a Hollín. Queda con SQUEEZE todo Hollín. Evalúan arena "T": 504 BFPD, BSW=73%. Evalúan "U": 816 BFPD, BSW=11%.</p> <p>- (10-ago-07): Repunzonan: "T" (9552'-9558', 9564'-9578', 9586'-9592' y 9598'-9620') y "U" (9328'-9348' y 9352'-9380'). Evalúan "U": 432 BFPD, BSW=81%. No se evalúa "T".</p>	<p>Las arenas "Hs" y "Hi" están con SQUEEZE y aisladas por alto corte de agua. La última producción de "Hi" tuvo BSW=96% y de "Hs" un BSW=100%. Según mapa de saturaciones tienen una So cercana al 40%. No se produjo de la arena "T" debido a bajo aporte (13 BPPD última prueba). Según mapa de saturaciones tiene una So cercana al 60%. Se recomienda hacer una estimulación a "T".</p>
	T	9510'-9518', 9546'-9558', 9564'-9578', 9586'-9592' y 9598'-9638'	10-nov-03	41	13	68,29	27	-	PPH	312867 bls		
	HS (SQZ y aislado)	9774'-9790' y 9796'-9830'	29-dic-94	415	0	100	28,1	756	PPH			
	Hs+i		01-ago-78	979	47	95,2	28,3	880	PPH			
	Hi (aislado)	9840'-9856' y 9866'-9876'										
SAC-44	BT	8678'-8685'								107800 bls	<p>- (10-jun-72): Completan pozo punzonando: "U" (9355'-9359' y 9380'-9440'), "Ti" (9595'-9600', 9609'-9629' y 9631'-9637'), "Hs" (9794'-9800' y 9804'-9812') y Hi (9822'-9832' y 9836'-9852'). Evalúan U+T+H: 1322 BPPD, BSW=3,8%.</p> <p>- (20-sep-80): Acidifican a arenas "U" y "Ti" y evalúan: Arena "U" (TR=440 BLS, BSW=62%, API=19,8). Arena "T" (TR=275 BLS, BSW=5%, API=30). Punzonan BT (8678'-8685'). Evalúan BT: TR=178BLS, BSW=40%.</p> <p>- (06-sep-85): Cementación forzada a "Hs+i". Repunzonan Hs (9795'-9800' y 9805'-9812') y Hi (9822'-9838'). Queda con SQUEEZE "Hi" (9838'-9852' y 9860'-9862'). Evalúan "Hs+i": 562 BFPD, BSW=40%.</p> <p>- (26-dic-85): Reperforan "BT" en el intervalo (8678'-8685'), acidifican y evalúan: 393 BFPD, BSW=7%.</p>	<p>La arena "T" fue cerrada debido a bajo aporte (84 BPPD). La última prueba de la arena "U" tuvo BSW=62% y tiene una So cercana al 80%. Como primera alternativa, se recomienda abrir la camisa de "BT" cuando se deje de producir de "Hs+i" ya que la última prueba tuvo 393 BFPD con BSW=7%. No se ha producido de "BT"</p>
	U	9353'-9359' y 9380'-9440'								108474 bls		
	Ti	9595'-9600', 9609'-9629' y 9631'-9637'	15-ene-74	215	84	60,93	-	1700	PPH	224517 bls		
	Hs	9795'-9800' y 9805'-9812'								556315 bls		
	Hi	9822'-9838'										
	Hs+i		22-oct-11	321	286	10,90	26,7	4850	PPH			
	H+U+TI		21-sep-73	1074	1010	6	29,3	-	PPF			
SAC-45B	U	9377'-9389' y 9399'-9423'								593880 bls	<p>- (22-ene-99): Completan pozo punzonando: Hs (9776'-9787', 9790'-9794' y 9800'-9809'), "Hi" (9817'-9841'), "T" (9574'-9580' y 9598'-9612') y "U" (9376'-9388' y 9398'-9422'). Evalúan "Hi": 3146 BFPD, BSW=100%. Evalúan "U": 240 BPPD, BSW=72%. Evalúan "Hs": 445 BPPD, BSW=3,67%. No se evaluó "T".</p> <p>- (22-ene-99): Cementación forzada a "Hi" por entrada de agua. Queda con SQUEEZE toda "Hi". Evalúan Hs: 696 BFPD, BSW=17%.</p> <p>- (12-sep-04): Repunzonan Hs (9800'-9809'). Evalúan Hs: 384 BFPD, BSW=23,56%.</p>	<p>La arena "Hi" esta con SQUEEZE debido a alto corte de agua. (BSW=100%). La arena "T" nunca produjo por bajo aporte en pruebas (53 BPPD), de igual manera la arena "U" produjo 240 BPPD, con BSW=72%. Se recomienda seguir produciendo de "Hs"</p>
	Ti (prueba)	9575'-9581' y 9599'-9613'	09-mar-00	57	53	7,02	28	-	PPH	107068 bls		
	Hs	9777'-9788' y 9800'-9809'. SQZ (9790'- 9794')	18-oct-11	369	359	2,71	26,1	24800	PPH	356930 bls		
	Hi (SQZ)	9817'-9841'										

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.			
SAC-50	UI	9482'-9514'	13-oct-11	1285	431	66,46	24,1	39500	PPH	646260 bls	<p>- (20-mar-73): Completan pozo punzonando: "Ui" (9482'-9514'), "Ti" (9648'-9654', 9672'-9678', 9686'-9690', 9706'-9714' y 9718'-9728'), "Hs" (9844'-9855' y 9860'-9870'), "Hi" (9878'-9990'). Evalúan U+T+H: 1679 BPPD, BSW=0,4%.</p> <p>- (16-sep-80): Repunzonan "Ui" (9482'-9514'). Acidifican y evalúan Ui: TR=340 BLS, BSW=3%. Evalúan Hi: TR=181 bls, BSW=96%. Evalúan HS: TR=517 BLS, BSW=85%. Asientan tapón CIBP a 9755' (aislando Hi y Hs).</p> <p>- (25-ago-06): Realizan Squeeze a "Ti" y repunzonan (9707'-9714', 9718'-9728', 9672'-9678', 9686'-9690' y 9648'-9654'). Evalúan "Ui": 1176 BFPD, BSW=100%. No evalúan "Ti".</p> <p>- (22-nov-07): Asientan CIBP a 9600' (aislando "Ti" y "Hollín"). Evalúan arena "Ui": 1320 BFPD, BSW=90%.</p>	<p>Las arenas "Hs" y "Hi" fueron aisladas, debido a bajo aporte. La última producción de "Hs+i" tuvo 99 BPPD; además en el mapa de saturaciones, estas arenas tienen una So cercana al 35%. La arena "T" terminó su producción con BSW=100%. Según mapa de saturaciones tiene una So cercana al 20%. La arena "U" al igual que la "T" están influenciadas por la inyección de agua</p>
	Ti (aislado)	9648'-9654', 9672'-9678', 9686'-9690', 9706'-9714' y 9718'-9728'	15-nov-07	363	0	100	-	-	PPH			
	Hs (aislado)	9844'-9855' y 9860'-9870'										
	Hs+i		29-nov-76	108	99	8	-	-	FN			
	Hi (aislado)	9878'-9896', SQZ (9896'-9900')										
SAC-53	UI	9500'-9522'	27-oct-11	279	262	6,09	26,6		PPH	466902 bls	<p>- (01-may-73): Completan pozo punzonando: Hi (9906'-9934') y Ui (9500'-9522'). Evalúan Hi+Ui: 776 BPPD, BSW=0,5%.</p> <p>- (08-jul-74): Repunzonan "Ui" (9500'-9522') y "Hi" (9906'-9934'). Evalúan Ui+Hi: 1571 BPPD, BSW=1,8%.</p> <p>- (24-may-97): Redisparan Hi (9906'-9916'). Evalúan Hi: 1008 BFPD, BSW=18%.</p>	<p>La arena "Hi" fue cerrada, debido a bajo aporte (57 BPPD), según mapa de saturaciones, tiene una So cercana al 45%. Actualmente se produce de la arena "U" y tiene una So cercana al 80%.</p>
	HI	9916'-9934'	11-ago-97	98	57	41,84	28	-	PPH	1087620 bls		
SAC-55	U	9398'-9434'	02-mar-92	763	32	95,81	28,3	-	PPH	180056 bls	<p>- (30-may-74): Cementación forzada a "Hollín, U y T". Se punzona: Hi (9838'-9846', 9853'-9858'), "Hs" (9780'-9802' y 9806'-9826'), "Ti" (9621'-9631', 9642'-9656' y 9660'-9676') y "U" (9412'-9434'). Evalúan "U+T": 2980 BFPD, BSW=4%. Queda con SQUEEZE "Hi" (9846'-9848', 9858'-9863' y 9867'-9873').</p> <p>- (01-sep-88): Toman BUP y evalúan arena "Ti": 1752 BFPD, BSW=12%. Toman BUP y evalúan "U": 1248 BFPD, BSW=18%.</p> <p>- (02-feb-06): Realizan tratamiento químico a Hi y Hs y evalúan: Hs+i: 768 BFPD, BSW=12%.</p>	<p>La arena "U" fue cerrada debido al alto corte de agua. Según mapa de saturación, tiene una So cercana al 30%, afectada por la inyección de agua. Igualmente, las arenas "Hi" y "Hs" fueron cerradas por alto corte de agua, tiene una So cercana al 30%. La arena "T" tiene una So cercana al 60%.</p>
	Ti	9621'-9631', 9642'-9656' y 9660'-9676'	23-oct-11	232	224	3,45	27,7	3400	PPH	460653 bls		
	Hs	9780'-9802' y 9806'-9826'								330894 bls		
	Hs+i		24-oct-08	599	37	93,82	27	2800	PPH			
	Hi	9838'-9846', 9853'-9858'										
SAC-56	BT	8700'-8708'								61528 bls	<p>- (dic-76): Evalúan Hi: 438 BFPD, BSW=100%. Aíslan Hollín con CIBP a 9570'. Repunzonan arena "Ui" (9414'-9468'). Fracturan "Ui".</p> <p>- (27-dic-90): Repunzonan "Ui" (9414'-9468'). Evalúan "Ui": 552 BFPD, BSW=24%. Disparan BT (8700'-8708'). Evalúan "BT": 288 BFPD, BSW=6%. Produce de "Ui".</p> <p>- (20-dic-05): Realizan acidificación a "Ui". Evalúan "Ui": 432 BFPD, BSW=31%.</p>	<p>La arena "Hi" fue aislada por alto corte de agua. Tiene una So cercana al 50%. La arena "U" tiene una So cercana al 50%. Se recomienda evaluar arena "BT", su última producción fue de 288 BFPD, BSW=6%.</p>
	UI	9414'-9468'	22-oct-11	210	203	3,33	26,9	-	PPH	359368 bls		
	H (aislado)	9830'-9844' y 9860'-9884'	EN PRUEBAS INICIALES BSW=100%									

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.			
SAC-62	Ui	9436'-9456'	04-ago-88	192	188	2,08	-	-	PPH	340909 bls	<ul style="list-style-type: none"> - (01-nov-73): Completan pozo punzonando: "Ui" (9434'-9458'), "Hs" (9816'-9838') y "Hi" (9858'-9866'). Evalúan "Hs": 500 BPPD, BSW=0,3%. - (09-dic-79): Fracturan "Hs" y evalúan: TR=588 BLS, BSW=100%. Repunzonan arena "Ui" (9434'-9458') y evalúan: TR=717 BLS, BSW=6%. - (26-abr-86): Cementación forzada a "Hs+i". Repunzonan: "Ui" (9434'-9458'), "Hs" (9810'-9812' y 9816'-9838') y "Hi" (9857'-9867'). Evalúan Hs: 264 BFPD, BSW=100%. Evaluar "Hi": 624 BFPD, BSW=100%. Pozo queda cerrado. - (01-ago-87): Colocan CIBP a 9850', aislando Hi. Realizan tratamiento a Hs y evalúan: 168 BFPD, BSW=4%. Cementación forzada a "Ui". Punzonan "Ui" (9436'-9456'). Evalúan "Ui": 432 BFPD, BSW=100%. Queda con SQUEEZE "Ui" (9380' a 9552'). - (20-ago-03): Disparan "Hs" (9816'-9838'). Evalúan "Hs": 288 BFPD, BSW=100%. 	La arena "Hi" fue aislada por alto corte de agua. (624 BFPD, BSW=100%). La arena "Hs" tiene una So cercana al 70%. La arena "U" tiene una So cercana al 70%, pero fue cerrada debido al bajo aporte. En este pozo no se punzonó las arenas "T" ni "BT".
	Hs	9810'-9812' y 9816'-9838'	22-oct-11	487	474	2,67	27,1	3600	PPH	671198 bls		
	Hi (aislado)	9857'-9867'	EN PRUEBAS INICIALES BSW=100%									
SAC-68	Ui	9386'-9408' y 9418'-9440'	18-oct-11	511	486	4,89	26,3	-	PPH	806289 bls	<ul style="list-style-type: none"> - (04-ene-74): Completan pozo punzonando: "Hi" (9829'-9857'), "T" (9640'-9658') y "Ui" (9386'-9408' y 9418'-9440'). Evalúan "Hi+T+Ui": 540 BPPD, BSW=0,2%. - (26-oct-82): Cementación forzada a "Hi". Punzonan (9829'-9837'). Evalúan "Hi": 511 BFPD, BSW=1,6%. Queda con SQUEEZE (9825'-9829' y 9837'-9857'). - (22-nov-90): Realizan tratamiento anti escala a "Ui" y "T". Evalúan arenas "Ui+T": 1728 BFPD. BSW=31%. - (05-ago-01): Asientan CIBP a 9750' (aislando Hi). Evalúan U: 1076 BFPD, BSW=55%. 	La arena "Hi" fue aislada por alto corte de agua. (713 BFPD, BSW=99%). Tiene una So cercana al 50%. La arena "T" fue cerrada con una producción de 474 BPPD. Tiene una So cercana al 60%. Se recomienda evaluar "Ti" e incorporar a producción.
	T	9640'-9658'	07-jul-96	404	391	3,22	28	-	PPH	156239 bls		
	Hi (aislado)	9829'-9837'. SQZ (9825'-9829' y 9837'-9857')	16-jul-86	713	10	98,60	30	-	PPH			
SAC-70	U (prueba)	9396'-9420'	30-jun-04	520	295	43,27	26,5	-	PPH	449034 bls	<ul style="list-style-type: none"> - (09-feb-74): Completan pozo punzando: "Hs" (9786'-9804' y 9812'-9820'), "Hi" (9836'-9856'). Evalúan Hs+i: 4438 BPPD, BSW=0,1%. - (02-ene-87): Cementación forzada a Hs. Punzonan: Hs (9786'-9804', 9776'-9782' y 9766'-9772'), "Ti" (9624'-9634') y "Ui" (9396'-9420'). Queda con SQUEEZE Hi (9828'-9856'). Evalúan Hs: 288 BFPD, BSW=2%. Evalúan "Ti": 288 BFPD, BSW=2,7%. Evalúan "Ui" (504 BFPD, BSW=0,5%). - (20-may-88): Fracturan "Hs" y evalúan: 408 BFPD, BSW=5%. - (28-abr-90): Repunzonan Hi (9812'-9816'). Evalúan Hs+i: 1128 BFPD, BSW=0,4%. 	La arena "Hs" fue cerrada por bajo aporte (13 BPPD). Las arenas "Hs" y "Hi" presentan altos cortes de agua. Tiene una So cercana al 50%. La última prueba a la arena "T" fue de 288 BFPD y BSW=2,7%. Tiene una So cercana al 50%. La última producción de la arena "U" fue de 295 BPPD y BSW=43%. Tiene una So cercana al 70%. Se recomienda evaluar e incorporar la arena "U" a producción ya que aportaría más que la "Hi".
	T	9624'-9634'								190299 bls		
	Hs	9766'-9772', 9776'-9782' y 9786'-9804'	19-jun-04	121	13	89,30	27,2	1400	PPH	337270 bls		
	Hi	9812'-9820'. SQZ (9828'-9856')	21-oct-11	1702	170	90,01	26,9	1200	PPH	537751 bls		

