ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

PROPUESTA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO DE LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL, MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

LUIS CARLOS SIMBAÑA MARQUINEZ
luiscarlos.simb@gmail.com

DIRECTOR: ING. MARCO VINICIO SANTOS CALVACHI.
marco.santos@petrotechgroup.com

Quito, Marzo 2014

DECLARACIÓN

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

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

_____

Luis Carlos Simbaña Marquinez

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Luis Carlos Simbaña Marquinez, bajo mi supervisión.

_____

Ing. Marco Santos.
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradezco en primer lugar a Dios, por estar conmigo en todo momento y darme la fuerza y sabiduría para cumplir con una meta más en mi vida.

Un agradecimiento especial a mi madre Angelita, a mi padre Juan Carlos, a mi hermana Valeria y a mi hermano Josué; por el apoyo y amor que me han brindado y me han llevado hasta donde estoy.

Al Ing. Marco Santos, director de mi proyecto de titulación, por la ayuda y el tiempo que supo darme poder culminar el presente proyecto.

A la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional, y a los ingenieros que la conforman por haberme preparado para ser un excelente profesional, en especial al Ing. Gerardo Barros quien durante toda mi carrera más que profesor fue un amigo.

A mis amigos y compañeros Perforadores, con quienes compartí muchos momentos, algunos de alegría y otros de tristeza; son momentos que los llevaré por siempre conmigo. Gracias por todo amigos.

Finalmente agradezco a la empresa RIO NAPO CEM, por brindarme las facilidades para obtener toda la información necesaria para el desarrollo de este proyecto.

DEDICATORIA

A mis padres Angelita y Juan Carlos, por el inmenso amor, la paciencia y el apoyo incondicional que me han dado durante toda mi vida y que me han servido para ser la persona que soy y llegar a donde estoy.

A mi hermana Valeria y a mi hermano Josué, porque son mi orgullo, mi inspiración y mi fortaleza para seguir adelante. Los amo.

A mami Lola y papi José, quienes más que mis tíos son mis padres, a ustedes va dedicado mi esfuerzo, porque me han brindado su cariño y me han apoyado en todo momento, sobre todo en momentos de adversidades.

A toda mi familia, en especial a mis primos a quienes quiero como a mis hermanos, por los consejos y la ayuda que me han brindado en muchas ocasiones.

A ti Monita, por formar parte de mi vida y mi corazón, por haber llegado y cambiado mi vida para bien.

CONTENIDO

DECLARACIÓN ..... **II**
CERTIFICACIÓN ..... **III**
AGRADECIMIENTO ..... **IV**
DEDICATORIA ..... **V**
CONTENIDO ..... **VI**
CONTENIDO DE TABLAS ..... **X**
CONTENIDO DE FIGURAS ..... **XI**
CONTENIDO DE GRÁFICOS ..... **XII**
RESUMEN ..... **XIII**
PRESENTACIÓN ..... **XIV**

CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA SACHA Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL ANÁLISIS NODAL Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN **1**
1.1 DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA SACHA 1
1.1.1 ANTECEDENTES 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
1.1.4.4 Formación Napo 5
1.1.4.5 Formación Hollín 6
1.1.5 LITOLOGÍA 8
1.1.5.1 Formación Hollín 8
1.1.5.2 Formación Napo 8
1.1.5.3 Formación Basal Tena 9
1.1.6 CONTINUIDAD DE LAS ARENAS 10
1.1.6.1 Formación Hollín 10
1.1.6.2 Formación Napo “T” 10
1.1.6.3 Formación Napo “U” 10
1.1.6.4 Formación Basal Tena 11

1.1.7 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDO DEL ÁREA SACHA 11
1.1.7.1 Características y Propiedades de las Rocas Productoras 11
1.1.7.2 Características y Propiedades de los Fluidos 12
1.1.8 RESERVAS 12
1.1.8.1 Petróleo Original En Sitio (POES) 13
1.1.8.2 Reservas Probadas 13
1.1.8.3 Reservas Probables 14
1.1.8.4 Reservas Posibles 14
1.1.8.5 Reservas Remanentes 15
1.1.8.6 Reservas de Petróleo del Área Sacha 15
1.1.9 PRESIONES DE LOS YACIMIENTOS 16
1.1.9.1 Presiones Iniciales 16
1.1.9.2 Presiones al Cierre de Estudio 17
1.1.10 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA 24
1.1.11 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN 25
1.1.11.1 Formación Hollín 25
1.1.11.2 Formación Napo (Arenas “U” y “T”) 26
1.1.11.3 Formación Basal Tena 26
1.1.12 ESTADO DE LA PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL 26
1.1.13 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL 29
1.1.13.1 Manifolds 29
1.1.13.2 Separadores 30
1.1.13.3 Sistema De Almacenamiento 30
1.1.13.4 Sistema de Gas 32
1.1.13.5 Sistema de Bombeo 33
1.1.13.6 Sistema De Reinyección De Agua 34
1.1.13.7 Sistema Power Oil 36
1.2 ANÁLISIS NODAL 37
1.2.1 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL 38
1.2.1.1 Curva de Inflow 38
1.2.1.2 Curva de Outflow 38
1.2.2 PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN 38
1.2.3 PARÁMETROS NECESARIOS 41
1.2.4 RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR) 41

1.2.4.1 Índice de productividad (IP) 42
1.2.5 DESARROLLO DE CURVAS IPR 42
1.2.5.1 Ecuación de Vogel 43
1.2.6 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS..... 44
1.3 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN EXISTENTES EN EL CAMPO SACHA CENTRAL 46
1.3.1 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET 46
1.3.1.1 Componentes para el Funcionamiento del Sistema Hidráulico Tipo Jet 48
1.3.1.2 Sistema del Fluido Motriz 51
1.3.1.3 Principio De Operación..... 51
1.3.1.4 Relación Nozzle / Garganta en volumen y presión..... 53
1.3.1.5 Cavitación de la Bomba Jet..... 54
1.3.1.6 Ecuaciones para el Diseño de Bomba Jet..... 55
1.3.1.7 Procedimiento Propuesto por Smart para el Cálculo de la Geometría Óptima de una Bomba Jet 58

CAPÍTULO 2: APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL A LOS POZOS SELECCIONADOS DE LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL 65
2.1 INTRODUCCIÓN 65
2.2 RECOPILACIÓN DE LA INFORMACIÓN 65
2.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA EL ANÁLISIS NODAL 66
2.3.1 POZOS SELECCIONADOS 66
2.4 SIMULACIÓN COMPLETA DE UN POZO EN EL SOFTWARE WELLFLO 68
2.5 ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS DE LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL..... 76
2.5.1 ANÁLISIS DEL POZO SAC-40..... 76
2.5.2 ANÁLISIS DEL POZO SAC-55..... 78
2.5.3 ANÁLISIS DEL POZO SAC-78..... 80
2.5.4 ANÁLISIS DEL POZO SAC-83..... 82
2.5.5 ANÁLISIS DEL POZO SAC-101..... 84
2.5.6 ANÁLISIS DEL POZO SAC-112..... 86
2.5.7 ANÁLISIS DEL POZO SAC-190D 88
2.5.8 ANÁLISIS DEL POZO SAC-191..... 90
2.5.9 ANÁLISIS DEL POZO SAC-197D 92
2.5.10 ANÁLISIS DEL POZO SAC-225D 94

CAPÍTULO 3: PROPUESTA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS 97
3.1 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-40 97
3.1.1 TRATAMIENTO QUÍMICO Y CAMBIO DE BOMBA 97
3.2 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-55 98
3.2.1 CAMBIO DE BOMBA 98
3.3 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-78 99
3.3.1 TRATAMIENTO QUÍMICO Y CAMBIO DE BOMBA 99
3.4 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-83 100
3.4.1 CAMBIO DE BOMBA 100
3.5 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-101 101
3.5.1 TRATAMIENTO QUÍMICO Y CAMBIO DE BOMBA 101
3.6 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-112 102
3.6.1 CAMBIO DE BOMBA 102
3.7 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-190D 103
3.7.1 CAMBIO DE BOMBA 103
3.8 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-191 104
3.8.1 TRATAMIENTO QUÍMICO Y CAMBIO DE BOMBA 104
3.9 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-197D 105
3.9.1 CAMBIO DE BOMBA 105
3.10 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-225D 106
3.10.1 TRATAMIENTO QUÍMICO Y CAMBIO DE BOMBA 106

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO 108
4.1 ANÁLISIS TÉCNICO 108
4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO 109
4.2.1 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS 109
4.2.1.1 Valor Actual Neto (VAN) 109
4.2.1.2 Tasa Interna De Retorno (TIR) 110
4.2.1.3 Relación Costo/Beneficio 111
4.2.2 COSTOS E INVERSIÓN DEL PROYECTO 112
4.2.3 INGRESOS 113
4.2.4 EGRESOS 113
4.2.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA 113
4.2.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS 120

CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 121

5.1 CONCLUSIONES 121
5.2 RECOMENDACIONES 123

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 124

ANEXOS 125

CONTENIDO DE TABLAS

Tabla 1.1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL ÁREA SACHA 11
Tabla 1.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DEL ÁREA SACHA 12
Tabla 1.3 RESERVAS DE PETRÓLEO DEL ÁREA SACHA 15
Tabla 1.4 FACTOR DE RECOBRO DEL ÁREA SACHA 16
Tabla 1.5 PRESIONES AL DATUM DE LA ARENA "BASAL TENA" 18
Tabla 1.6 PRESIONES AL DATUM DE LA ARENA "U" 19
Tabla 1.7 PRESIONES AL DATUM DE LA ARENA "T" 21
Tabla 1.8 PRESIONES AL DATUM DE LA ARENA "HOLLÍN SUPERIOR" 22
Tabla 1.9 PRESIONES AL DATUM DE LA ARENA "HOLLÍN INFERIOR" 23
Tabla 1.10 PRODUCCIÓN POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO SACHA CENTRAL 27
Tabla 1.11 FORECAST SACHA CENTRAL AL 30 DE SEPTIEMBRE 2012 28
Tabla 1.12 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS SEPARADORES 30
Tabla 1.13 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS TANQUES 31
Tabla 1.14 BOMBAS DE TRANSFERENCIA 33
Tabla 1.15 BOMBAS DE OLEODUCTO 34
Tabla 1.16 CONDICIONES DE LA FORMACIÓN TIYUYACU 34
Tabla 1.17 POZOS REINYECTORES DEL ÁREA SACHA 35
Tabla 1.18 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DEL ÁREA SACHA 35
Tabla 1.19 TRATAMIENTO QUÍMICO PARA LA REINYECCIÓN DE AGUA 36
Tabla 1.20 EQUIPOS DEL SISTEMA POWER OIL 36
Tabla 1.21 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS 45
Tabla 1.22 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS 62
Tabla 2.1 POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANÁLISIS NODAL 67
Tabla 2.2 CONDICIONES DEL POZO SAC-40 76
Tabla 2.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-40 77
Tabla 2.4 CONDICIONES DEL POZO SAC-55 78
Tabla 2.5 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-55 79
Tabla 2.6 CONDICIONES DEL POZO SAC-78 80
Tabla 2.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-78 81
Tabla 2.8 CONDICIONES DEL POZO SAC-83 82
Tabla 2.9 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-83 83
Tabla 2.10 CONDICIONES DEL POZO SAC-101 84
Tabla 2.11 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-101 85