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.			
SAC-78	Ui	9351'-9361' y 9377'-9387'	19-oct-11	450	98	78,22	26,4	8800	PPH	131110 bls	<ul style="list-style-type: none"> - (29-jul-76): Completar pozo punzando: Hi (9828'-9853'). Evalúan "Hi": 1138 BFPD, BSW=0,1%. - (15-oct-82): Cementación forzada a Hi. Punzonan Hi (9802'-9805' y 9828'-9838'). Queda con SQUEEZE (9838'-9853'). Punzonan Hs (9795'-9802' y 9772'-9792'). Evalúan Hs: 280 BFPD, BSW=0,2%, API=29,9°. - (11-sep-93): RET-MATIC pescado a 9709'. Aislan con CIBP a 9692' (Aislan Hs+i). Punzonan "Ui" (9352'-9424') y "Ti" (9615'-9620' y 9624'-9647'). Evalúan "Ti": 764 BFPD, BSW=0,5%. Evalúan "Ui": 984 BFPD, BSW=0,2%. - (23-dic-10): Cementación forzada a "Ui" y "Ti". Disparan "Ti" (9615'-9619' y 9624'-9635'). Disparan "Ui" (9351'-9361' y 9377'-9387'). Evalúan "Ui": 288 BFPD, BSW=42%. Evalúan "Ti": BSW=100%. 	Las arenas "Hs" y "Hi" fueron aisladas por pescado. La última producción fue de "Hs" (126 BFPD, BSW=18%). Tienen una So cercana a 50%. La arena "Ti" fue cerrada por alto corte de agua (503 BFPD, BSW=100%). La arena "Ui" tiene una producción de 450 BFPD, BSW=78%. Según mapa de saturación tiene una So cercana al 75%
	Ti	9615'-9620' y 9624'-9647'	26-nov-10	503	1	99,80	27,3	16900	PPH	91809 bls		
	Hs (aislado)	9772'-9792' y 9795'-9805'	10-jul-93	126	104	17,46	-	1242	PPH			
	Hs+i		16-abr-92	388	382	1,546	28,5	9393	PPH			
	Hi (aislado)	9828'-9838'. SQZ (9838'-9853')										
SAC-80	Ui	9384'-9402'	21-ago-97	340	299	12,06	28,6	1500	PPH	295262 bls	<ul style="list-style-type: none"> - (01-ago-76): Completan pozo punzando "Hs" (9760'-9768') y "Hi" (9790'-9816' y 9834'-9856'). Evalúan arena "Hs+i": 3737 BPPD, BSW=0,2%, API=31,1°. - (12-ene-87): Realizan cementación forzada a "Hs+i". Punzonan "Hs" (9762'-9774') y "Hi" (9793'-9803'). Evalúan "Hi": 2280 BFPD, BSW=33%. Evalúan "Hs": 2400 BFPD, BSW=56%. - (21-sep-88): Realizan tratamiento a "Hs". Realizan cementación forzada a "Hs+i". Punzonan "Hs" (9762'-9778'). Evalúan "Hs": 2424 BFPD, BSW=100%. Queda con SQUEEZE todo "Hi". - (10-jul-94): Aislan "Hs+i" con CIBP a 9660'. Punzonan "T" (9596'-9622') Evalúan T: 552 BFPD, BSW=100%. - (16-jun-97): Punzonan "U" (9384'-9406') y "T" (9596'-9622'). Evalúan "U+T": 504 BFPD, BSW=20%. - (10-dic-08): Disparan "T" (9586'-9596'). Evalúan "T": 384 BFPD, BSW=100%. 	La arena "Hi" está con SQUEEZE debido al alto corte de agua. Tiene una So cercana al 40%. La arena "Hs" fue aislada debido a bajo aporte (45 BPPD). La última producción de "U" fue 340 BFPD, BSW=12%. Tiene una So cercana al 75%. Se recomienda evaluar arena "U" para incorporar a la producción, ya que aportaría más de lo que aporta actualmente la arena "T"
	Ti	9596'-9622'	04-oct-11	215	106	50,70	27,2	-	PPH	228499 bls		
	Hs (aislado)	9761'-9774', 9778'-9781'. SQZ (9774'-9778')	18-mar-90	48	45	6,25	28,5	1359	PPH			
	Hs+i		02-feb-87	1611	306	81	29	1090	PPH			
	Hi (aislado y SQZ)	SQZ (9793'-9808')										
SAC-85	BT	8654'-8665'	21-oct-11	246	106	56,91	25,5	22650	PPH	185633 bls	<ul style="list-style-type: none"> - (04-dic-76): Completan pozo punzando Hs (9786'-9792' y 9797'-9811'), y Hi (9832'-9860'). Evalúan "Hs+i": 3754 BPPD, BSW=0,21%. - (08-sep-85): Cementación forzada a "Hs+i". Punzonan Hs (9773'-9778', 9786'-9792' y 9797'-9811') y Hi (9832'-9838'). Acidifican Hs. Evalúan "Hs+i": 197 BLS, BSW=70%. Queda con SQUEEZE "Hi" (9838'-9842' y 9851'-9860') - (18-mar-86): Asientan CIBP a 9822' (aislando Hi). Acidifican Hs y evalúan: 141 bls, BSW=100%. Asientan retenedor de cemento a 9730' (aislando Hs). Perforan BT (8654'-8665). Evalúan BT: 696 BFPD, BSW=1%. - (13-abr-98): Disparan "Ui" (9372'-9430'). Se realiza tratamiento con ácido a "Ui" y se evalúa: 672 BFPD, BSW=19%. - (24-jul-10): Redisparan BT (8654'-8665'), evalúan "BT": 432 BFPD, BSW=100%. 	Las arenas "Hs" y "Hi" fueron aisladas debido al alto corte de agua. En mapa de saturaciones, tiene una So cercana al 40%. La arena "U" tuvo una producción final de 293 BPD, BSW=100%, por tal razón fue cerrada. En mapa de saturaciones la arena "U" tiene una So cercana al 75%. No se punzonó la arena "T"
	Ui	9372'-9430'	21-mar-09	293	0	100	24,6	7200	PPH	340933 bls		
	Hs (aislado)	9773'-9778', 9786'-9792' y 9797'-9811'	18-dic-85	81	61	24,69	-		PPH			
	Hs+i		24-dic-85	282	9	96,81	30	-	PPH			
	Hi (aislado)	9832'-9838'. SQZ (9838'-9842' y 9851'-9860')	16-dic-85	964	79	91,80	30	850	PPH			

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.			
SAC-87	BT	8668'-8680'	27-oct-11	326	184	43,56	26,3	27200	PPH	157691 bls	<p>(13-ene-80): Completan pozo punzonando: Hi (9822'-9834', 9837'-9846' y 9854'-9872') y Hs (9793'-9802' y 9804'-9814'). Evalúan "Hs+i": 4147 BPPD, BSW=0,6%.</p> <p>(03-may-92): Realizan cementación forzada a "Hs+i". Punzonan "Hi" (9822'-9834'). Evalúan Hi: 1368 BFPD, BSW=77%. Queda con SQUEEZE "Hi" (9843'-9846' y 9854'-9872'). Punzonan Hs (9793'-9812'). Queda con SQUEEZE "Hs" (9812'-9816'). Evalúan "Hs+i": 1440 BFPD, BSW=67%.</p> <p>(28-ene-93): Asientan CIBP a 9818' (aislando Hi). Evalúan "Hs": 48 BFPD, BSW=1%. Punzonan "Ti" (9644'-9678') y "Ui" (9396'-9444'). Evalúan "Ti": 336 BFPD, BSW=5%. Evalúan "Ui": 816 BFPD, BSW=6%. Queda con SQUEEZE toda "Hs".</p> <p>(13-mar-98): Cementación forzada a "Ui" y "Ti". Disparan "Ti" (9644'-9678') y "Ui" (9396'-9444'). Evalúan "Ui+Ti": 408 BFPD, BSW=9%.</p> <p>(18-sep-10): Punzonan "Ti" (9644'-9678'). Evalúan "Ti": 216 BFPD, BSW=20%. Repunzonan Ui (9396'-9422'). Punzonan BT (8668'-8680'). No evalúan U ni BT.</p>	<p>Las arenas "Hs" está con SQUEEZE y la arena "Hi" aislada por alto corte de agua, las últimas producciones tuvieron BSW cercano al 100%. Tienen una So cercana al 30%. La arena "T" fue cerrada por bajo aporte (17 BPPD), tiene una So cercana al 60%. La arena "U" fue cerrada debido a que la arena "BT" aportaba más. La So en la arena "U" es cercana al 65%.</p>
	Ui	9396'-9444'	06-ago-10	229	112	51,09	25,4	27200	PPH	332067 bls		
	Ti	9644'-9678'	26-sep-10	76	17	77,63	-	14000	PPH	203775 bls		
	Hs (SQZ)	9793'-9812'. SQZ (9843'-9816')	05-ene-93	1290	90	93,02	28,1	909	PPH			
	Hi (aislado)	9822'-9834'. SQZ (9843'-9846' y 9854'-9872')	25-may-92	1143	0	100	-	848	PPH			
SAC-88	Ti	9640'-9692'	20-oct-11	223	210	5,83	26,7	-	PPH	390551 bls	<p>(02-jul-80): Completan pozo punzonando: Hi (9861'-9868'). Evalúan "Hi": 2624 BPPD, BSW=0,6%, API=28,6°.</p> <p>(20-abr-86): Punzonan "Hs" (9804'-9822' y 9826'-9830') y "Ti" (9640'-9660' y 9674'-9692'). Tratamiento con ácido a Hs. Evalúan Hs: 670 BFPD, BSW=50%.</p> <p>(16-may-91): Cementación forzada a Hs+i. Punzona Hs (9804'-9822' y 9826'-9830'). Evalúan Hs: 96 BFPD, BSW=100%. Queda con SQUEEZE toda "Hi".</p> <p>(27-mar-98): Punzonan "Ti" (9660'-9674'). Evalúan "Ti": 716 BFPD, BSW=1,5 %.</p> <p>(26-may-02): Asientan CIBP a 9740' (aislado Hs+i). Evalúan Ti: 518 BFPD, BSW=3 %.</p>	<p>Las arenas "Hs" y "Hi" fueron aisladas por alto corte de agua. Las últimas pruebas de producción tuvieron BSW=100%. Tiene una So cercana al 50%. La arena "T" tiene una So mayor al 60%. No se punzonó ni "U" ni "BT".</p>
	Hs (aislado)	9804'-9822' y 9826'-9830'	09-may-91	1809	110	93,90	28,6	-	PPH			
	Hs+i		22-jun-88	1434	467	67,43	28	-	PPH			
	Hi (SQZ y aislado)											
SAC-96	BT	8682'-8692'	22-oct-11	199	176	11,56	27,5	6750	PPH	291404 bls	<p>(25-ago-81): Completan pozo punzonando "Hi" (9858'-9868'). Evalúa Hi: 186 BPPD, BSW=0,3%.</p> <p>(02-jul-84): Punzonan "Hs" (9800'-9803', 9806'-9812' y 9814'-9820'). Evalúan "Hs": 1129 BFPD, BSW=37,5%.</p> <p>(20-oct-86): Cementación forzada a "Hs+i". Punzonan "Hs" (9802'-9812', 9814'-9820' y 9824'-9828') y "Hi" (9858'-9868'). Devalué Hs+i: 264 BFPD, BSW=42%. Punzonan BT (8682'-8692'). Devalué BT: 408 BFPD, BSW=3,5%.</p>	<p>Las arenas "Hs" y "Hi" fueron cerradas por bajo aporte. La última prueba de producción fue de 264 BFPD, BSW=42%. La So de las arenas Hollín es cercano a 60%. Se recomienda estimular las arenas "Hs" y "Hi" para incorporar a la producción, además que aportarían más que "BT". No se punzonó "U" ni "T".</p>
	Hs	9802'-9812', 9814'-9820' y 9824'-9828'	19-sep-86	592	223	31,46	30	-	PPH	238676 bls		
	Hs+i		19-oct-86	133	115	13,53	28	-	PPH			
	Hi	9858'-9868'	23-jun-84	970	534	44,95	29	-	PPH	333437 bls		

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES	
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.				
SAC-98	Ui	9376'-9400'	26-oct-11	516	366	29,07	27	23200	PPH	442038 bls	<p>- (10-ene-82): Completan pozo punzonando "Hi" (9826'-9837'). Evalúan "Hi": 1780 BPPD, BSW=1%.</p> <p>- (05-mar-86): Tratamiento ácido Hi y evalúan: 168 BFPD, BSW=14%.</p> <p>- (29-nov-92): Punzonan "Hs" (9799'-9814' y 9786'-9794'). Evalúan Hs: 960 BFPD, BSW=64%. Evalúan "Hs+": 1008 BFPD, BSW=80%.</p> <p>- (07-dic-93): Punzonan "Ui" (9376'-9400') y "T" (9620'-9636' y 9670'-9685'). Evalúan T: 456 BFPD, BSW=0,6%, API=29,1%. Evalúan "Ui": 115 2 BFPD, BSW=0,5%. Asientan CIBP a 9730' (aislando Hs y Hi).</p> <p>- (21-may-07): Repunzonan "Ui" y evalúan: 648 BFPD, BSW=100%.</p>	<p>Las arenas "Hs" y "Hi" fueron aisladas por alto corte de agua y bajo aporte (81 BPPD, BSW=70,5%). Tiene una So cercana al 30%. La última prueba de producción de la arena "T" fue de 456 BFPD, BSW=0,6%. La arena "T" tiene una So cercana al 60%. Se recomienda evaluar e incorporar a producción la arena "T".</p>	
	T	9620'-9636' y 9670'-9685'								369121 bls			
	Hs (aislado)	9786'-9794' y 9799'-9814'											
	Hs+i		27-nov-93	274	81	70,44	-	2182	PPH				
	Hi (aislado)	9826'-9837'	09-nov-92	863	270	68,71	28,3	-	PPH				
SAC-101	U	9350'-9357 y 9364'-9408'. SQZ (9418'-9422')	27-oct-11	781	276	64,66	27,4	2900	PPH	595820 bls	<p>- (18-ene-83): Hueco abierto en "Hs+i". Evalúan "Hs+i": 814 BPPD, BSW=0,2%, API=28,2°.</p> <p>- (05-feb-98): Cementación forzada a "Hs+i". Disparan Hs (9790'-9800' y 9806'-9817'). Queda con SQUEEZE "Hs" (9817'-9821') y toda Hi. Evalúan Hs: 312 BFPD, BSW=57%. Disparan "Ui" (9364'-9408'). Evalúan "U": 672 BFPD, BSW=49%.</p> <p>- (02-oct-07): Aislan Hs y Hi con CIBP a 9720'. Tratamiento con ácido a "T". Repunzonan "T" (9604'-9620' y 9628'-9680') y evalúan: 48 BFPD, BSW=100%. Tratamiento con ácido a arena "U" y punzonan "Ui" (9350'-9357'). Evalúan "U": 744 BFPD, BSW=100%.</p>	<p>Las arenas "Hs" y "Hi" fueron aisladas por alto corte de agua. En su última producción tuvieron BSW mayores al 90%. Tienen una So cercana al 45%. La última prueba de producción en la arena "T" dio 48 BFPD y BSW=100%, por tal razón no entró en producción. La arena "U" tiene alto BSW debido a la influencia de los pozos inyectoros.</p>	
	T (prueba)	9604'-9620' y 9628'-9680'	02-oct-07	48	0	100	-	-	PPH	729683 bls			
	Hs (aislado)	9790'-9800' y 9806'-9817'.	06-ago-99	156	3	98,08	28	-	PPH				
	Hi (aislado)	9845'-9851'	06-ago-83	2021	197	90,25	26,8	1090	PPH				
SAC-103	Ui	9404'-9430' y 9440'-9462'	19-oct-06	1463	217	85,17	-	1500	PPH	822652 bls	<p>- (06-dic-85): Completan pozo punzonando: "Hs" (9802'-9812'), "Hi" (9844'-9854' y 9864'-9877'), "Ti" (9672'-9684'), y "Ui" (9404'-9430' y 9440'-9462'). Evalúan "Hs+i": 2530 BPPD, BSW=1%, API=29%. Evalúan "T": 432 BFPD, BSW=1%.</p> <p>- (30-jun-89): Realizan cementación forzada a "Hs+i". Punzonan Hs (9802'-9818' y 9824'-9830') y Hi (9844'-9854'). Queda con SQUEEZE Hi (9864'-9877'). Evalúan Hs+i: 1680 BFPD, BSW=0,5%.</p> <p>- (19-mar-07): Aislan "Hi" con CIBP a 9833'. Evalúan Hs: 2688 BFPD, BSW=100%.</p>	<p>Se dejó de producir de la arena "Hi" debido al alto corte de agua. La arena "Hs" produce (2410 BFPD y BSW=88%). Estas arenas tienen una So cercana al 50%. La arena "U" fue cerrada por alto corte de agua, tiene una So cercana al 60%. La última prueba de la arena "T" fue de 436 BFPD y BSW=1%, y tiene una So cercana al 50%. Se recomienda evaluar e incorporar a la producción.</p>	
	T	9672'-9684'								143131 bls			
	Hs	9802'-9818' y 9824'-9830'	25-oct-11	2410	289	88,01	26,2	600	PPH	617473 bls			
	Hs+i		04-mar-07	1791	78	95,64	28,1	1650	PPH				
	Hi (aislado)	9844'-9854'											