Tabla 2.12 CONDICIONES DEL POZO SAC-112 86
Tabla 2.13 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-112 87
Tabla 2.14 CONDICIONES DEL POZO SAC-190D 88
Tabla 2.15 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-190D 89
Tabla 2.16 CONDICIONES DEL POZO SAC-191 90
Tabla 2.17 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-191 91
Tabla 2.18 CONDICIONES DEL POZO SAC-197D 92
Tabla 2.19 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-197D 93
Tabla 2.20 CONDICIONES DEL POZO SAC-225D 94
Tabla 2.21 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-225D 95
Tabla 3.1 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 98
Tabla 3.2 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 99
Tabla 3.3 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 100
Tabla 3.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 101
Tabla 3.5 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 102
Tabla 3.6 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 103
Tabla 3.7 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 104
Tabla 3.8 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO 105
Tabla 3.9 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN AL CAMBIAR LA BOMBA 106
Tabla 3.10 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO 107
Tabla 4.1 POZOS SELECCIONADOS PARA LA PROPUESTA 108
Tabla 4.2 COSTOS ESTIMADOS PARA CAMBIO DE BOMBA 112
Tabla 4.3 COSTOS ESTIMADOS PARA TRATAMIENTO QUÍMICO 113
Tabla 4.4 RESULTADOS EVALUACIÓN ECONÓMICA 114
Tabla 4.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO, A 105 USD 117
Tabla 4.6 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO, A 85 USD 118
Tabla 4.7 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO, A 97 USD 119

CONTENIDO DE FIGURAS

Figura 1.1 UBICACIÓN DEL ÁREA SACHA 2
Figura 1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL ÁREA SACHA 7
Figura 1.3 LOCALIZACIÓN DE NODOS EN EL SISTEMA 39
Figura 1.4 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA 40
Figura 1.5 CURVA IPR OBTENIDA POR EL MÉTODO DE VOGEL 44
Figura 1.6 BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET 47
Figura 1.7 SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO EN SUPERFICIE Y SUBSUELO 50
Figura 1.8 PRINCIPIO DE OPERACIÓN BOMBA JET 52
Figura 1.9 RELACIÓN NOZZLE / GARGANTA 53
Figura 1.10 RELACIÓN DE ÁREAS 54
Figura 1.11 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE DISEÑO DE GUIBERSON 62
Figura 2.1 VENTANA DE INICIO DE WELLFLO 68
Figura 2.2 DATOS GENERALES DEL POZO SAC-40 69
Figura 2.3 TIPO DE POZO, FLUJO Y FLUIDO POZO SAC-40 69

Figura 2.4 CORRELACIONES DE FLUJO POZO SAC-40 70
Figura 2.5 PROFUNDIDADES DE REFERENCIA POZO SAC-40 70
Figura 2.6 PARÁMETROS DE FLUIDO POZO SAC-40 71
Figura 2.7 DATOS DEL RESERVORIO "UI" POZO SAC-40 72
Figura 2.8 DATOS DESVIACIÓN, TUBING Y CASING POZO SAC-40 72
Figura 2.9 DATOS DE LA BOMBA JET D6 POZO SAC-40 74
Figura 2.10 SELECCIÓN DE NODO POZO SAC-40 74
Figura 2.11 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET D6 75
Figura 2.12 PERFIL DE PRESIÓN Y TEMPERATURA POZO SAC-40 75
Figura 2.13 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET D6 77
Figura 2.14 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 8A 79
Figura 2.15 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 9A 81
Figura 2.16 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 9I 83
Figura 2.17 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 9A 85
Figura 2.18 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 10I 87
Figura 2.19 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 10I 89
Figura 2.20 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 10I 91
Figura 2.21 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 10I 93
Figura 2.22 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 8A 95
Figura 3.1 PUNTO OPERATIVO SIN DAÑO DE LA BOMBA JET C+5 97
Figura 3.2 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 8B 98
Figura 3.3 PUNTO OPERATIVO SIN DAÑO DE LA BOMBA JET 9B 99
Figura 3.4 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 9B 100
Figura 3.5 PUNTO OPERATIVO SIN DAÑO DE LA BOMBA JET 9A 101
Figura 3.6 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET D6 102
Figura 3.7 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 9A 103
Figura 3.8 PUNTO OPERATIVO SIN DAÑO DE LA BOMBA JET 9A 104
Figura 3.9 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET D6 105
Figura 3.10 PUNTO OPERATIVO SIN DAÑO DE LA BOMBA JET 8A 106
Figura 4.1 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (105 USD) 115
Figura 4.2 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN EN EL PRIMER ESCENARIO (85 USD) 115
Figura 4.3 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN EN EL PRIMER ESCENARIO (97 USD) 116

CONTENIDO DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1 PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES 16
Gráfico 1.2 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA "BASAL TENA" 19
Gráfico 1.3 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA "U" 20
Gráfico 1.4 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA "T" 21
Gráfico 1.5 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA "HOLLÍN SUPERIOR" 23
Gráfico 1.6 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA "HOLLÍN INFERIOR" 24
Gráfico 1.7 PRODUCCIÓN POR MÉTODO DE LEVANTAMIENTO 27

RESUMEN

En el presente proyecto de titulación, se realiza un análisis tendiente a incrementar la producción de los pozos con sistema de bombeo hidráulico del Campo Sacha Central. Este estudio se fundamenta en el análisis nodal de los pozos, para el cambio de bomba y/o tratamiento químico.

Dentro del primer capítulo, se presenta información general del campo como su ubicación, litología, estratigrafía, datos petrofísicos entre otros. También se presenta un detalle de las instalaciones de superficie con las que cuenta la estación Sacha Central. Se muestra el principio de funcionamiento del análisis nodal y se detallan aspectos importantes sobre el sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico.

En el segundo capítulo, se realiza un estudio para la selección de pozos candidatos. Dentro del análisis nodal se utiliza la herramienta WellFlo que permite analizar los pozos que se encuentran produciendo con el sistema de bombeo hidráulico, se explica el procedimiento a seguir para determinar las presiones de fondo, evaluar la bomba que está operando y diseñar la bomba que debería trabajar a las condiciones actuales del pozo.