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES	
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.				
SAC-106	U	9426'-9467'									744849 bls	<p>- (14-jun-86): Completan pozo punzonando: Hi (9881'-9901'), Hs (9820'-9840' y 9852'-9871'), Ti (9616'-9658' y 9671'-9704') y Ui (9426'-9467'). Evalúan "Hs+Hi" (3849 BPPD, BSW=0,4%, API=30'). Evalúan "Ui": 420 BFPD, BSW=18%. Evalúan "Ti": 240 BFPD, BSW=3%.</p> <p>- (02-may-95): Realizan tratamiento anti escala a Hs y evalúan: 1320 BFPD, BSW=78%.</p> <p>- (20-feb-00): Aislan "Hi" con CIBP a 9877'. Evalúan Hs: 648 BFPD, BSW=73%.</p>	<p>Arena "Hi" queda aislada por pescado, su última producción fue de 1505 BFPD y BSW=80%. Tiene una So cercana al 50%. La última prueba de la arena "U" fue de 420 BFPD y BSW=18%, tiene una So cercana al 50%. La arena "T" en su última prueba tuvo 240 BFPD y BSW=3%, tiene una So cercana al 40%. Se recomienda evaluar arena "U" e incorporar a producción.</p>
	T	9616'-9658' y 9671'-9704'									262220 bls		
	Hs	9820'-9840' y 9852'-9871'	20-oct-11	582	355	39,00	26,8	9200	PPH		637871 bls		
	Hi (aislado)	9881'-9901'	12-dic-90	1359	271	80,06	28	989	PPH				
SAC-108	U	9396'-9440'									249609 bls	<p>- (30-jun-87): Completar pozo punzonando: Hi (9848'-9875'). Evalúan "Hi": 3000 BFPD, BSW=0,2%, API=30,1°.</p> <p>- (11-sep-95): Cementación forzada a "Hi". Punzonan: Hi (9848'-9858') y Hs (9810'-9832'). Evalúan Hi: 1776 BFPD, BSW=67%, API=22,8°. Evalúan Hs: 960 BFPD, BSW=35%, API=26,3°. Queda con SQUEEZE "Hi" (9858'-9875').</p> <p>- (06-feb-02): Aislan Hi por pescado con CIBP a 9840'. Punzonan Ti (9646'-9680') y "Ui" (9396'-9440'). Evalúan "Ti": 744 BFPD, BSW=2,7%. No evalúan "Ui"</p>	<p>La arena "Hi" fue aislada por pescado. La arena "Hs" fue cerrada por bajo aporte (93 BPPD y BSW=72%). Tienen una So cercana al 30%. La arena "U" no fue evaluada y tiene una So baja, afectada por la inyección de agua. La arena T tiene una So cercana al 60%.</p>
	Ti	9646'-9680'	23-oct-11	455	428	5,93	28,3	-	PPH		492391 bls		
	Hs	9810'-9832'	12-dic-01	327	93	71,56	27	-	PPH		215851 bls		
	Hi (aislado)	9848'-9858'. SQZ (9858'-9875')	17-may-99	1505	268	82,19	28	-	PPH				
SAC-109	U	9370'-9400'									255457 bls	<p>- (16-jul-87): Completan pozo punzonando: Hs (9816'-9830') y Hi (9845'-9859' y 9864'-9874'). Evalúan Hi: 619 BPPD, BSW=0,8%. Evalúan Hs: 868 BPPD, BSW=0,7%.</p> <p>- (25-dic-89): Cementación forzada a Hi. Punzonan Hi (9845'-9851'). Queda con SQUEEZE "Hi" (9864'-9874'). Evalúan "Hi": 1285 BFPD, BSW=42%.</p> <p>- (12-oct-95): Cementación forzada a "Hs". Punzonan "Hs" (9816'-9830'). Evalúan Hs: 792 BFPD, BSW=44%, API=26,2°. Punzonan "T" (960 8'-9818' y 9626'-9646'). Evalúan "T": 1104 BFPD, BSW=44,5%, API=25,4°. Punzonan "U" (9370'-9400'). Evalúan "U": 1728 BFPD, BSW=27%. Asientan CIBP a 9855', aislando "Hi".</p> <p>- (21-ago-96): Aislan Hs y Hi con EZ-Drill a 9664'. Evalúan U: 984 BFPD, BSW=80%.</p> <p>- (03-jun-97): Redisparan "U" (9370'-9400') y "T" (9608'-9618' y 9626'-9646'). Evalúan "U+T": 888 BFPD, BSW=29%.</p>	<p>Las arenas "Hs" y "Hi" están aisladas y con SQUEEZE debido al alto corte de fluido. Tiene una So cercana al 40%. Las arenas "U" y "T" producen conjuntamente. La arena "U" tiene una So cercana al 70% y la arena "T" al 60%.</p>
	U+T		19-oct-11	183	169	7,65	26,6	-	PPH				
	T	9608'-9618' y 9626'-9646'									131305 bls		
	Hs (aislado)	9816'-9830'. SQZ (9845'-9859')	04-dic-95	651	99	84,79	28	1210	PPH				
	Hi (aislado y SQZ)	SQZ (9864'-9886')	02-jun-90	1176	61	94,81	29,4	727	PPF				

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.			
SAC-110	U	9380'-9390' y 9424'-9434'								156973 bls	<p>- (10-nov-87): Queda con SQZ todo "Hi" (9856'-9868') por BSW=100%. Completan pozo: Hs (9803'-9815' y 9825'-9835'). Evalúan Hs: 1956 BPPD, BSW=0,6%.</p> <p>- (01-mar-97): Disparan "Ti" (9634'-9650') y "Ui" (9380'-9390' y 9424'-9434'). Evalúan "Ti": 432 BFPD, BSW=6%. No evalúan "Ui".</p> <p>- (15-may-97): Cementación forzada a "Hs". Punzonan Hs (9803'-9818'). Queda con SQUEEZE "Hs" (9825'-9835' y 9846'-9848'). Evalúan "Ti": 816 BFPD, BSW=14%.</p> <p>- (19-oct-05): Aislan "Hs" con CIBP a 9710'. Redisparan "Ti" (9636'-9650') y "Ui" (9424'-9434' y 9380'-9390'). Evalúan "Ui+Ti": 336 BFPD, BSW=39%.</p>	<p>La arena "Hi" está con SQUEEZE por alto corte de agua y la arena "Hs" fue aislada por bajo aporte (21 BPPD). Tienen una So cercana al 40%. Las arenas "U" y "Ti" producen conjuntamente. Las arenas "U" y "T" tienen una So cercana al 60%.</p>
	U+Ti		21-oct-11	312	290	7,05	26,3	36500	PPH			
	T	9636'-9650'								144629 bls		
	Hs (aislado)	9803'-9818'. SQZ (9825'-9835')	16-feb-97	28	21	25	29	-	PPH			
	Hi (SQZ)	9856'-9868'	EN PRUEBAS INICIALES BSW=100%									
SAC-111	Ui	9403'-9436'								497791 bls	<p>- (17-mar-88): Completan pozo punzonando: Hs (9845'-9849' y 9824'-9837'), Ui (9403'-9436'), Ti (9637'-9644' y 9650'-9666'). Evalúan "Hs": 1836 BPPD, BSW=10%, API=30,5. Evalúan "Ti": 432 BFPD, BSW=20%. Evalúan "Ui": 672 BFPD, BSW=22%.</p> <p>- (31-ene-03): Repunzonan Ui (9403'-9436'). Estimular con ácido Ui. Evalúan Ui: 192 BFPD, BSW=100%. Disparan Hs (9824'-9832'). Evalúan Hs: 168 BFPD, BSW=78%.</p>	<p>La arena "Hs" fue cerrada por alto corte de agua y bajo aporte (5 BPPD). Tiene una So cercana al 50%. La última prueba a la arena "U" fue de 192 BFPD, BSW=100%, tiene una So cercana al 70%.</p>
	Ti	9637'-9644' y 9650'-9666'	15-oct-11	559	367	34,3	26,7	45200	PPH	227170 bls		
	Hs	9824'-9837' y 9845'-9849'	21-feb-03	81	5	93,8	27	2600	PPH	396260 bls		
SAC-112	BT	8684'-8698'	22-oct-11	182	164	9,89	28,2	1700	PPH	242959 bls	<p>- (16-abr-88): Completan pozo punzonando Hi (9858'-9877'). Evalúan Hi: 1422 BPPD, BSW=1.5%.</p> <p>- (13-jul-95): Punzonan "Ui" (9402'-9448' y 9452'-9464') y "Ti" (9664'-9682'). Evalúan "Ui": 840 BFPD, BSW=1,1%. Evalúan "Ti": 288 BFPD, BSW=0,4%.</p> <p>- (09-abr-08): Cementación forzada a Hs+i. Sellan toda Hi. Punzonan Hs (9810'-9840'). Evalúan Hs: 96 BFPD, BSW=89%. Aislan "Hs" y "Hi" con CIBP a 9730'. Punzonan BT (8684'-8698'). Evalúan BT: 360 BFPD, BSW=40%.</p>	<p>Las arenas "Hs" y "Hi" fueron aisladas por alto corte de agua (BSW=94%). Tiene una So cercana al 45%. La última prueba de la arena "Ti" fue de 214 BFPD y BSW=92%. La arena "U" fue cerrada por alto corte de agua, y que está afectada por la inyección de agua (So cercana al 30%).</p>
	Ui	9402'-9448' y 9452'-9464'	14-oct-01	494	54	89,07	28,6	-	PPH	139851 bls		
	T (prueba)	9664'-9682'	24-sep-01	214	17	92,06	28,4	-	PPH	299144 bls		
	Hs(aislada)	9810'-9840'										
	Hs+i		04-ene-95	1727	107	93,80	28,4	788	PPH			
Hi (SQZ)	9858'-9877'											
SAC-114	U	9426'-9470'								801273 bls	<p>- (10-oct-90): Completan pozo punzonado "Hi": 9856'-9874' y "Hs": 9814'-9838'. Evalúan Hi: 2544 BFPD, BSW=0,1%. Evalúan "Hs": NO APORTA.</p> <p>- (02-jul-10): Punzonan "Ui" (9426'-9470'). Evalúan "Ui": 816 BFPD, BSW=92%. Disparan "Hi": 9850'-9862' y evalúan: 1728 BFPD, BSW=100%.</p>	<p>La arena "Hs" fue cerrada por alto corte de agua (BSW=98%). Las arenas "Hs" y "Hi" tienen una So cercana al 45%. La última prueba a la arena "U" fue de 816 BFPD y BSW=92%. La So en la arena "U" es de 65%.</p>
	Hs	9814'-9838'	08-feb-99	1496	36	97,59	26,5	1650	PPH	598852 bls		
	Hi	9850'-9870'	28-oct-11	3650	379	89,62	26,9	1600	PPH	906520 bls		

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.			
SAC-115	Hs	9820'-9825', 9828'-9848' y 9856'-9862'	17-dic-03	1033	370	64,18	27	2250	PPH	700708 bls	<p>- (11-ago-90): Completan pozo punzonando: Hs (9820'-9825' y 9828'-9848') y Hi (9876'-9896'). Evalúan Hs: 2516 BPPD, BSW=1%. Evalúan Hi: 2292 BPPD, BSW=0,5%.</p> <p>- (01-oct-97): Cementación forzada a "Hi". Punzonan Hi (9876'-9886'). Queda con SQUEEZE (9886'-9896'). Tratamiento anti escala a Hi. Evalúan Hi: 1488 BFPD, BSW=61%, API=27°. Redisparan "Hs" (9820'-9825', 9828'-9848' y 9862'-9856').</p>	<p>La última producción de "Hs" fue de 370 BPPD y BSW=64,2%, fue cerrada debido a que la arena "Hi" aporta más. Tienen una So cercana al 50%. No se punzó ni "U", "T" ni "BT"</p>
	Hi	9876'-9886'. SQZ (9886'- 9896')	20-oct-11	987	426	56,84	26,7	1100	PPH	589943 bls		
SAC-118	Ui	9434'-9472'	20-oct-11	336	326	2,98	26	-	PPH	476012 bls	<p>- (24-oct-91): Completan pozo punzonando: Hi (9870'-9885' y 9900'-9908'), Hs (9837'-9860'), Ti (9671'-9681' y 9688'-9699') y Ui (9434'-9472'). Evalúan Ui: 213 BPPD, BSW=48%. Evalúan Hi: 1636 BFPD, BSW=1,1%. Evalúan "Hs": 120 BFPD, BSW=100%. No se evaluó "T".</p> <p>- (26-nov-06): Aislan Hi con CIBP a 9864'. Evalúan "Ui": 528 BFPD, BSW=77%.</p>	<p>Las arenas "Hs" y "Hi" fueron cerradas por alto corte de agua (BSW=91%). Tienen una So cercana al 50%. No se ha evaluado la arena "T", se recomienda probar esta arena, ya que tiene una So cercana al 60%.</p>
	T	9671'-9699'								345224 bls		
	Hs	9837'-9860'								94760 bls		
	Hs+i		07-nov-93	194	139	28,35	28,6	-	PPH			
	Hi (aislado)	9870'-9885' y 9900'-9908'	29-ene-94	576	55	90,45	28	3300	PPH			
SAC-119	Ui (prueba)	9412'-9450'	19-mar-09	364	0	100	-	-	PPH	407067 bls	<p>- (04-ene-92): Completan pozo punzonando Hs (9828'-9840') y Hi (9880'-9900'). Evalúan "Hi": 3786 BPPD, BSW=1,4%. No evalúan "Hs".</p> <p>- (05-dic-95): Cementación forzada a "Hs+i". Punzonan Hi (9880'-9890'). Queda con SQUEEZE (9890'-9900'). Evalúan "Hi": 3048 BFPD, BSW=73%. Punzonan "Hs" (9807'-9820' y 9828'-9840'). Evalúan Hs: 816 BFPD, BSW=2,9%.</p> <p>- (25-nov-05): Aislan Hi con CIBP a 9860'. Punzonan arena "Ui" (9412'-9450'). Evalúan Ui: 504 BFPD, BSW=100%.</p>	<p>La arena "Hi" fue aislada por alto corte de agua (BSW=100%). Actualmente la arena "Hs" tiene poco aporte (81 BPPD). Tienen una So cercana al 40%. La última prueba a la arena "U" tuvo un BSW=100%. Tiene una So cercana al 40% por la influencia de la inyección de agua.</p>
	Hs	9807'-9820' y 9828'-9840'	23-oct-11	113	81	28,32	27	-	PPH	134403 bls		
	Hi (aislado)	9880'-9890'.	14-dic-95	1347	0	100,00	28	727	PPF			
SAC-123	Ui	9390'-9438'	20-oct-11	216	207	4,17	24,5	18500	PPH	816472 bls	<p>- (01-dic-91): Completan pozo punzonando: "Hi" (9810'-9830') y "Hs" (9778'-9792'). Evalúan "Hi": 1690 BPPD, BSW=12%, API=28,7°. No evalúan "Hs".</p> <p>- (12-sep-94): Realizan limpieza a "Hi" con HCL. Evalúan "Hi": 1320 BFPD, BSW=58%.</p> <p>- (06-oct-97): Realizan cementación forzada a "Hs+i". Punzonan "Hs" (9778'-9804') y estimulan con ácido. Evalúan "Hs": 576 BPPD, BSW=77%. Punzonan "Ui" (9390'-9438'). Evalúan "Ui": 552 BPPD, BSW=26%. Queda con SQUEEZE toda "Hi".</p>	<p>La arena "Hi" está con SQUEEZE por alto corte de agua (BSW=97%). La arena "Hs" fue cerrada debido a que la arena "U" tiene mayor aporte. Las arenas "Hs" y "Hi" tienen una So cercana al 50%; y la arena "U" tiene una So cercana al 75%. No se punzó arena "T".</p>
	Hs	9778'-9804'	08-ene-10	672	121	81,99	27,2	-	PPH	78405 bls		
	Hi (SQZ)	SQZ (9810'- 9830')	26-ago-97	1206	37	96,93	27	1636	PPH			

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES	
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.				
SAC-126	BT	8704'-8720'	21-oct-11	419	260	37,95	26,3	16600	PPH	349298 bls	<p>(06-oct-93): Completan pozo punzonando: Hi (9912'-9920') , Hs (9872'-9880') y Ui (9451'-9487'). Evalúan Hi: 432 BFPD, BSW=100% Evalúan Hs: 408 BFPD, BSW=100%. Tratan con ácido a "Ui" y evalúan: 456 BFPD, BSW=18%. Aislan Hs y Hi con CIBP a 9520'.</p> <p>(01-abr-98): Cementación forzada a "Ui" con 100 sxs de cemento "G". Disparan Ui: (9427'-9442' y 9451'-9474'). Queda con SQUEEZE (9474'-9487'). Evalúan Ui: 408 BFPD, BSW=30%.</p> <p>(27-abr-05): Sellan toda Ui con cementación forzada. Punzonan "BT" (8704'-8720'). Evalúan BT: 432 BFPD, BSW=61%.</p>	<p>Las arenas "Hs" y "Hi" en pruebas iniciales tuvieron BSW=100%. Tienen una So cercana al 60%. Queda con SQUEEZE arena "U" por alto corte de agua (BSW=92%). Tiene una So cercana al 70%.</p>	
	Ui (SQZ y aislado)	SQZ (9427'-9436' , 9442'-9447, 9451'-9487')	01-jul-98	256	20	92,19	24	6050	PPH				
	Hs (aislado)	9872'-9880'	EN COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES. ARENAS "Hs" y "Hi" BSW=100%										
	Hi (aislado)	9912'-9920'											
SAC-128	U (prueba)	9370'-9404'	26-abr-11	155	80	48,39	26,7	-	PPH	787732 bls	<p>(02-ago-93): Completan pozo punzonando: "Hi" (9792'-9826' y 9837'-9850'), Ti (9596'-9615') y "Ui" (9370'-9404'). Evalúan "Hi": 1285 BPPD, BSW=60%. Arena "Ti" NO APORTA. No se evaluó "U".</p> <p>(03-oct -09): Queda con SQUEEZE toda Hi. Punzonan Hs (9776'-9786'). Evalúan Hs: 720 BFPD, BSW=0,3%.</p> <p>(30-ene-11): Repunzonan Ui (9370'-9404'). Evalúan Ui: 528 BFPD, BSW= 73%</p>	<p>Queda con SQUEEZE arena "Hi" por alto corte de agua (BSW=100%). Las arenas "Hi" y "Hs" tienen una So cercana al 60%. En pruebas iniciales la arena "Ti" no aportó, tiene una So cercana al 60%. La arena "U" fue cerrada por bajo aporte (80 BPPD), y tiene una So cercana al 70%.</p>	
	T	9596'-9615'	NO APORTA EN PRUEBAS INICIALES										301226 bls
	Hs	9776'-9786'	21-oct-11	1353	236	82,56	27,6	2600	PPH	238690 bls			
	Hi (SQZ)	SQZ (9792'-9826' y 9837'-9850')	29-ago-09	1712	0	100	27,1	-	PPH				
SAC-130	Ui	9424'-9434' y 9444'-9470'	27-oct-11	476	263	44,75	23	16850	PPH	438121 bls	<p>(31-jul-94): Completan pozo punzonando Hs: (9831'-9850' y 9860'-9874'). Evalúan Hs: 1200 BFPD, BSW=65%.</p> <p>(09-jul-95): Aislan Hs (9860'-9874') con CIBP a 9853'. Limpian punzados de "Hs" y evalúan: 1800 BFPD, BSW=100%. Punzonan "Ui" (9424'-9434' y 9444'-9470'). Evalúan "Ui": 768 BFPD, BSW=20%.</p> <p>(30-ago-95): Realizan cementación forzada y queda con SQUEEZE toda "Hs". Evalúan "Ui": 528 BFPD, BSW=10,98%.</p>	<p>La arena "Hs" está con SQUEEZE debido al alto corte de agua (BSW=100%). Tiene una So cercana al 50%. La arena "U" tiene una So cercana al 50% por influencia de la inyección de agua. No está punzonada arena "T".</p>	
	Hs (SQZ)	SQZ (9831'-9850' y 9860'-9874')	04-jul-95	1800	0	100	28,3	1620	PPH				
SAC-132	Ui	9416'-9460'	23-oct-11	344	319	7,27	26,6	1400	PPH	591847 bls	<p>(06-oct-94): Completan pozo punzonando Ui (9416'-9460). Evalúan "Ui": 800 BPPD, BSW=2%, API=24,4°.</p>	<p>Arena "U" es la única punzonada, tiene una So cercana al 75%</p>	
SAC-133	Ui	9473'-9506'	10-oct-11	113	111	1,77	26,7	3000	PPH	91052 bls	<p>(06-ago-94): Completan pozo punzonando "Hi" (9914'-9936'). Evalúan Hi: 2985 BPPD, BSW=0,5%, API=27,4°.</p> <p>(23-jun-98): Cementación forzada a "Hi". Punzonan Hs (9890'-9904') y Hi (9914'-9930'). Queda con Sqz Hi (9930'-9936'). Evalúan Hs+hi: 1944 BFPD, BSW=55%.</p> <p>(10-nov-00): Aislan Hi con CIBP a 9910'. Redisparan Hs (9890'-9904'). NO FLUYÓ. Aislan "Hs" con CIBP a 9870'. Punzonan "Ti" (9724'-9734') y "Ui" (9473'-9506'). Evalúan "Ti": 624 BFPD, BSW=60%.</p> <p>(14-ago-07): Repunzonan "Ti" (9724'-9734') y "Ui" (9473'-9506'). Evalúan "Ui": 240 BFPD, BSW=100%.</p>	<p>La arena "Hs" fue cerrada porque no aportaba y "Hi" por alto corte de agua. Última producción de "Hs+hi" fue 169 BPPD, BSW=88%. Tiene una So cercana a 40%. La arena "Ti" fue cerrada por bajo aporte (52 BPPD y BSW=68%), tiene una So cercana a 60%, igualmente la arena "U" presenta poco aporte.</p>	
	Ti	9724'-9734'	22-jul-09	164	52	68,29	27,5	4750	PPH	89238 bls			
	Hs (aislado)	9890'-9904'											
	Hs+hi		25-sep-99	1421	169	88,11	27,9	2772	PPH				
	Hi (aislado)	9914'-9930'	06-jun-98	1124	106	90,57	27,4	1650	PPH				

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.			
SAC-134	Ui	9425'-9444'	21-oct-11	515	496	3,69	26,7	-	PPH	811332 bls	<p>- (12-dic-94): Completan pozo punzonando: Hs (9833'-9839' y 9846'-9856'), Ti (9652'-9662' y 9670'-9684') y Ui (9425'-9444'). Evalúan Hs: 191 BFPD, BSW=66%. Evalúan Ui: 768 BFPD, BSW=12%. Evalúan Ti: 432 BFPD, BSW=100%.</p>	<p>No se pusieron en producción las arenas "Hs" por bajo aporte (65 BPPD), ni "T" por alto corte de agua (BSW=100%). La arenas "Hs" tiene una So cercana al 50% y la arena "T" una So cercana al 40%. La arena "U" tiene una So cercana al 75%.</p>
	T	9652'-9684'	EN PRUEBAS INICIALES. BSW=100%							223725 bls		
	Hs (prueba)	9833'-9856'	12-dic-94	191	65	66,00	27,2	-	PPH			
SAC-135	Ui	9438'-9456'								182519 bls	<p>- (25-ene-95): Completan pozo punzonando: Hi (9863'-9882') y Ti (9664'-9676'). Evalúan Ti: 240 BFPD, BSW=100%. Evalúan "Hi": 2398 BPPD, BSW=10%. - (18-abr-00): Punzonan "Hs" (9832'-9848') y "Ui" (9438'-9456'). Evalúan Hs: 2448 BFPD, BSW=78%. No se evaluó arena "U". - (10-may-07): Cementación forzada a Hs+i. Punzonan Hs (9832'-9848') y Hi (9863'-9873'). Queda con SQUEEZE "Hi" (9873'-9882'). Evalúan "Hi": 1152 BFPD, BSW=81%. No se evaluó "Hs".</p>	<p>La arena "Hi" fue cerrada por alto corte de agua (BSW=92%). La arena "Hi" y "Hs" tienen una So cercana al 60%. En pruebas iniciales la arena "T" dio BSW=100%. No se evaluó la arena "U", tiene una So cercana al 30%, por la influencia de la inyección de agua.</p>
	T (prueba)	9664'-9676'	EN PRUEBAS INICIALES. BSW=100%							448424 bls		
	Hs	9832'-9848'	26-oct-11	1329	543	59,14	24,8	1500	PPH	367890 bls		
	Hi	9863'-9873'. SQZ (9873'-9882')	20-may-09	890	75	91,57	23,7	1950	PPH	357714 bls		
SAC-136	BT	8692'-8720'	23-oct-11	222	213	4,05	25,3	12200	PPH	506782 bls	<p>- (09-jul-96): Completan pozo punzonando: Hi (9874'-9886') y Ti (9691'-9707'). Evalúan Ti: BPPD=0, BSW=100%. Evalúan Hi con PPH: 1464 BFPD, BSW=2%. - (06-jul-02): Disparan "Hs" (9842'-9857'). Evalúan Hs: 936 BFPD, BSW=1%. Evalúan Hi: 1200 BFPD, BSW=76%. - (27-mar-10): Aislan "Hi" con CIBP a 9870'. Punzonan "BT" (8692'-8700'). Evalúan BT: 240 BFPD, BSW=10%.</p>	<p>La arena "Hi" está aislada por alto corte de agua (BSW=96%). La arena "Hs" fue cerrada debido a bajo aporte (entró a producción la arena "BT"). Las arenas "Hs" y "Hi" tienen So cercanas al 40%. La arena "T" en pruebas iniciales dio BSW=100%, tiene So del 20%. No se punzonó arena "U"</p>
	T (prueba)	9691'-9707'	EN PRUEBAS INICIALES. BSW=100%							111813 bls		
	Hs	9842'-9857'	13-mar-10	832	195	76,56	24,5	2000	PPH	174193 bls		
	Hi (aislado)	9874'-9886'	17-oct-05	946	39	95,88	28	1650	PPH			
SAC-137	Ui (prueba)	9400'-9412' y 9416'-9438'	EN PRUEBAS INICIALES BSW=100%							411925 bls	<p>- (28-nov-94): Completan punzonando: Hi (9847'-9879'). Evalúan Hi: 1289 BPPD, BSW=9%, API=29,1. - (24-dic-04): Realizan cementación forzada a Hi. Punzonan "Hi" (9830'-9843'). Queda con SQUEEZE "Hi" (9847'-9879'). Evalúan Hi: 480 BFPD, BSW=61%. Punzonan "Hs" (9787'-9804'). Evalúan Hs: 120 BFPD, BSW=100%. - (16-nov-05): Aislan Hi con CIBP a 9820'. Redisparan Hs (9787'-9804'). Realizan tratamiento con ácido a Hs y evalúan: 24 BFPD, BSW=100%. Aislan Hs con CIBP a 9710'. Punzonan arena "Ti" (9658'-9662' y 9626'-9652'). Evalúan Ti: 768 BFPD, BSW=2%. - (10-nov-07): Redisparan arena Ti (9626'-9652' y 9658'-9662'). Realizan tratamiento con ácido a Ti: 312 BFPD, BSW=8%. - (06-ene-11): Punzonan arena "Ui" (9400'-9412' y 9416'-9438'). Evalúan arena "Ui": 600 BFPD, BSW=100%.</p>	<p>Las arenas "Hs" y "Hi" fueron aisladas debido al alto corte de agua. Tiene una So cercana al 40%. Igualmente, la arena "U" fue cerrada por alto corte de agua (BSW=100%).</p>
	Ti	9626'-9652' y 9658'-9662'	23-oct-11	184	161	12,50	28,2	1000	PPH	Ti:		
	Hs (aislado)	9787'-9804'	EN PRUEBAS INICIALES BSW=100%									
	Hi (aislado)	9830'-9843'	27-oct-05	449	135	69,93	27	1100	PPS			

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.			
SAC-139	Ti	9650'-9670' y 9684'-9694'	22-oct-11	383	369	3,66	27,6	7000	PPH	624699 bls	- (03-feb-95): Completan pozo punzonando Hi (9882'-9898') y Ti (9650'-9670'). Evalúan Ti: 846 BPPD, BSW=14%, API=28°. Evalúan Hi: 2871 BPPD, BSW=0,3%. - (28-dic-08): Repunzonan "Ti" (9650'-9670'). Evalúan Ti: 336 BFPD, BSW=100%. - (08-nov-10): Aislan Hi con CIBP a 9750'. Repunzonan Ti (9650'-9670' y 9684'-9694'). Evalúan Ti: 456 BFPD, BSW=63%.	La arena "Hi" está aislada por alto corte de agua (BSW=100%). Tiene una So cercana al 35%. La arena "Ti" tiene una So cercana al 60%.
	Hi (aislado)	9882'-9898'	02-ago-97	874	0	100,00	28,6	1018	PPH			
SAC-140D	Ui	10312'-10326'	20-oct-11	746	395	47,05	23,5	-	PPH	426145 bls	- (12-oct-07): Completan pozo punzonando Hi (10782'-10790'). Evalúan Hi: 1075 BPPD, BSW=30%. - (27-feb-11): Punzonan "Ui" (10312'-10326'). Evalúan Ui: 648 BPPD, BSW=88%.	La arena "Hi" tiene una So del 50% y la arena "U" tiene una So del 70%.
	Hi	10782'-10790'	18-feb-11	2356	305	87,05	25,9	3600	PPH	558727 bls		
SAC-142	Ui	9378'-9410'	01-jun-11	100	0	100,00	27,5	1800	PPH	117205 bls	- (25-jul-95): Completan pozo punzonando: "Hi" (9834'-9854') y "Ui" (9378'-9410'). Evalúan "Hi": 1870 BPPD, BSW=0,1%. Evalúan "Ui": 669 BPPD, BSW=0,4%. - (10-ago-11): Realizan cementación forzada a "Hi". Punzonan "Hi": 9820'-9844'. Evalúan "Hi": 366 BFPD, BSW=30%.	Cierran arena "Hi" por bajo aporte (32 BPPD), tiene una So del 40%. La arena "Ui" tiene una So del 75%.
	Hi	9834'-9844'. SQZ (9844'-9854')	22-oct-11	45	32	28,89	32	-	PPH	90977 bls		
SAC-144	BT	8710'-8718'	09-oct-11	2148	298	86,13	25,1	1300	PPH		- (27-feb-96): Completan pozo punzonando: Hi (9885'-9906') y Ui (9489'-9510'). Evalúan Hi: 1250 BPPD, BSW=16%, API=27,7°. No evalúan "Ui". - (30-nov-00): Realizan cementación forzada a Hi. Punzonan Hi (9885'-9895'). Queda con SQUEEZE "Hi" (9895'-9906'). Punzonan Hs (9850'-9858' y 9862'-9874') y punzonan BT (8710'-8718'). Evalúan Hi: 480 BFPD, BSW=92%. No evalúan Hs ni U. - (24-ene-04): Aislan "Hi" con CIBP a 9880'. Repunzonan Hs (9850'-9858' y 9862'-9874'). Evalúan Hs: 384 BFPD, BSW=100%.	Las arenas "Hi" fue aislada y "Hs" fue cerrada debido al alto corte de agua (BSW=92%), estas arenas tienen una So cercana al 30%. Evalúan "U" y tuvo 611 BFPD y BSW=92%, tiene una So de 35%. afectado por la inyección de agua.
	U (prueba)	9489'-9510'	11-ene-01	611	48	92,14	26,1	2600	PPH	233378 bls		
	Hs	9850'-9858' y 9895'-9906'	27-oct-10	1238	91	92,65	25	1650	PPH	76989 bls		
	Hi (aislado)	9885'-9906'	04-nov-00	521	98	81,19	27,7	1400	PPH			
SAC-147D	Hi	10160'-10174'. Aislado (10190'-10200')	22-oct-11	627	484	22,81	26,3	2300	PPH	604314 bls	- (27-ene-08): Completan pozo punzonando Hi (10190'-10200'). Evalúan Hi: 2030 BPPD, BSW=0,5%. - (12-ago-09): Aislan Hi (10190'-10200') con CIBP a 10185'. Punzonan Hi (10160'-10174'). Evalúan arena Hi: 2880 BFPD, BSW=71%.	La única arena punzonada es "Hi" tiene una So cercana al 60%.
SAC-158	Hi	9886'-9896'	22-oct-11	356	347	2,53	27,2	-	PPH	727949 bls	- (29-ene-01): Completan pozo punzonando Hi:(9886'-9896'). Evalúan Hi: 842 BPPD, BSW=22%. Queda con SQUEEZE "Hi" (9818'-9822' y 9896'-9900').	La única arena punzonada es "Hi" tiene una So cercana al 70%.
SAC-164D	Hi	10230'-10236'	23-oct-11	3156	871	72,40	26,3	1000	PPH	1359570 bls	- (29-oct-07): Completan pozo punzonando: Hi (10230'-10236'). Evalúan Hi: 1896 BFPD, BSW=0,9%	La única arena punzonada es "Hi" tiene una So cercana al 70%.