En el tercer capítulo, sobre la base de los resultados del análisis realizado en el segundo capítulo, se presentan las propuestas de cambio de bomba o tratamiento químico para los pozos seleccionados, con el fin de incrementar su producción.

En el cuarto capítulo, se realiza el análisis técnico económico encontrando dos escenarios importantes para el análisis que son, el cambio de bomba para los pozos que están trabajando fuera del rango operativo y el tratamiento químico para incrementar la producción.

En el quinto capítulo, se presentan las conclusiones y recomendaciones a ser consideradas luego de la obtención de resultados del proyecto.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto está enfocado a buscar alternativas para incrementar la producción de petróleo en el Campo Sacha Central, para lo cual se realiza un estudio mediante el análisis del estado de los pozos que producen con sistema de levantamiento hidráulico tipo jet.

Una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción por su alta efectividad y confiabilidad es el ANÁLISIS NODAL que permite reflejar el verdadero potencial de producción de los pozos.

Para realizar el análisis se utiliza el Software WELLFLO que pertenece a la Compañía de Servicios WEATHERFORD con un nuevo servicio de análisis de bombeo hidráulico Tipo Jet. Es una poderosa herramienta de trabajo que permite ahorro de tiempo y un análisis de sensibilidades de las variables presentes en un sistema de producción, si se dispone de los recursos necesarios.

En las siguientes páginas se encuentra el resultado del trabajo de varios meses, información y criterios, desarrollado con el propósito de que sea útil para la compañía auspiciante (RIO NAPO CEM), la Escuela Politécnica Nacional y para el lector que necesite o quiera conocer más acerca de la optimización de los sistemas de producción.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA SACHA Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL ANÁLISIS NODAL Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

1.1 DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA SACHA

1.1.1 ANTECEDENTES

El Área Sacha, actualmente operada por la empresa “Operaciones Rio Napo CEM”, es una de las áreas más importantes del Ecuador en cuanto a producción de hidrocarburos se refiere, con una producción de 63011 BPPD de 25.9°API y un BSW de 50.03% de acuerdo a la información obtenida en el mes de Septiembre del 2012.

Fue descubierta por el consorcio Texaco-Gulf con la perforación del pozo exploratorio “Sacha-01” iniciada el 21 de Enero de 1969, alcanzando una profundidad final de 10160 pies en la Formación Pre-Cretácica Chapiza a la que cortó 36 pies, arrojando una producción inicial de la arena Hollín Inferior de 1328 BPPD de 29.9°API con un corte de agua y sedimentos de 0.1%.

La perforación de desarrollo en el Área Sacha, se inicia en Marzo de 1971 y la producción empieza a partir del mes de julio de 1972 a una tasa promedia diaria de 29269 BPPD, incrementándose en noviembre del mismo año a 117591 BPPD, siendo esta la producción máxima registrada en la vida del Área Sacha.

Hasta Septiembre del 2012, se han perforado 296 pozos los cuales están distribuidos de la siguiente manera:

- 188 pozos productores (60 con bombeo hidráulico, 127 con bombeo electrosumergible y 1 a flujo natural)
- 6 pozos inyectores
- 8 pozos reinyectores
- 84 pozos cerrados y

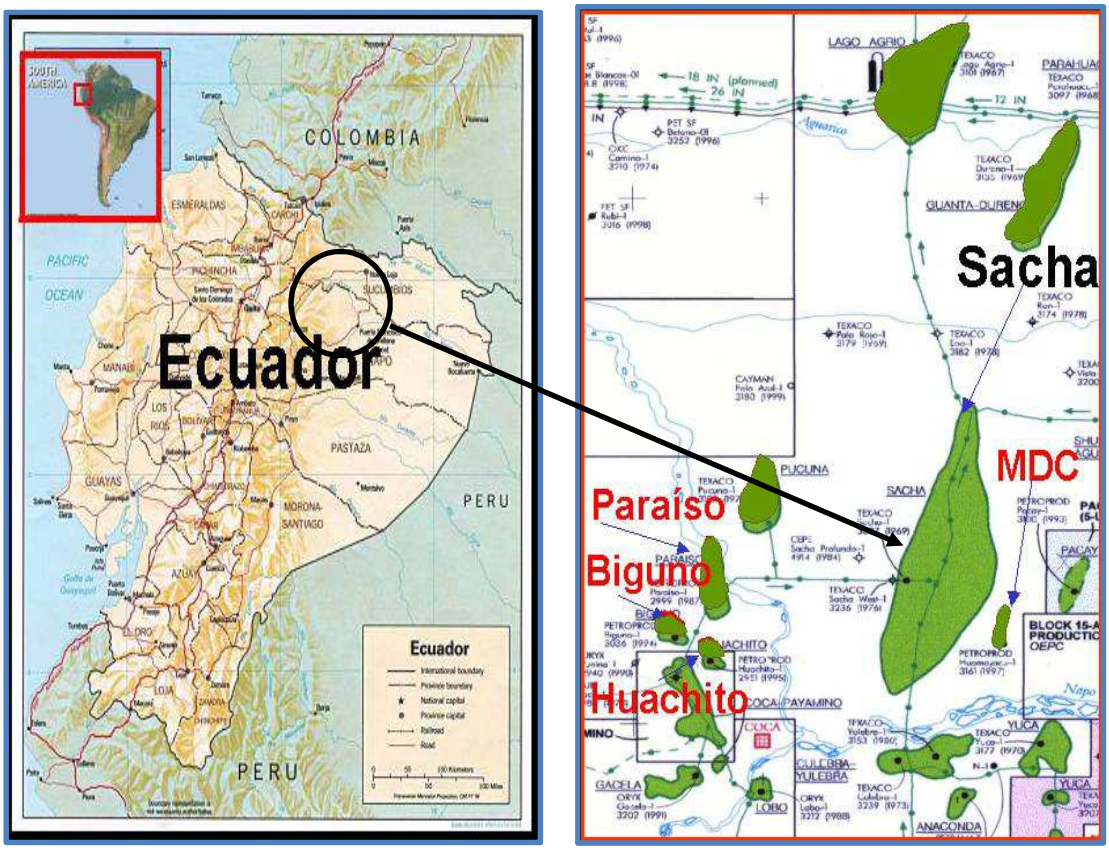
- 10 abandonados

1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Área Sacha, se encuentra ubicada en el Cantón “La Joya de los Sachas”, Provincia de Orellana, al nororiente de la Región Amazónica del Ecuador. Geográficamente está situada entre las coordenadas: Latitud Sur: 00°11’00” a 00°24’30” y Longitud Oeste: 76°49’40” a 76°54’16”, comprendiendo una extensión aproximada de 41524 acres.