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES	
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.				
SAC-166D	Ti	9974'-9984'	23-oct-11	564	83	85,28	27,6	17550	PPH	126573 bls	<p>- (22-mar-09): Completan pozo punzonando: Hi (10159'-10183'). Evalúan Hi: 768 BFPD, BSW=1%. Punzonan "Ti" (9974'-9984'). No evalúan Ti.</p> <p>- (11-abr-09): Cementación forzada a Hi. Disparan Hi (10159'-10169'). Queda con SQUEEZE Hi (10169'-10183'). Evalúan Hi: 840 BFPD, BSW=100%.</p> <p>- (07-sep-11): Asientan CIBP a 10150' (aislando "Hi"). Redisparan "T" (9974'-9984') y evalúan: 456 BFPD, BSW=76%.</p>	La arena "Hi" fue cerrada por alto corte de agua (BSW=94%), tiene una So cercana al 50%. La arena "T" tiene una So cercana al 40%, afectada por la inyección de agua.	
	Hi	10159'-10169'. SQZ (10169'-10183')	16-abr-09	1271	73	94,26	29,4	-	PPH	427874 bls			
SAC-170	Ui	9510'-9520' y 9526'-9538'. SQZ (9540'-9564')	EN PRUEBAS INICIALES. BSW=100%								76272 bls	<p>- (18-dic-00): Completan pozo punzonando: Hi (9918'-9940'), Ti (9732'-9740') y Ui (9510'-9520' y 9526'-9538'). Evalúan Hi: 2024 BPPD, BSW=0,8%. Evalúan Ti: 480 BFPD, BSW=42%. Evalúan Ui: 96 BFPD, BSW=100%.</p> <p>- (22-nov-02): Cementación forzada a Hi. Redisparan Hi (9918'-9928'). Queda con SQUEEZE "Hi" (9928'-9940'). Evalúan Hi: 744 BFPD, BSW=54%.</p> <p>- (20-ene-06): Aislan Hi con CIBP a 9850'. Evalúan "Ti": 336 BFPD, BSW=36%.</p>	La arena "Hi" fue aislada por alto corte de agua y bajo aporte (134 BPPD y BSW=80%), y tiene una So cercana al 40%. En pruebas iniciales la arena "U" tuvo BSW=100%.
	Ti	9732'-9740'	28-oct-11	353	277	21,53	27,2	25000	PPH	277526 bls			
	Hi (aislado)	9918'-9928'	27-may-04	670	134	80,00	27,6	1400	FN				
SAC-179H	Ui	10346'-10773'	22-oct-11	107	92	14,02	26,4	8400	PPH	238071 bls	- (14-mar-07): Completan pozo punzonando: Ui (10346'-10773'). Evalúan Ui: 561 BFPD, BSW=30%.	La única arena punzonada es "Ui" tiene una So cercana al 75%, pero presenta bajo aporte, se recomienda realizar una acidificación.	
SAC-182	Ui	9440'-9460'. SQZ (9460'-9486')	24-oct-11	272	251	7,72	26,3	-	PPH	198458 bls	<p>- (23-jul-04): Completan pozo punzonando: Hi (9883'-9891'), Ui (9440'-9460'), Ti (9668'-9688'). Queda con SQUEEZE Ui (9460'-9464' y 9482'-9486'). Evalúan Hi: 1464 BFPD, BSW=84%; Ui: 240 BFPD, BSW=13%. Ti: 312 BFPD, BSW=100%.</p> <p>- (06-ene-06): Cementación forzada a Hi. Punzonan Hi (9882'-9888'). Evalúan Hi: 24 BFPD, BSW=100%. Aislan con CIBP a 9550' a "Hi" y "Ti". Repunzonan "Ui" (9440'-9460'). Evalúan Ui: 480 BFPD, BSW=12%. Bajan BES.</p>	Arena "Hi" fue aislada debido al alto corte de agua (BSW=100%), tiene una So cercana al 40%. La arena "T" en pruebas iniciales dio BSW=100%, la cual fue aislada. La arena "U" tiene una So del 75%.	
	Ti (aislada)	9668'-9688'	EN PRUEBAS INICIALES. BSW=100%										
	Hi (aislado)	9883'-9888'	24-dic-05	24	0	100,00	-	2400	PPH				
SAC-184	Ui	9448'-9474'	22-oct-11	536	510	4,85	25,8	3650	PPH	291486 bls	<p>- (03-mar-05): Completan pozo punzonando: Hs (9854'-9868') y Ui (9448'-9474'). Evalúan "Hs": 24 BFPD, BSW=100%. Aislan Hs con CIBP a 9810'. Evalúan Ui: 573 BPPD, BSW=0,5%.</p>	La arena "Hs" fue aislada debido al alto corte de agua (BSW=100%), tiene una So del 50%. La arena "U" tiene una So del 75%.	
	Hs (aislado)	9854'-9868'	EN PRUEBAS INICIALES. BSW=100%										
SAC-186	Ui	9408'-9462'. SQZ (9464'-9468')	28-ene-11	120	107	10,83	27,4	12800	PPH	402001 bls	<p>- (20-abr-04): Completan pozo punzonando: Ui (9408'-9456'), Hs (9834'-9846') y Hi (9863'-9880). Evalúan Hi: 2112 BFPD, BSW=82%. Evalúan Hs: 504 BFPD, BSW=17%. Evalúan Ui: 432 BFPD, BSW=39%. Queda con SQUEEZE: Hi (9892'-9896') y Ui (9464'-9468').</p> <p>- (23-ene-11): Aislan "Hs" y "Hi" con CIBP a 9750'. Repunzonan "Ui" (9411'-9416', 9421'-9427', 9435'-9440' y 9442'-9462'). Evalúan "Ui": 312 BFPD, BSW=54%. Punzonan "Ti" (9659'-9668'). No evalúan "Ti".</p>	Las arenas "Hs" y "Hi" fueron aisladas por alto corte de agua, tiene una So de 60%. La arena "U" fue cerrada por bajo aporte (107 BPPD), tiene una So del 75%. La arena "T" tiene una So del 60%.	
	Ti	9659'-9668'	25-oct-11	456	447	1,97	24,9	4550	PPH	200118 bls			
	Hs (aislado)	9834'-9846'	11-oct-05	1238	78	93,70	28,2	1110	PPH				
	Hi (aislado)	9863'-9880'	30-abr-04	1728	225	86,98	28,8	1500	PPH				

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.			
SAC-190D	Ui	9724'-9750'	24-oct-11	233	192	17,60	26,9	-	PPH	188329 bls	- (19-nov-06): Completan pozo punzonando: Hi (10136'-10156'), Ui (9724'-9750') y Ti (9952'-9970'). Evalúan arenas Hi: 1824 BPPD, BSW=87%. Ui: 504 BFPD, BSW=40%. Ti: 480 BFPD, BSW=20%.	En pruebas iniciales "Hi" fue aislada por alto corte de agua (BSW=100%), y tiene una So del 40%. La arena "T" en pruebas tuvo 480 BFPD y BSW=20%, y tiene una So del 60%. Se recomienda evaluar "T" e incorporar a la producción. La arena "U" tiene una So del 75%.
	Ti	9952'-9970'								259308 bls		
	Hi (aislado)	10136'-10156'	EN PRUEBAS INICIALES.BSW=100%									
SAC-191	Hs	9816'-9832'	27-oct-11	339	317	6,49	27,2	1500	PPH	Hs:	- (24-jul-04): Completan pozo punzonando Hi (9847'-9856'). Evalúan Hi: 2184 BPPD, BSW=0,2%. - (11-feb-06): Aislan Hi con CIBP a 9844'. Disparan Hs (9816'-9832'). Evalúan Hs: 948 BFPD, BSW=0,5%. - (24-mar-09): Repunzonan Hs (9816'-9826'). Evalúan Hs: 888 BFPD, BSW=100%.	La arena "Hi" está aislada por alto corte de agua (BSW=94%). Las arenas "Hs" y "Hi" tienen una So del 50%.
	Hi (aislado)	9847'-9856'	31-ene-06	779	49	93,71	29,8	1350	PPH			
SAC-197D	Ui	9728'-9764'	23-oct-11	299	295	1,34	27,5	6500	PPH	334076 bls	- (14-feb-07): Punzonan "Ui": 9728' - 9764'. Queda con SQUEEZE (9768'-9772') por mal cemento. Evalúan Ui: 600 BFPD, BSW=6%.	La única arena punzonada es "Ui" tiene una So cercana al 75%.
SAC-223D	Ui	9788'-9813'	25-oct-11	264	261	1,14	29,8	8250	PPH	159248 bls	- (10-jul-11): Completan pozo punzonando "Ui" (9788'-9813'). Evalúan "Ui": 264 BFPD, BSW=54%.	La única arena punzonada es "Ui" tiene una So cercana al 75%.
SAC-225D	Ui	9738'-9748' , 9760'-9765' y 9779'-9784'	12-oct-11	215	203	5,58	27	2200	PPH	366725 bls	- (17-may-08): Completan pozo punzonando Hi (10168'-10174' y 10190'-10200'). Acidifican Hi y evalúan: 1513 BFPD, BSW=94%. Punzonan Hs (10138'-10158'). Evalúan Hs: 1416 BPPD, BSW=92%. Punzonan "Ui" (9738'-9748', 9760'-9765' y 9779'-9784'). Evalúan Ui: 456 BFPD, BSW=41%. - (17-may-08): Aislan a Hi con CIBP a 10163' y Hs con CIBP a 9850' por alto BSW.	En pruebas iniciales las arenas "Hs" y "Hi" fueron aisladas, por alto BSW=94%. Tienen una So del 45%. La arena "Ui" tiene una So del 75%.
	Hs (aislad)	10138'-10158'	EN PRUEBAS INICIALES. "Hs" y "Hi" AISLADAS POR ALTO BSW.									
	Hi (aislada)	10168'-10174' y 10190'-10200'										
SAC-232D	Ti	10362'-10375' , 10391'-10400' y 10418'-10425'	22-oct-11	414	389	6,04	25,7	19700	PPH	493062 bls	- (30-mar-09): Completan pozo punzonando Hi (10605'-10621'). Evalúan Hi: 1102 BPPD, BSW=0,2%. - (30-oct-10): Por alto BSW, aislan Hi con CIBP a 10600'. Punzonan "Hs" (10576'-10590'). Evalúan "Hs": 384 BFPD, BSW=93%. Asientan CIBP a 10500' (aislando Hs). Punzonan "Ti" (10362'-10375', 10391'-10400' y 10418'-10425'). Evalúan "Ti": 360 BFPD, BSW=33%.	No se disparó "U" porque está inundada. Las arenas "Hs" y "Hi" fueron aisladas por alto corte de agua, y tienen una So del 50%. La arena "T" tiene una So del 60%.
	Hs (aislad)	10576'-10590'	EN PRUEBAS INICIALES. AISLADO POR ALTO BSW									
	Hi (aislado)	10605'-10621'	14-oct-10	463	40	91,36	27,4	1500	PPH			

POZO	ZONA	INTERVALO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							RESERVAS REMANENTES	HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO	OBSERVACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	SAL.	MÉT.			
SAC-321D	Hs	10310'-10318' y 10325'- 10332'	26-oct-11	616	612	0,65	24,7	10800	PPH	609174 bls	- (17-ene-11): Completan pozo punzonando "Hs" (10310'-10318' y 10325'-10332'). Evalúan "Hs": 364 BFPD, BSW=2%.	La única arena punzonada es "Hs" tiene una So cercana al 60%.