Está delimitada al Norte por las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista, al Sur por el campo Culebra-Yulebra, al Este por los campos Mauro Dávalos Cordero, Shushufindi-Aguarico, Limoncocha y Pacay y al Oeste por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito.

Figura 1.1 UBICACIÓN DEL ÁREA SACHA



FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

1.1.3 ESTRUCTURA GEOLÓGICA

El Área Sacha, geológicamente se encuentra ubicada al Oeste del eje axial de la Cuenca Sedimentaria Cretácica Napo, incluido en el corredor Sacha-Shushufindi. La estructura se encuentra en el lado levantado de la falla de tendencia general NE-SO, conectándose en el Sur con la Cuenca Marañón y al Norte con la Cuenca Putumayo, la misma que se encuentra 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 fallas de dirección E-O, en esta parte el cierre estructural es suave. El Área se encuentra cortada por una falla que se origina en el basamento, que posiblemente es reactivo y que también controló la deposición de los 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 de 10 pies y al Sur de 20 a 35 pies.

La estructura Sacha se formó en la primera etapa de inversión tectónica, en el Huroniano Terminal y el Maastrichtiano. Presenta un cierre estructural vertical máximo de alrededor de 240 ft a la base caliza “A”. Tiene aproximadamente 33 Km de longitud, siendo la parte norte la más angosta con 4 Km, la parte central y sur son más anchas con 7 Km.

Bajo la estructura Sacha, se desarrolla el anticlinal “Sacha Profundo” de posible edad Jurásico inferior a medio, que se plegó a los depósitos paleozoicos y triásicos-jurásicos de la formación Sacha (Santiago) el mismo que fue probado con la perforación del pozo Sacha profundo a 16317 pies sin resultados positivos.

Los principales reservorios del Área son: Hollín, Napo T, Napo U y Basal Tena; que se encuentran a profundidades promedio de 8975, 8765, 8530 y 7800 respectivamente. Los yacimientos “U” y “T” tienen recuperación secundaria (inyección de agua) desde Noviembre de 1986. El modelo de inyección de agua del Área Sacha es del tipo de inyección periférica de seis pozos esto con la

finalidad de incrementar y mantener la presión y a la vez mejorar la recuperación de petróleo.

1.1.4 ESTRATIGRAFÍA

El comportamiento estratigráfico del Área Sacha, es generalizado a la Cuenca Oriental Ecuatoriana, sobre la cual se han realizado muchos estudios acerca de los estratos y sus propiedades, que van desde la superficie hasta las zonas de interés. Se ha diseñado una columna base (figura 1.2), de donde se obtiene información como: era y edad geológica, formación a la que pertenece, ambiente de depositación, espesor promedio, litología, entre otros.

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

1.1.4.1 Formación Orteguaza

Pertenece a la edad del Oligoceno dentro del período Paleógeno. Esta formación es parte inferior de la Formación Chalcana. 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 aproximado de 400 a 3200 pies, y se encuentra subdividida en 2 miembros:

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 parte de la formación es Continental a Marina Somera.

1.1.4.4 Formación Napo

La formación Napo es fácilmente reconocible por la presencia de reflectores fuertes que corresponden a niveles de calizas. Consiste en alrededor de 500 a 2500 pies de lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas. Esta formación pertenece al periodo que va desde el Cretácico Medio al Superior y marca el inicio de la era Mesozoica. Muchos autores dan a la formación Napo la categoría de grupo, dividiéndola en cuatro miembros (a los que se les asigna el nombre de formaciones), que corresponde 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 a las calizas “A” y a las calizas “M-2” sin las calizas “M-1”, que tienen una gran extensión geográfica y pasan rápidamente hacia el Este a lutitas y margas laminadas muy similares a las lutitas de la formación Napo Superior.

1.1.4.4.3 Napo Inferior

En el grupo Napo, la formación Napo Basal se encuentra bajo la formación Napo Inferior, que incluye las calizas “B”, las lutitas “U” y las areniscas “U”. Su base está definida por el tope del último banco masivo de la arenisca “T”, que coinciden

generalmente con la base de un nivel lutítico intercalado entre las areniscas “T” y las calizas “B”.