ANEXO N° 10

MATRIZ DE PRESIONES

POZO	ZONA	FECHA	INTERVALO	Qo	Qw	BSW	Pwf	Pws	Sf	IP Ideal	IPA	Ko
SAC-1	Hs	19-dic-87	9754-9784	558	357	39,0	882	2508	2,92	0,79	0,56	48,2
	U	11-abr-03	9393-9390 9395-9407	585	17	2,8	988	1089	1,46	3,80	5,96	151,4
SAC-2	Hs+i	19-oct-95	9810-9829 9843-9856	285	363	56,0	1237	4959	0,00	0,17	0,17	4,0
	U	10-dic-02	9430-9442	427	53	11,0	604	1080	-1,77	S/D	1,01	109,7
SAC-2B	U	15-ago-03	9424-9428 9431-9440	180	60	25,0	290	1133	3,86	0,54	0,28	133,0
	T	04-sep-11	9634-9646 9654-9668	243	6,25	2,5	559	916		0,89	0,70	570,0
	U	17-feb-09	9410-9435	253	35	12,2	859	1123	20,00	3,55	1,09	237,0
SAC-3	T	28-mar-93	9730-9737 9740-9746 9750-9756	363	1	0,3	1428	2123	0,00	0,76	0,52	22,0
	U	22-dic-94	9504-9526	930	151	14,0	1022	1881	0,00	1,26	1,26	121,0
SAC-4B	HI	13-may-08	9952-9958	1062	597	36,0	2898	4301	20,00	2,17	1,18	5976,0
	HS	05-ago-09	9892-9914 9924-9928 9938-9942	591	1521	72,0	3627	4185	19,00	9,18	3,78	874,0
	T	04-sep-11	9634-9646 9654-9668	243	7	2,8	560	916		0,30	0,70	18,0
	U	08-jul-11	9530-9544 9555-9556	164	52	24,0	522	2198	1,06	0,13	0,13	10,2
SAC-6	U	22-jul-97	9437-9440 9452-9490	377	2	0,5	887	1166	2,01	2,12	1,36	218,0
SAC-7	H	01-ago-89	9816-9820 9826-9830 9833-9839 9841-9847	612	60	8,9	261	4134	7,06	0,37	0,17	60,9
	Hs	09-mar-95	9816-9820 9826-9830 9833-9839 9841-9847	1483	7	0,5	1443	1892	0,00	3,32	3,32	1109,0
SAC-8	BT	09-may-03	8660-8672	602	253	29,6	826	1038	-2,11	2,34	4,03	432,8
	U	19-dic-09	9385-9389 9404-9426	138	414	75,0	1511	1770	> 20	8,11	2,13	519,0
SAC-9	Hi	13-mar-95	9825-9832 9841-9848	243	6	2,4	408	1465	0,00	0,24	0,24	24,0
	T	08-jul-98	9616-9626 9639-9645 9650-9660	396	11	2,7	902	1312	0,14	0,99	0,99	75,0
SAC-10	U	08-nov-96	9454-9458 9462-9468 9470-9474 9477-9479	374	106	22,1	616	2090	10,78	0,80	0,33	83,0
	Hs	09-nov-98	9852-9880	231	24	9,4	451	4681	0,00	0,01	0,06	4,0
	T	23-abr-08	9648-9654 9664-9674 9688-9720	239	295	55,2	1689	2190	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
SAC-11	Hs	30-jun-93	9810-9822 9826-9834 9838-9844	344	1497	81,3	3253	4296	17,50	5,33	1,77	63,0
	U	08-dic-09	9410'-9460'	685	947	58,0	3534	4095	>20	23,60	2,91	986,0
SAC-12	Hs	31-mar-92	9781-9789 9801-9811	622	15	2,4	1302	1676	0,00	1,70	1,70	173,0
	T	31-ene-05	9578-9602 9620-9626 9648-9664	284	5	1,7	1408	1613	5,60	3,28	1,41	55,0
SAC-13	Hi	09-may-96	9864-9870 9878-9888	203	3	1,5	128	817	0,00	0,30	0,30	27,0
	Hs	13-may-96	9802-9808 9814-9844	776	11	1,4	668	1903	0,00	0,64	0,64	35,0
SAC-14	Hs	22-sep-91	9775-9777 9784-9788 9792-9800	138	8	5,5	185	2366	0,00	0,07	0,07	7,0
	Hi	10-jul-05	9814-9816 9822-9840	147	110	42,8	126	3625	18,15	0,26	0,07	10,1
SAC-16	Hi+s	02-abr-91	9810-9822 9829-9839 9841-9843 9852-9860	335	25	6,9	863	4408	1,13	0,12	0,10	8,9
	Hs	10-oct-93	9816-9822 9829-9836	178	2482	93,3	3681	4188	50,09	36,29	5,25	549,0
SAC-17	U	08-jul-97	9394-9410	489	4	0,8	757	1172	-2,30	1,18	1,19	64,0
SAC-18	U	25-jun-88	10056-10067	339	15	4,2	206	1553	6,32	0,66	0,26	88,6
	Hs	07-abr-91	9760-9776 9779-9783	234	126	35,0	232	2812	-0,06	0,17	0,14	16,9
	Hi	10-abr-91	9802-9811	277	131	32,1	254	2792	0,49	0,17	0,16	35,4
	Hi+s	24-ago-00	9760-9802 9783-9811	396	453	53,4	1145	2792	-0,63	0,52	0,52	7,9
SAC-19	U	16-jun-97	9350-9355 9370-9378	511	5	1,0	985	1163	0,50	3,03	2,90	S/D
SAC-20	T	15-jun-92	9580-9587 9605-9609 9613-9625 9629-9635 9658-9666 9670-9690	567	54	8,7	875	1700	6,04	S/D	0,75	40,8
	U+T	03-nov-96	9432-9448 9580-9587 9605-9609 9616-9625 9629-9635 9658-9666 9670-9690	368	443	54,6	1062	1289	0,00	3,56	3,57	55,0
	U	06-jul-87	9356-9362 9384-9394 9397-9404	251	181	41,9	553	1569	-1,59	0,48	0,43	8,7
SAC-21	Hs	07-abr-88	9757-9762 9778-9786 9804-9810	283	197	41,0	892	3650	16,25	0,50	0,17	38,2
	T	13-jun-90	9604-9620	400	174	30,3	812	3150	2,77	0,34	0,25	19,9
	BT	13-feb-93	8654-8672	326	139	29,9	453	1505	0,00	0,44	0,44	43,0
SAC-22	Hs	25-jul-92	9774-9778 9788-9798 9808-9814	86	1	1,1	499	3910	0,00	0,03	0,03	2,0
	Hi	26-abr-93	9834-9844	248	393	61,3	2016	3555	14,37	0,80	0,42	42,0
	U	07-dic-04	9381-9385 9398-9414	496	109	18,0	1024	1228	4,85	4,67	2,97	433,0
SAC-23	Hs+i	06-may-90	9801-9804 9807-9822 9826-9854 9866-9874	1626	128	7,3	1765	4318	7,67	1,39	0,69	63,0
	U	08-jul-97	9426-9450	798	42	5,0	1497	1824	19,50	7,79	2,57	530,0
	T	05-jul-08	9610-9614 9627-9636 9645-9651	114	66	36,7	1761	1923	10,00	2,14	1,11	166,0
SAC-24	U	13-oct-91	9416-9420 9426-9432 9435-9438 9450-9468	412	64	13,4	701	1933	0,00	0,39	0,39	21,0
	Hs	18-may-96	9808-9822 9827-9830 9850-9858	651	95	12,7	835	1625	0,00	0,94	0,94	29,0
SAC-25	Hs	20-may-96	9772-9800 9800-9802 9804-9808	347	41	10,6	634	1573	0,00	0,41	0,41	23,0
	U	30-sep-97	9358-9388 9400-9414	667	7	1,0	1074	1193	2,00	6,12	5,66	140,0
SAC-26	Hs	22-may-90	9776-9792 9802-9810	508	156	23,5	1439	2630	3,32	0,97	0,56	97,9
	U	13-feb-98	9360-9365 9372-9402	527	9	1,7	970	1237	8,89	5,02	2,01	342,0

POZO	ZONA	FECHA	INTERVALO	Qo	Qw	BSW	Pwf	Pws	Sf	IP Ideal	IPA	Ko
SAC-27	Hs	29-abr-96	9773-9788 9791-9802	965	31	3,1	1079	1385	14,12	8,84	3,25	915,0
	BT	08-jun-05	8648-8658	276	15	5,2	583	1403	0,00	0,92	0,35	454,0
SAC-28	T	18-mar-98	9580-9600	378	11	2,8	994	1234	1,60	2,23	1,62	171,0
	U	05-ago-07	9368-9408	232	272	54,0	1300	1405	>20	8,50	4,80	1360,0
SAC-29	Hs	25-ene-93	9795-9799 9801-9803	341	8	2,3	289	4804	0,00	0,08	0,08	2,0
	T	21-may-93	9572-9576 9581-9592 9596-9630 9634-9637	825	17	2,0	921	1678	0,00	1,15	1,11	37,0
SAC-30	Hi	25-sep-95	9810-9825	147	3	2,0	934	3411	0,00	0,06	0,06	4,0
	BT	28-nov-06	8656 - 8671	153	273	64,1	681	988	16,00	4,01	1,39	636,0
SAC-31	U	21-mar-97	8699-8705 8708-8713 8716-8728	371	3	0,8	951	2001	0,00	0,36	0,36	31,0
	BT	18-jul-97	9482-9488	751	65	8,0	1013	1743	2,04	1,76	1,12	694,0
	Hs	08-abr-10	9834-9844 9848-9856 9858-9866 9872-9880	202	104	34,0	1263	3079	1,30		0,17	13,0
	T	14-sep-10	9650'-9716'	303	9,36	3,0	285	716	22,00	0,97	0,72	240,0
SAC-32	T	30-ene-93	9592-9602 9624-9632 9638-9644	576	600	51,0	1516	1910	9,06	6,93	2,98	148,0
	Hs	14-may-94	9918-9830	248	16	6,1	196	3529	0,00	0,08	0,08	11,0
	U	05-sep-08	9412-9416 9422-9426 9428-9436	346	200	36,6	1292	2080	33,10	0,69	0,69	201,0
SAC-34	T	09-jul-90	9646-9674	1369	8	0,6	1249	2044	-1,84	1,31	1,73	59,6
	U	30-may-96	9406-9421 9421-9464	377	352	48,3	1505	1679	1,45	5,99	4,19	117,0
SAC-35	Hs+I	31-ago-95	9809-9826 9834-9848	1091	1067	49,4	2750	4162	0,00	1,53	1,53	76,0
SAC-36	T	08-oct-93	9624-9628 9638-9644 9664-9676 9686-9698	218	734	77,1	1903	2043	10,01	17,33	6,80	178,0
	U	11-oct-93	9416-9420 9428-9432 9436-9446 9450-9505	241	898	78,8	1728	1860	24,61	27,37	8,63	321,0
	H	28-feb-05	9840-9844 9848-9863	537	87	13,9	1783	4219	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
SAC-37	U	12-ene-95	9398-9438	44	0	0,0	431	1238	47,19	0,43	0,05	22,0
	T	07-abr-02	9638-9648 9648-9673	516	17	3,2	539	1217	13,40	2,50	0,79	72,0
SAC-38	T	12-jul-03	9668-9672 9698-9704 9708-9714 9734-9760	511	161	24,0	1926	3399	0,92	0,64	0,46	8,2
SAC-39	T	28-mar-91	9640-9692	402	23	5,4	679	1192	18,97	3,90	0,83	120,2
	Hs+i	25-abr-94	9398-9438	484	15	3,0	652	4145	8,40	0,33	0,14	16,0
	U	14-abr-06	9440-9450	167	1225	88,0	2282	2616	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
	BT	29-ene-09	8702 - 8716	232	930	80,0	1789	2042	>20	9,80	4,59	3217,0
SAC-40	Hs	22-feb-96	9820-9850	373	515	58,0	1300	1760	0,00	1,93	1,93	77,0
	U	06-abr-10	9408-9458	256	3	1,2	709	1273	17,39	0,46	0,46	40,2
SAC-41	BT	11-abr-03	8669-8679	693	94	12,0	854	918	3,80	16,00	12,30	350,0
SAC-42	Hs	27-ene-87	9748-9765	1728	31	1,8	1934	4394	24,70	1,77	0,72	258,3
	Hi	20-feb-90	9748-9758	309	10	3,1	203	4341	33,21	0,21	0,08	44,5
	U	03-jul-97	9342-9372	800	5	0,6	872	1195	22,20	9,00	2,49	845,0
	T	6-Sep-00	9492-9502 9522-9530 9534-9544 9552-9592	251	7	2,7	597	2670	S/D	S/D	0,12	S/D
	BT	02-nov-05	8631 - 8643	200	112	35,9	607	895	1,40	0,96	0,89	419,0
SAC-43	H	02-may-93	9774-9790	30	704	95,9	2230	4452	0,00	0,33	0,33	3,0
	U	24-jun-97	9328-9348 9352-9390 9388-9400	818	16	1,9	945	1236	2,38	4,13	2,87	140,0
SAC-45B	Hs	11-feb-88	9773-9797 9797-9799	381	51	11,8	507	4153	5,55	0,24	0,12	21,5
SAC-46	Hs	25-jun-93	9794-9808	296	6	2,0	647	2911	11,67	0,27	0,13	25,0
SAC-47	U	16-ene-97	9400-9412	296	40	11,9	221	1543	44,94	1,48	0,25	147,0
SAC-50	U	25-ago-95	9482-9514	1445	20	1,4	2367	2579	0,72	8,51	6,91	648,0
	T	09-sep-06	9648-9654 9672-9678 9686-9690 9707-9728	284	399	58,4	1268	2107	13,00	8,70	0,81	148,0
SAC-51	Hs	12-ene-90	9882-9892	964	24	2,4	1515	2426	9,72	2,60	1,08	618,0
	U	21-jun-97	9352-9424	744	22	2,9	766	1194	26,50	3,85	1,79	223,0
SAC-52B	Hs	20-ago-97	9760-9786	303	81	21,1	1808	4346	0,00	0,15	0,15	25,0
	U	17-may-08	9364-9376	76	140	64,8	933	1105	13,00	3,48	1,26	160,0
SAC-53	Hi	20-jul-97	9906-9934	395	215	35,2	879	4290	0,00	0,18	0,18	25,0
	U	19-ago-97	9500-9522	624	12	1,9	842	1429	8,02	2,33	1,08	247,0
SAC-55	U	26-jun-90	9398-9474 9412-9434	562	637	53,1	1452	1561	0,37	11,60	11,00	326,5
	Hs+I	27-jul-98	9838-9846 9853-9858	486	16	3,2	279	1634	0,75	0,40	0,37	15,0
	T	24-nov-08	9621-9631 9642-9656 9660-9676	468	12	2,5	1141	1259	0,15	4,13	4,07	98,0
SAC-56	BT	13-dic-90	8700-8708	271	17	5,9	463	1046	0,00	0,49	0,49	434,0
	U	16-dic-05	9414 - 9468	298	134	31,0	861	1123	-2,17	0,53	1,65	85,9
SAC-58	Hi	19-jun-95	9908-9913 9925-9930	533	1243	70,0	3077	4224	5,00	1,95	1,55	61,0
	U	26-sep-95	9482-9514	986	7	0,7	1356	2594	0,00	0,80	0,80	53,0
SAC-59	T	24-sep-95	9648-9654 9672-9678 9686-9690 9706-9728	1049	7	0,7	310	2596	17,83	1,46	0,46	100,0
	U	09-nov-09	9504'-9528' 9536'-9545'	411	18	4,2	1094	1967	5,60	0,82	0,49	86,0