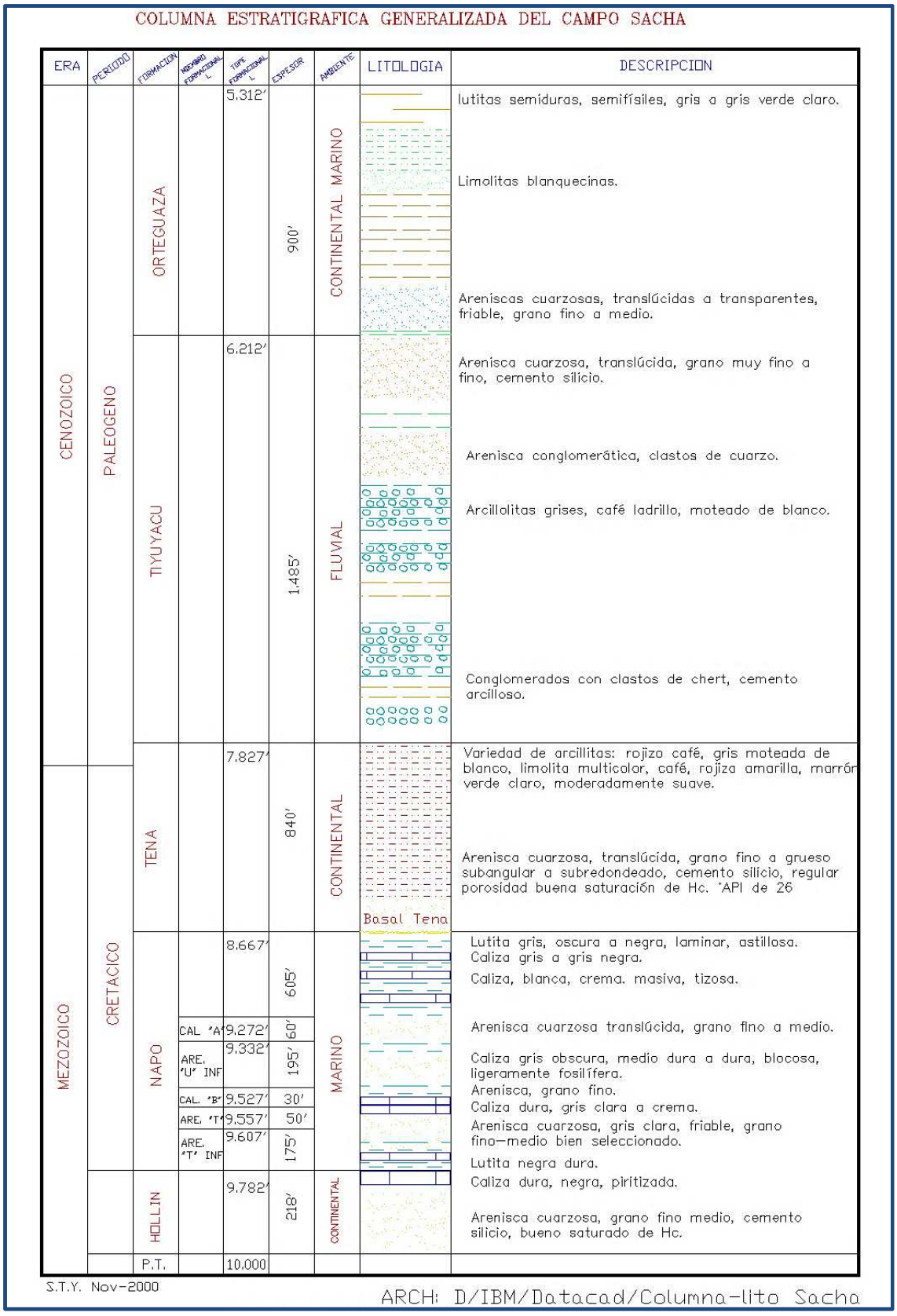
1.1.4.4.4 Napo Basal

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 caliza “C”. En la misma zona, la parte superior de las lutitas Napo Basal, está constituida por una secuencia o estrato creciente de margas y calizas.

1.1.4.5 Formación 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. Se encuentra separado de la arenisca “T” de la Napo por una lutita de 100 pies.

Figura 1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL ÁREA SACHA



FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

1.1.5 LITOLOGÍA

A continuación, se presenta una breve descripción litológica de los principales yacimientos del Área Sacha. El principal yacimiento está constituido por la formación Hollín, siguiéndole en importancia las formaciones Napo U y Napo T, y finalmente la formación Basal Tena.

1.1.5.1 Formación Hollín

1.1.5.1.1 Hollín Superior

De edad Albiano Inferior, consiste en una arenisca cuarzosa-glauconítica, parda oscura, gris oscura, gris verdosa, translúcida, consolidada, de grano medio a grueso (fino en menor proporción), sub redondeada a sub angular, buena selección, matriz arcillosa, cemento silícico, con ocasionales intercalaciones de niveles limosos y arcillosos.

Este yacimiento hacia la parte norte del Área se presenta en forma estratigráfica, disminuyendo el espesor neto saturado a 5 pies.

1.1.5.1.2 Hollín Inferior

De edad Cretácica inferior, corresponde a una arenisca cuarzosa-glauconítica, calcárea, parda oscura clara, consolidada, de grano fino a medio, sub redondeada a sub angular, buena selección, matriz y cemento silícico, inclusiones locales de carbón, ámbar y caolín.

1.1.5.2 Formación Napo

1.1.5.2.1 Napo "U" Superior

De edad Cenomaniano, está constituida por una arenisca cuarzosa, 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.

1.1.5.2.2 Napo "U" Inferior

De edad Cenomaniano, está constituida por una arenisca cuarzosa, marrón, café clara, friable, de grano fino a muy fino, sub redondeada a sub angular, ocasionalmente grano medio, regular selección, cemento silicio, fluorescencia amarillo-blanquecino, corte lento, residuo café claro.

1.1.5.2.3 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.

1.1.5.2.4 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, ocasionalmente grano grueso, corte rápido, residuo café muy claro, es usualmente gris o marrón, pero en ciertos lugares es verdusco debido a la presencia de glauconita. Forma la sección arenosa de la secuencia Napo T de mayor continuidad vertical y lateral. Se encuentra más desarrollada en la parte central del campo, siendo menor su desarrollo en el norte y sur del mismo.

1.1.5.3 Formación Basal Tena

Ubicada sobre la formación Napo, en la formación Tena, está definida por un pequeño cuerpo de areniscas que marcan la entrada a la formación Napo, está compuesta por una arenisca cuarzosa, blanca, blanca amarillenta, sub transparente a sub translúcida, moderadamente consolidada, grano medio a fino, sub angular a sub redondeada, selección moderada, matriz arcillosa, grano fino a muy fino, contiene arcillas incrustadas, mayormente rojas a marrones, siendo este color rojo acentuado en superficie; pero en profundidad, son grises y verdosas.

1.1.6 CONTINUIDAD DE LAS ARENAS

1.1.6.1 Formación Hollín

Los menores espesores de esta arena están presentes en la parte Norte del campo, en esta zona los valores se encuentran entre 40 y 100 pies.

Hacia la parte Central del campo se encuentran los mayores espesores de esta arena; en el Oeste los valores oscilan entre 120 y 180 pies y hacia el Este disminuye hasta los 80 pies.

Los espesores en la zona Sur del campo van de 100 a 140 pies, aproximadamente. En definitiva la arena “Hollín” se encuentra presente a lo largo de toda el Área Sacha.

1.1.6.2 Formación Napo “T”

El espesor de esta arena se encuentra dentro de un rango que va desde 0 pies hasta 75 pies aproximadamente. La arena “T” presenta discontinuidades a lo largo de todo el campo, razón por la cual es difícil determinar una distribución confiable de los espesores de la arena.

1.1.6.3 Formación Napo “U”

Esta arena se presenta en forma discontinua en la zona Norte del campo. En ciertos lugares el espesor varía entre 20 pies y 40 pies, pero en su mayoría presenta pequeños espesores que van de 0 pies a 10 pies.

En su mayor parte la arena “U” es continua en la zona Central del campo con espesores que están entre 30 y 70 pies, excepto en ciertos lugares al Oeste en donde desaparece con espesores de 0 pies a 20 pies.

Al Sur del campo, la arena posee espesores que están entre 20 pies y 60 pies, excepto en zonas en el extremo sur donde presenta espesores de aproximadamente 10 pies e incluso 0 pies.

1.1.6.4 Formación Basal Tena

Esta arena se presenta en forma discontinua en su mayor parte al Norte del campo con espesores entre 0 pies y 4 pies. En otros sectores los espesores van de 5 pies a 12 pies.

Hacia la parte Central del campo se encuentran los mayores espesores de esta arena; en el Oeste los valores oscilan entre 5 pies y 20 pies y hacia el Este disminuyen de 0 pies a 4 pies.

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 la parte Este, se tiene un gran número de pozos que no tienen esta arena.

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

1.1.7.1 Características y Propiedades de las Rocas Productoras

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

Tabla 1.1PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL ÁREA SACHA

Parámetro	Yacimiento				
	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	215	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, Sw (%)	30 - 40	30 - 40	15 - 20	20 - 25	23.2
Factor de Recobro, Fr (%)	32.33	32.33	38.26	39.92	20.84
Permeabilidad, K (md)	130	350	240	425	433

FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

1.1.7.2 Características y Propiedades de los Fluidos

El conocimiento de las propiedades de los fluidos, es útil para iniciar un entendimiento del comportamiento del yacimiento, a partir del cual se puede pronosticar el funcionamiento del mismo. Las propiedades se determinan a partir de muestras de fondo a condiciones del yacimiento, y cuando no se disponen de datos de laboratorio se utilizan correlaciones empíricas.

Las características y propiedades principales de los fluidos de las formaciones productoras al cierre de este estudio, están descritas en la tabla 1.2.

Tabla 1.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DEL ÁREA SACHA

Parámetro	Yacimiento				
	Hollín Superior	Hollín Inferior	T	U	Basal Tena
Presión inicial, Pi (psi)	4450	4450	4146	4054	3587
Presión de burbuja, Pb (psi)	550	78	1310	1170	807
Temperatura de formación, T (°F)	225	225	215	211	181
Gravedad específica del petróleo (°API)	27.3	29	30.3	26.7	24.1
Relación gas – petróleo, GOR (PCS/BF)	124	24	436	270	150
Factor volumétrico inicial de petróleo, Boi (BL/BF)	1.1334	1.1625	1.3726	1.2302	1.096
Gravedad específica del gas, ɣg	1.3511	1.5767	1.2518	1.1324	1.099
Saturación de agua inicial, Swi (%)	30 - 40	30 - 40	15 - 20	20 - 25	25.1
Contenido de Azufre, (%)	1.1	0.4	0.9	1.2	-
Salinidad Cl-1 (ppm)	1000 - 4000	<1000	10000 - 20000	20000 - 25000	18000 - 30000
Viscosidad del petróleo, µo (cp)	1.4	3.7	1.6	1.8	2.5
Viscosidad del agua, µw (cp)	0.2 – 0.3	0.2 – 0.3	0.2 - 0.3	0.2 - 0.3	0.2 – 0.3
Compresibilidad del petróleo, Co (x 10^{-6}psi^{-1})	9.2	5.7	9.02	8.02	7

FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

1.1.8 RESERVAS

Las reservas son cantidades de petróleo que se considera pueden ser recuperados económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a partir de acumulaciones conocidas a una fecha dada.

Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos datos. El grado relativo de incertidumbre aplicado, coloca las reservas en una de las dos clasificaciones principales, ya sea probadas o no probadas.

1.1.8.1 Petróleo Original En Sitio (POES)

El petróleo original en sitio, es el volumen inicial u original de petróleo existente en las acumulaciones naturales.
El POES se puede calcular usando la siguiente ecuación:

$$POES = \frac{7758 \times A \times ho \times ø \times Soi}{Boi} \qquad (1.1)$$

Donde:
POES = petróleo original en sitio (BF)
A = área de extensión de la arena (acres)
ho = espesor saturado de petróleo (pies)
ø = porosidad (%)
Soi = saturación inicial de petróleo (adimensional)
Boi = factor volumétrico de formación del petróleo (BL/BF)

1.1.8.2 Reservas Probadas

“Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con "razonable certeza" que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos y bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones”. Las reservas probadas pueden ser sub-divididas en desarrolladas y no desarrolladas.[1]

Existen varios métodos para estimar reservas como son:

[1] Apuntes pertenecientes al Profesor: Ing. Lucio Carrillo Barandiaran. Facultad de Ingeniería en Petróleo Universidad Nacional de Ingeniería. Perú

- Método Volumétrico,
- Curvas de Declinación,
- Balance de Materiales,
- Simulación Matemática, entre otros.