POZO	ZONA	FECHA	INTERVALO	Qo	Qw	BSW	Pwf	Pws	Sf	IP Ideal	IPA	Ko
SAC-60	U	21-dic-89	9452-9494	756	60	7,4	1684	2782	30,46	5,18	0,74	185,5
SAC-61	Hs	09-mar-88	9828-9850	584	2488	81,0	4375	4626	-2,03	9,85	12,24	234,0
SAC-62	Hs	05-ene-96	9810-9812 9816-9338	362	9	2,4	493	3040	0,00	0,15	0,15	15,0
SAC-63	Hi	20-feb-10	9904'-9912'	158	969	86,0	3258	4250	15,00	3,19	1,14	607,0
SAC-64	Hs	08-nov-86	9821-9825 9832-9842 9846-9851	505	935	64,9	2100	3973	4,14	1,31	0,77	81,9
	U	29-nov-89	9418-9464	412	25	5,7	1174	1647	35,07	9,69	0,92	243,1
	T	29-mar-08	9656-9667 9672-9678	313	23	6,8	812	1469	3,00	1,01	0,51	43,0
SAC-65B	HI	11-may-09	9910'-9926'	623	1	0,2	3509	3707	-4,70	1,63	3,15	500,0
SAC-66B	U	02-dic-05	9548-9560 9568-9580	518	130	20,1	1258	1424	1,97	3,90	3,90	370,0
SAC-67B	U	04-jul-10	9396-9420 9424-9450	305	12	3,8	860	1008	-1,21	2,09	2,14	47,0
SAC-68	H	08-abr-86	9824-9837	23	212	90,2	3606	3752	-1,67	1,48	1,61	23,6
	T	08-jul-96	9640-9658	875	8	0,9	531	1100	9,98	3,39	1,55	497,0
	U	07-jul-97	9386-9408 9418-9440	637	5	0,8	795	1348	71,48	10,94	1,16	584,0
SAC-70	U	15-dic-88	9396-9420	909	4	0,4	1161	1580	28,20	11,22	2,18	630,3
	T	21-dic-88	9624-9634	806	3	0,4	988	1590	54,45	7,14	1,34	709,0
	Hs+I	25-abr-90	9766-9772 9776-9782 9786-9854	1128	451	28,6	716	3694	16,44	1,74	0,53	68,7
	Hi	16-may-93	9813-9820	187	1540	89,2	2278	3777	24,62	6,02	1,15	203,0
SAC-72	Hs+I	10-ene-89	9752-9754 9756-9768 9770-9786 9802-9814	1836	204	10,0	1814	3658	2,52	1,59	1,11	118,6
	U	08-jul-98	9324-9382	666	12	1,8	1037	1163	5,30	8,47	5,38	195,0
SAC-73	Hi	16-abr-93	9796-9802	153	15	8,9	148	1229	0,00	0,16	0,16	6,0
	Hs	18-abr-93	9758-9786	226	254	52,9	422	2043	6,57	0,56	0,30	15,0
SAC-74	T	30-abr-97	9612-9616 9620-9630	117	10	7,9	348	1234	0,82	0,08	0,14	3,0
	U	05-sep-97	9372-9408	818	75	8,4	733	1260	26,97	7,00	1,69	422,0
SAC-75	U	08-ene-95	9410-9438	548	10	1,8	1079	1306	13,84	6,43	2,46	430,0
	T	05-mar-99	9584-9604	286	10	3,4	715	1145	9,50	0,88	0,69	85,0
SAC-77	U	19-ago-09	9414-9426	360	240	40,0	1167	1636	-20,00	4,96	1,28	870,0
SAC-78	Hs	17-oct-92	9772-9792 9795-9805	119	121	50,4	119	2126	0,00	0,12	0,12	4,0
	T	12-sep-08	9624-9647 9615-9620	383	463	54,7	1276	1420	7,60	9,42	5,88	504,0
	U	19-dic-10	9351-9361 9377-9387	167	120	41,8	902	1325	16,00	0,75	0,68	183,0
SAC-80	Hs	22-ene-90	9761-9774 9778-9781	248	42	14,5	392	1642	2,64	0,30	0,23	33,0
	U	22-ago-97	9384-9402	299	41	12,1	548	1297	48,74	3,29	0,45	409,0
	T	04-jun-02	9596-9622	319	80	20,1	691	1111	-1,60	1,98	0,95	21,0
SAC-81	U	21-nov-96	9366-9390	504	168	25,0	642	1240	18,33	3,61	1,12	234,0
SAC-82	Hs	24-ago-98	9762-9790	250	536	68,2	1458	2706	0,00	0,63	0,63	31,0
SAC-83	Hs	17-dic-86	9832-9850 9854-9862	327	201	38,1	812	2587	11,10	0,85	0,30	62,3
	T	10-jun-11	9672-9692	243	69	22,0	767	1102	0,16	1,01	0,93	19,5
SAC-84	U	15-ago-95	9342-9380	832	9	1,1	1043	1319	13,01	8,42	3,05	521,0
SAC-85	U	11-abr-98	9372-9430	619	101	14,0	1161	1311	0,00	4,80	4,80	137,0
	BT	28-abr-09	8654-8665	277	60	17,8	1354	1443	3,00	4,30	3,79	850,0
SAC-86	U	03-ago-92	9405-9436	237	202	46,0	248	1246	0,00	0,44	0,44	30,0
SAC-87	Hs	03-oct-91	9793-9802 9803-9816	519	4	0,8	225	1697	0,00	0,36	0,36	10,0
	U	08-jun-95	9396-9444	709	6	0,8	1158	1235	3,14	35,96	9,29	116,0
	T	11-jul-97	9644-9678	562	29	4,9	820	1095	16,20	2,97	2,15	297,0
SAC-88	Hs	24-ago-90	9804-9822 9826-9830	657	1071	62,0	2638	4292	9,14	2,63	1,04	109,0
	T	23-jun-97	9640-9660 9674-9692	848	12	1,4	1303	1403	2,23	11,87	8,60	618,0
SAC-89	T	02-ene-89	9708-9716	816	151	15,6	1567	3003	-2,40	0,59	0,67	67,7
	U	24-mar-92	9458-9470 9477-9487	425	397	48,3	1314	2392	21,28	2,99	0,76	285,0
SAC-91	T	16-ene-02	9624-9684	395	40	9,2	482	1253	1,30	1,17	0,56	10,3
SAC-92	Hs	14-abr-90	9809-9821	540	180	25,0	1056	3744	65,45	2,13	0,27	221,0
	U	18-feb-94	9426-9446	223	521	70,0	1492	3714	2,76	0,58	0,33	20,0
	T	07-mar-94	9652-9690	119	1	0,8	118	1705	0,00	0,08	0,08	3,0
SAC-93	T	24-jul-90	9719-9725	554	7	1,2	608	1695	47,49	2,59	0,52	293,0
	U	17-may-10	9476-9479 9481-9486 9488-9509	275	82	23,0	1070	1346	13,80	1,29	1,29	275,0
SAC-95	Hi	16-jun-01	9907-9925	703	2226	76,0	2691	3906	3,51	0,68	2,41	55,9
	BT	01-dic-11	8756-8766	19	77	80,0	59	1301	-4,50	0,10	0,08	2,0
SAC-96	BT	07-jun-97	8682-8692	617	16	2,5	501	784	13,77	6,20	2,24	2019,0
SAC-97	Hi	19-jun-93	9844-9854	161	636	79,8	1591	3724	0,00	0,37	0,37	18,0
	Hs	07-sep-94	9811-9823 9827-9832	264	23	8,0	189	3714	10,42	0,18	0,08	28,0
	T	12-sep-94	9646-9656	285	47	14,2	197	1480	61,92	1,93	0,26	269,0
	U	25-jul-95	9490-9450	746	142	16,0	1265	1457	12,89	12,01	4,63	388,0
	BT	13-jul-05	8690-8700	161	271	62,7	504	1541	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			

POZO	ZONA	FECHA	INTERVALO	Qo	Qw	BSW	Pwf	Pws	Sf	IP Ideal	IPA	Ko
SAC-98	T	02-dic-93	9620-9636 9670-9685	453	3	0,7	401	1337	26,88	2,21	0,49	112,0
	U	29-jul-97	9376-9400	731	4	0,5	1089	1274	7,48	7,58	3,97	546,0
SAC-99	Hs	29-mar-07	9794-9812 9814-9832	221	131	37,2	389	2420	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
	T	08-mar-10	9635-9641 9660-9676	547	5	0,8	1009	1328	15,00	4,48	1,73	257,0
SAC-100	H	16-jun-97	9790-9810	1016	376	27,0	1361	4217	16,75	1,61	0,49	489,0
	U	18-feb-99	9388-9416	266	19	6,7	531	1225	20,00	3,80	0,41	219,0
SAC-101	Hs	17-ene-98	9790-9800 9806-9817	134	178	57,1	321	3030	17,13	0,40	0,12	36,0
	U	27-sep-07	9364-9408	202	374	64,9	1258	1325	12,00	12,20	8,64	650,0
SAC-102	T	15-nov-03	9656-9676	684	500	42,2	1477	1687	6,65	9,32	5,64	715,0
	U	23-nov-11	9394-9400 9407-9430	529	46	8,0	1306	1656	12,00	1,67	1,64	222,0
SAC-103	Hi	18-oct-88	9844-9854	212	4	1,9	3641	4382	-14,78	0,12	0,29	23,4
	Hs	23-oct-88	9802-9818 9824-9830	386	1	0,3	1043	1553	6,76	1,44	0,76	172,9
SAC-104	Hs	11-oct-90	9802-9806 9814-9832 9842-9846	201	2	1,0	269	1809	0,00	0,13	0,13	6,0
	T	19-oct-90	9630-9656 9659-9689	302	9	2,9	857	1496	7,75	1,09	0,49	33,0
	Hi	12-ago-91	9860-9874	1354	1056	43,8	3148	4142	45,90	10,51	2,42	1113,2
	U	24-jun-97	9386-9404 9414-9446	630	13	2,0	1116	1383	0,00	2,40	2,41	86,0
	BT	05-feb-04	9670-9686	144	144	50,0	791	910	16,43	7,18	2,42	495,0
SAC-106	Hs	02-abr-91	9816-9834	1771	47	2,6	738	4838	0,00	0,44	0,44	50,0
SAC-107	T	01-feb-87	9710-9716	224	1	0,4	252	2282	4,51	0,17	0,11	27,9
	Hi	13-abr-96	9886-9896	322	10	3,0	510	3214	0,00	0,12	0,12	23,0
	BT	02-nov-06	8706 - 8718	284	414	59,3	1516	1838	16,00	6,42	2,17	4020,0
	U	15-may-09	9442-9450 9469-9473	341	557	62,0	1889	2060	13,00	9,60	5,25	430,0
SAC-108	Hi	06-sep-95	9848-9858	568	1208	68,0	2406	4564	20,29	2,39	0,82	96,0
	Hs	08-sep-95	9810-9832	624	336	35,0	1246	3402	0,42	0,55	0,45	46,0
	T	14-ago-02	9646-9680	353	1	0,3	833	1164	8,46	1,12	1,07	216,0
SAC-109	Hi	24-dic-89	9845-9851	724	524	42,0	2077	4372	29,68	1,87	0,54	379,8
	Hs	06-dic-93	9816-9834	366	602	62,2	1517	4328	4,29	0,65	0,34	21,0
	T	05-oct-95	9808-9818 9626-9646	613	491	44,5	1980	4195	0,00	0,50	0,50	29,0
	U	27-ago-96	9370-9400	375	9	2,3	400	1043	0,00	0,60	0,60	41,0
SAC-110	Hs	31-ago-98	9807-9820 9828-9848	832	1346	61,8	3702	4349	10,72	9,89	3,37	525,0
SAC-111	T	31-ene-95	9637-9644 9650-9606	707	25	3,4	855	1202	3,51	3,10	2,11	133,0
	Hs	20-feb-03	9824-9837 9845-9849	54	112	67,5	931	4237	13,10	0,52	0,05	26,0
SAC-112	Hi	13-ago-89	9858-9868	1793	664	27,0	2935	4366	35,30	5,35	1,72	959,9
	T	11-jul-95	9664-9682	281	7	2,4	498	3508	8,99	0,10	0,10	800,0
	U	17-jun-97	9402-9448 9452-9464	538	29	5,1	1161	1259	3,96	9,30	5,79	421,0
	BT	06-abr-08	8684-8698	216	144	40,0	662	864	1,10	1,91	1,78	163,0
SAC-113	U	01-ago-90	9417-9428 9438-9468	115	215	65,2	1476	1535	1,07	6,46	5,59	89,6
SAC-114	Hi	05-oct-90	9856-9874	1918	2	0,1	2648	4367	45,12	4,30	1,12	620,6
	Hs	13-oct-90	9814-9838	212	4	1,9	420	3447	0,00	0,07	0,07	6,0
SAC-115	Hi	03-may-93	9876-9886	1511	25	1,6	2284	4372	2,04	1,07	0,74	138,0
	Hs	27-jun-98	9821-9825 9828-9848 9856-9862	762	313	29,1	1296	3868	4,98	0,78	0,42	78,0
SAC-116	Hs	01-dic-90	98912-9846	2112	48	2,2	3839	4342	28,23	19,44	4,29	137,5
	T	27-jun-95	9642-9666	718	2	0,3	830	960	0,00	4,76	5,54	249,0
	U	12-jul-95	9390-9402 9424-9410	910	14	1,5	1232	1615	17,58	5,46	2,41	66,0
SAC-117	U	30-jul-99	9528-9552	230	58	20,1	774	1775	15,60	S/D	0,29	33,0
SAC-118	Hs	14-nov-91	9837-9860	0	120	100,0	450	1902	4,28	0,22	0,08	0,0
	Hi	25-nov-91	9900-9908 9870-9885	1636	18	1,1	2217	4412	80,11	5,02	0,75	326,0
	U	12-jul-97	9434-9772	271	13	4,6	503	1185	23,00	0,97	0,42	68,0
SAC-119	Hi	20-ene-92	9880-9900	1908	109	5,4	3886	4378	17,95	14,67	4,10	1609,0
	Hs	31-ago-98	9807-9820 9828-9840	832	1346	61,8	3702	4748	0,00	2,08	2,08	29,0
SAC-120	Hs	03-jul-94	9839-9845	1386	6	0,4	1713	3965	0,00	0,62	0,62	212,0
	U	19-ene-08	9425-9440	337	287	46,0	1524	1926	10,00	2,91	1,55	168,0
SAC-121	T	24-jun-92	9770-9786	628	11	1,7	1064	3266	18,30	0,32	0,29	48,4
	U	06-jun-11	9548-9565	333	99	23,0	1536	1736	-2,10	1,95	2,16	212,0
SAC-122	Hs	01-mar-93	9828-9840 9846-9881	1805	451	20,0	2176	4196	0,00	1,12	1,12	49,0
	BT	23-ene-09	8694-8707	72	72	50,0	363	700	-0,095	0,42	0,43	60,9
SAC-123	Hi	09-sep-94	9810-9820	554	766	58,0	1988	4363	37,84	3,37	0,56	349,0
	Hs	26-sep-97	9778-9804	196	380	66,0	1461	4124	3,00	0,34	0,22	26,0
	U	13-abr-10	9390 - 9438	242	46	16,0	736	1001	20,00	2,57	1,09	145,0

POZO	ZONA	FECHA	INTERVALO	Qo	Qw	BSW	Pwf	Pws	Sf	IP Ideal	IPA	Ko
SAC-124	Hi	01-feb-92	9840-9850	1582	890	36,0	3497	4310	28,07	13,26	3,04	2233,0
	Hs	19-dic-08	9808-9817	125	19	13,2	1809	2954	16,30	S/D	0,13	54,7
SAC-125	U+T	25-nov-96	9558-9576 9754-9761 9780-9800	201	255	55,9	1144	2368	3,66	0,63	0,37	15,0
	Hi	27-ago-10	9950-9960	599	169	22,0	2517	4174	-0,93	0,36	0,46	407,0
SAC-126	U	26-sep-93	9451-9487	374	82	18,0	683	1357	29,59	3,41	0,68	189,0
	BT	25-abr-05	8704 - 8720	212	220	50,9	1200	3020	17,60	S/DATO	0,24	63,0
SAC-127	Hi	24-oct-03	9882-9884 9888-9896	395	445	53,0	935	4025	2,60	0,36	0,27	327,0
	Hs	23-nov-03	9829-9860	574	674	54,0	1952	3324	6,10	1,57	0,91	140,0
SAC-128	Hi	12-nov-95	9792-9817	1229	307	20,0	3537	4081	10,50	S/D	2,82	1965,0
	Hs	23-sep-09	9776-9786				3561	4075	3,90			220,0
SAC-130	U	25-jun-97	9424-9434 9444-9470	430	1	0,2	895	1158	3,15	2,43	1,64	145,0
SAC-131	Hs	08-nov-94	9880-9884 9889-9901 9909-9914	285	15	5,0	258	4901	0,00	0,06	0,06	5,0
SAC-132	U	27-jun-97	9416-9460	549	13	2,3	1090	1268	9,96	7,31	3,16	356,0
SAC-133	Hi	28-jun-98	9914-9936	930	1122	54,7	2973	4335	20,47	6,98	1,51	636,0
	T	20-sep-07	9724-9734	250	10	3,8	676	1288	>20	0,83	0,42	96,0
	U	30-jul-10	9473-9506	205	11	5,1	616	1165	32,90	0,65	0,39	166,0
SAC-134	U	23-jul-97	9425-9444	408	10	2,4	493	1171	4,52	1,16	0,62	170,0
SAC-135	Hi	04-ene-95	9863-9882	2398	266	10,0	3391	4225	0,68	3,97	3,19	482,0
	H	06-feb-95	9863-9882	1611	8	0,5	3723	4264	0,00	3,00	2,99	309,0
SAC-136	Hi	07-jul-96	9879-9886	1433	29	2,0	2575	3813	0,00	1,18	1,18	222,0
	Hs	08-nov-05	9842-9857	612	40	6,1	853	2755	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
	BT	06-may-10	8692-8720	587	77	11,6	375	955	5,80	2,12	1,14	157
SAC-137	Hi	18-dic-04	9830-9843 9847-9858 9858-9879	267	237	47,0	1370	4552	16,80	S/D	0,16	181,0
	Ti	10-sep-11	9626-9652 9658-9662	195	37	15,0	680	1010		0,46	0,70	71,5
SAC-138	T	26-oct-98	9726-9736 9738-9744	130	6	4,4	918	1787	1,88	0,16	0,16	25,0
	Hs	04-may-08	9890-9900	624	2496	80,0	3959	4173	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
SAC-139	Hi	29-ene-95	9882-9898	2871	9	0,3	3750	4342	0,00	4,86	4,86	16,0
	Ti	31-ene-95	9650-9670	846	138	14,0	1330	1584	0,23	9,29	3,87	65,0
SAC-140D	Hi	10-dic-07	10782-10790	791	505	39,0	3792	4239	PRUEBA RATA MULTIPLE		2,90	
SAC-141	Hi	23-jun-95	9830-9850	2006	10	0,5	3953	4546	13,98	9,22	3,40	1033,0
	Hs	03-oct-02	9790-9812	545	1671	75,4	3262	4061	11,60	6,60	2,77	988,0
SAC-142	Hi	16-jul-95	9834-9854	1870	2	0,1	3649	4337	0,00	2,72	2,72	238,0
	Ui	06-may-02	10286-10305	412	59	12,5	1105	1186	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION			
SAC-143	U	29-oct-96	9467-9475 9500-9516	320	376	54,0	1577	2574	8,08	1,44	0,70	68,0
	Hi	17-feb-97	9908-9918	1583	49	3,0	2493	4277	2,79	1,32	0,91	174,0
SAC-146	U	27-jul-96	9414-9422 9434-9442	685	131	16,1	1424	3756	16,70	1,05	0,35	127,0
	Hs	05-jun-11	9823-9828 9834-9840 9846-9852	372	12	3,1	795	2833			0,19	58,0
SAC-147D	Hi	31-ene-08	10190-10200	2856	14	0,5	3606	4165	13,00	18,80	5,13	6595,0
SAC-148	U	21-jun-98	9472-9508	71	49	40,8	1067	1759	44,91	1,21	0,17	48,0
	Hi	19-oct-03	9911-9921	580	1076	65,0	3332	4271	2,21	2,21	1,76	2406,0
SAC-149	Hs	21-feb-09	9815 - 9832	246	138	35,9	893	2600	7,00	0,39	0,22	41,0
	T	27-may-09	9658-9668	137	175	56,1	734	1913	3,00	0,41	0,26	37,5
SAC-150D	Ui	14-ago-08	9700-9754	657	255	28,0	2029	2512	2,80	2,88	1,89	230,0
SAC-151D	Hs+i	03-ene-07	10526-10534 10542 10548 10568 - 10577	790	2	0,3	3440	4016	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
SAC-153	Hi	08-dic-99	9842-9862	3407	217	6,0	3894	4394	-0,86	11,72	7,24	164,8
	Hs	18-mar-01	9802-9820	474	150	24,0	1125	3595	0,72	0,41	0,25	40,2
	U	03-jul-07	9398-9440	207	297	58,9	750	1132	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
SAC-154D	Hi	16-feb-10	10150'-10160'	1086	1002	48,0	3548	4249	0,39	2,99	2,98	375,0
SAC-155D	HS	29-jul-05	10246-10258	227	613	73,0	1735	4096	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
	Ui	11-feb-10	9836-9863	212	220	51,0	976	1474		0,87	0,87	86,0
SAC-156D	Hs	05-jun-00	9796-9820	697	95	12,0	1114	3508	1,14	0,37	0,33	38,0
	Hi	26-dic-07	9834-9840	406	1154	74,0	2420	4247	7,50	0,94	0,85	925,0
SAC-157	Hi	26-abr-01	9870-9878	474	534	53,0	1715	4234	14,40	1,17	0,40	285,4
	TS+I	09-jul-10	9566 - 9572 9640- 9659	84	36	30,0	168	1407	7,38			
SAC-158	Hi	12-ago-01	9886-9896	482	88	15,4	947	3408	-3,22	0,40	0,23	27,0

POZO	ZONA	FECHA	INTERVALO	Qo	Qw	BSW	Pwf	Pws	Sf	IP Ideal	IPA	Ko
SAC-159	Ui	25-jun-00	9420-9456	518	58	10,1	1128	1245	16,05	18,93	4,92	651,0
	BT	29-jun-00	8700-8708	324	132	28,9	807	1430	-2,67	0,60	0,73	295,0
	Hs	07-jul-00	9810-9836	659	325	33,0	1520	3405	0,54	0,67	0,52	52,0
SAC-160D	Hi	20-nov-08	10462-10474	1940	10,0	0,5	3723	4222	PENDIENTE ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
	T	27-sep-11	10280-10296	127	112,0	47,0	782	1338	-0,95	0,29	0,43	21,1
SAC-161	Hs	28-jul-04	9856-9876 9880-9888	918	162	15,0	2498	4103	1,00	0,75	0,67	113,4
	Hs+i	13-jul-10	9856-9876 9880-9888	541	442	45,0	2013	3800	-2,50	0,62	0,55	25,1
SAC-162	Hi	17-sep-00	9928-9942	1486	242	14,0	3001	4412		1,03	1,22	720,0
	Hs	21-sep-00	9872-9888 9899-9904	576	144	20,0	1456	3928		0,25	0,29	20,3
	U	27-sep-00	9478-9494	49	71	59,2	1077	1385		3,29	0,39	74,4
SAC-163D	Hi	20-mar-04	10286-10305	246	365	59,7	4125	4261	5,30	7,68	4,49	1290,0
	Hs	14-sep-07	10204-10218 10224-10232 10237-10258	270	856	76,0	2306	4239	11,00	0,95	0,58	71,0
	T	20-feb-11	9953'-9982'			63,0	2984	3996			1,28	
SAC-164D	Hi	10-dic-07	10230-10236	1408	248	15,0	3005	3522	PRUEBA RATA MULTIPLE		3,20	
SAC-165D	Hi	20-dic-08	10206-10222	735	1713	70,0	3660	4162	>20	15,90	4,88	6100,0
	Ti	15-feb-09	10028 - 10042	96	144	60,0	852	1502	>20	0,54	0,37	274,0
	Hs	18-ago-10	10180-10198	759	465	38,0	2078	3067	-2,90	0,51	1,24	40,0
SAC-166D	Hi	11-mar-09	10159-10183	761	7	0,9	1630	3459	0,60	0,57	0,42	32,0
SAC-167	Hs	06-may-00	9890-9900	480	720	60,0	2432	4130	S/D	0,40	0,71	S/D
	Ti	22-ago-10		180	204	53,1	858	1462	22,70	0,34	0,64	55,5
SAC-168H	T	06-mar-08	10700 - 10726	108	132	55,0	589	1260	-0,30	0,34	0,36	12,5
SAC-169D	Hi	27-oct-08	10589-10600	192	192	50,0	1314	4110	TECNICA DEL BAJO BALANCE			
	Ui	16-nov-08	10160-10176 10189-10215	186	1140	86,0	2013	2598	9,00	4,82	2,27	610,0
SAC-170	Hi	29-ago-03	9918-9928	131	685	83,9	1117	4082	20,00	0,32	0,28	216,0
	T	19-jun-04	9732-9740	363	130	26,4	1461	2035	3,40	1,15	0,86	280,0
SAC-171	Hi	11-mar-02	1423	9082	1238	12,0	4062	4373	-1,45	25,00	33,18	7171,0
SAC-172D	Hi	01-jul-06	10153-10161	903	369	29,0	2935	4240	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
	Ui	26-sep-08	9722 - 9762	132	324	71,1	825	1299	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
SAC-174	Ui	10-sep-02	9522-9532	346	86	19,9	660	1316	11,75	1,76	0,66	101,9
SAC-175	Hs	04-may-10	9914-9931	497	55	10,0	1555	2960		0,39	0,39	27,6
SAC-176D	Ti	30-may-08	10314-10340	390	306	44,0	1139	1290	7,80	9,40	4,61	486,0
SAC-177D	U	26-jun-06	10262-10290 10300-10308 10314-10334	512	64	11,1	1297	1982	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
SAC-178D	Ti	03-feb-07	10306-10330 10342-10356	122	598	83,1	1436		NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
	Hi	25-jul-11	10210				1707	3946				
SAC-179H	Ui	04-mar-07	10346-10773	263	79	23,1	726	793	-0,39	4,88	5,10	74,0
SAC-180D	Ti	30-Ago-11	10348-10354	40	224	85,0	383	1546		0,58	0,23	8,2
SAC-181	Ui	12-jul-08	9890-9930	484	20	4,0	870	1040	4,01	2,75	2,96	192,0
	Hs	29-jun-11	10312-10339 10339-10355				1457	2968				
SAC-182	Hi	28-jun-04	9883-9889	381	243	38,9	1161	4237	>20	1,01	0,20	2500,0
	U	30-dic-05	9440-9460	422	58	12,1	654	1181	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
SAC-183	Hs	11-ago-05	9838-9844	1040	32	3,0	1785	3441	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
	Hi	23-dic-08	9854-9866	232	320	58,0	729	1515	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
	U	22-ene-10		156	276	64,0	639	995				
SAC-184	Ui	28-feb-05	9448-9474	573	3	0,5	972	1191	0,58	2,73	2,63	118,0
SAC-185	Hi	07-oct-05	9849-9858	426	1350	76,0	3460	4118	17,00	2,28	2,15	435,3
	Ui	08-ago-07	9440-9470	128	208	61,9	1113	1137	8,00	24,00	14,00	1750,0
SAC-186	U	20-ene-11	9408-9456	192	3	1,5	837	990	-0,39	0,75	1,27	11,4
	T	14-dic-11	9659-9668	535	16,56	3,0	759	1009	-4,55	2,39	2,21	118,0
SAC-187	Hi	12-ago-08	10615-10624	79	41	34	1179	3909	0,63	0,08	0,04	9,5
	Ui	08-sep-08	10176-10210	167	97	37	968	1174	32,00	6,70	1,28	245,0
SAC-188D	Hi	11-jul-09	10338-10346	130	950	88	2077	4166	2,50	1,27	0,52	228,0
SAC-189	Ui	31-ene-05	9464-9490	162	54	25,0	1112	1324	1,00	1,07	1,02	105,0
	Hs	10-feb-05	9880-9886	1200	264	18,0	2607	4317	-3,00	0,46	0,86	243,0
SAC-190D	Ui	08-nov-06	9724-9750	302	202	40,1	826	1220	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
	Ti	15-nov-06	9952 - 9970	384	96	20,0	713	1239	20,00	8,13	0,91	555,0

POZO	ZONA	FECHA	INTERVALO	Qo	Qw	BSW	Pwf	Pws	Sf	IP Ideal	IPA	Ko
SAC-191	Hi	13-jul-04	9847-9856	1126	2	0,2	3548	4322	1,35	1,89	1,46	445,0
	Hs	13-feb-06	9816-9832	674	11	1,6	1413	3254	4,80	0,23	0,37	72,8
SAC-192	Hi	09-feb-10	9941-9953	2445	3	0,1	3420	4252	0,15	3,01	2,94	2140,0
SAC-193	Hs	02-abr-05	9830-9840 9854-9860	504	336	40,0	2100	3447	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
SAC-194D	Hs	18-jul-09	10020-10032 10034-10046	815	1	0,1	3627	4185	3,60	2,47	1,46	615,0
SAC-195D	Ti	09-may-09	9780'-9800'	177	23	11,5	897	1169	17,00	1,46	0,74	139,0
SAC-196D	Ui	07-ago-08	9702-9710 9716-9754	0	100	100,0	990	1183	-4,30		0,52	31,8
SAC-197D	Ui	10-feb-07	9728-9764	564	36	6,0	853	1192	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
SAC-198	Hi	05-ene-06	9854-9866	240	240	50,0	1936	4245	15,00	0,45	0,21	265,0
	Hs	11-ene-06	9826-9842	760	8	1,0	1683	3631	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP			
SAC-199D	H	15-nov-09	10420-10428 10432-10440	1192	104	8,0	2611	4259	1,80	1,14	0,79	200,0
	Ui	10-dic-10	10019-10040	384	24	5,9	893	1191	16,00	4,20	1,37	700,0
SAC-200D	U	29-sep-10	9696-9742	18	77	81,1	724	1093	3,51	0,26		2,1
	Hi	10-may-10	10233-10274	230	985	81,1	2563	4354		0,68	0,68	313,0
SAC-201D	Ui	02-dic-09	9897'-9902' 9907'-9911' 9916'-9928'	71	49	41,0	970	1277	0,39	0,39	0,39	51,2
SAC-204D	Hi	30-jul-07	10222-10228	2742	8	0,3	3842	4272	-0,66	7,12	6,40	1650,0
SAC-205D	HS	21-jul-09	10242-10270	35	109	75,7	1294	3819	5,45		0,06	
	UI	04-ago-09	9846 - 9900	195	693	78,0	1998	2221	12,00	10,20	3,98	287,0
SAC-210D	HI	17-ago-08	10330-10348	1509	3	0,2	3700	4216	0,45	3,07	2,93	720,0
SAC-213D	HI	18-oct-08	10254 - 10268	1581	3	0,2	3786	4289	-1,25	2,56	3,15	495,0
SAC-214D	Hi	15-dic-08	10176-10192	1501	5	0,3	3888	4199	4,00	7,68	4,84	3100,0
	Ui	09-dic-10	9735-9742	706	14,12	2,0	1808	1985	4,00	4,07	3,98	252,0
SAC-217D	Hi	07-ago-08	10684-10710 9905-9924	816	696	46,0	3175	4396	1,00	1,39	1,24	427,0
	U	08-may-10	10270-10284	322	350	52,1	1654	2181	11,00	3,18	1,28	198,0
SAC-225D	Ui	14-may-08	9738-9748 9760-9765 9779-9784	184	128	41,0	807	1240	20,00	1,35	0,72	367,0
SAC-226D	Hi	18-may-09	10175-10185	1646	34	2,0	3807	4344	0,86	3,48	3,13	769,0
SAC-227D	Hi	23-abr-09	10457-10465	496	4	0,8	3632	4179	1,00	1,51	0,91	56,0
SAC-228D	Hi	18-ene-09	10461-10482	718	2	0,3	3558	4202	-3,20	0,64	1,12	340,0
SAC-229D	Ui	17-feb-09	9840-9870	605	259	30,0	2117	2389	8,35	4,81	3,18	985,0
SAC-233D	Hi	29-may-09	10608-10628	1176	6	0,5	3893	4325	3,80	3,20	2,74	3118,0
SAC-240D	U	14-abr-11	9834-9850 9858-9866 9880-9890	85	108	56,0	308	2244	13,00	0,14	0,10	6,0
	T	08-abr-11	10072-10091	373	12	3,0	733	2512	10,20	0,25	0,22	11,4
SAC-241D	Ui	18-may-11	9684-9721	234	148	39,0	1135	1502		1,04	1,04	92,9
SAC-242D	Hs	10-mar-11	10661-10675	922	38	4,0	2360	3600	9,30	2,61	0,90	466,0
	Hi	22-sep-11	10657-10698 10702-10705				2392	4231				
SAC-244D	Hs	17-ene-11	10169-10186	110	561	83,6	2984	4112	13,00	0,57	0,60	154,0
	U	21-ene-11	9793-9798	48	144	75,0	654	1343	1,17	0,28	0,28	1,4
SAC-249D	Ui	10-sep-11	9690-9729	360	360	50,0	973	1285	7,17	2,31		112,8
SAC-260D	Hs	25-mar-11	10041-10095	288	141	33,0	1105	3910	0,83	0,15	0,15	4,8
SAC-261D	U	14-ago-11	9824-9846 9862-9872	192	100	48,0	1071	1604		0,55	0,55	67,2
SAC-262D	Hs	24-abr-11	10305-10355	899	37	4,0	1596	4077		0,38	0,38	40,6
SAC-263D	Ui	30-jun-11	9790'-9832'	437	187	30,0	1210	1498	8,90	2,00	2,17	142,4
SAC-320D	Hi	17-ene-11	10426-10451	681	423	38,3	3514	4270	-1,24	1,46	1,46	95,8
SAC-321D	Hs	24-ene-11	10310-10318 10325-10332	242	5	2,0	3629	4075	1,70	0,56	0,55	102,0
SAC-PROF	Hi	09-mar-95	9904-9914 9924-9929 9932-9946	570	726	56,0	16	4087	0,00	0,52	0,32	276,0