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

$$\text{Re}\,servas\ \ \text{Pr}\,obadas\ = POES * FR \qquad (1.2)$$

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

1.1.8.3 Reservas Probables

"Las Reservas Probables son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar. Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas".[2]

1.1.8.4 Reservas Posibles

"Las Reservas Posibles son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas".[3]

---

[2] Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Petróleo, Venezuela, pág. 9
[3] Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Petróleo, Venezuela, pág. 11

1.1.8.5 Reservas Remanentes

Son los volúmenes de hidrocarburos que quedan por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. En otra forma, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

1.1.8.6 Reservas de Petróleo del Área Sacha

El Área Sacha, la segunda más grande del Ecuador en reservas hidrocarburíferas, cuenta con 3501 millones de barriles de petróleo original en sitio, 1205 millones de barriles de reservas probadas y 400 millones de barriles de reservas remanentes.

En la tabla 1.3 se presenta el yacimiento, barriles de petróleo en sitio (POES), factor de recobro (FR) en porcentaje, reservas probadas, producción acumulada y reservas remanentes del Área Sacha al 31 de Junio del 2012.

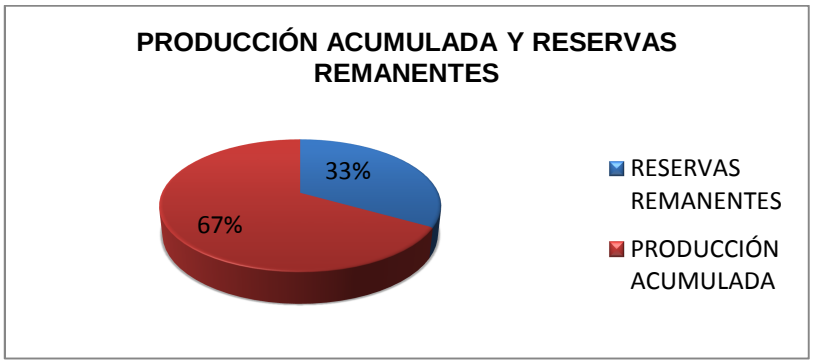
Tabla 1.3 RESERVAS DE PETRÓLEO DEL ÁREA SACHA

Reservas de Petróleo del Área Sacha al 31 de Junio del 2012					
Yacimiento	**Petróleo in situ (bls)**	**Factor de recobro (%)**	**Reservas probadas (bls)**	**Producción acumulada (bls) al 31/07/2012**	**Reservas remanentes (bls) al 31/07/2012**
Basal Tena	117,685,666	20.84	24,527,100	20,239,512	4,287,588
U inferior	762,615,924	39.92	304,436,276.86	210,789,635	93,646,642
T inferior	483,325,941	38.26	184,920,505.03	105,835,259	79,085,246
Hollín	2,137,516,953	32.33	691,059,230.90	467,944,219	223,115,012
Total Sacha	**3,501,144,484**	**34.42**	**1,204,943,112.79**	**804,808,625**	**400,134,488**

FUENTE: Gerencia Técnica de Yacimientos - RIO NAPO CEM.
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

La mayoría de las reservas probadas, han sido producidas hasta el momento. Como se puede observar en el gráfico 1.1, se ha producido aproximadamente el 67% del crudo probado en el Área Sacha.

Gráfico 1.1 PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES



FUENTE: Gerencia Técnica de Yacimientos - RIO NAPO CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

La tabla 1.4 Proporciona información de la estimación de Factor de recobro del Área Sacha al 31 de Junio del 2012.

Tabla 1.4 FACTOR DE RECOBRO DEL ÁREA SACHA

Yacimiento	Factor de total (%)	Factor de recobro a junio 2012 (%)	Diferencia (%)
Basal Tena	20.84	17.20	3.64
U inferior	39.92	27.64	12.28
T inferior	38.26	21.9	16.36
Hollín	32.33	21.89	10.44
TOTAL SACHA	**34.42**	**22.99**	**11.43**

FUENTE: Gerencia Técnica de Yacimientos - RIO NAPO CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

1.1.9 PRESIONES DE LOS YACIMIENTOS

1.1.9.1 Presiones Iniciales

Las presiones iniciales de las formaciones productoras del Área Sacha son: 3587 psi para “Basal Tena”, 4054 psi para “U”, 4146 psi para “T” y 4450 psi para la formación “Hollín superior” y “Hollín inferior”. Las dos arenas tienen la misma presión debido a que mantienen una comunicación hidráulica.

Estas presiones han disminuido paulatinamente de acuerdo a la producción de los fluidos.

1.1.9.2 Presiones al Cierre de Estudio

Para obtener información del comportamiento de las presiones de los diferentes reservorios, se procede en primer lugar a la recolección de información de pruebas de presión, realizadas a cada arena, a lo largo de su vida productora.

Una vez obtenidos los datos y con las fórmulas que se presentan a continuación, se llevan los datos de presiones a un datum en común para obtener el comportamiento de las presiones en las diferentes arenas.

$$\nabla m = 0.433\left[\left(\gamma o \times (1 - BSW)\right) + \left(\gamma w \times BSW\right)\right] \quad (1.3)$$

$$\Delta h = \left(h_{datum} + MR\right) - h_{pmp} \quad (1.4)$$

$$\Delta P = \nabla m \times \Delta h \quad (1.5)$$

$$Pws.Datum = Pws - \Delta P \quad (1.6)$$

Donde:

Pws = Presión estática del yacimiento, psi

∇m = Gradiente de presión de la mezcla, psi/pie

γo = Gravedad específica del petróleo

γw = Gravedad específica del agua

BSW = Contenido de agua y sedimentos básicos

h_{pmp} = Profundidad del punto medio de las perforaciones, pies

h_{datum} = Profundidad del Datum, pies

MR = Elevación de la mesa rotaria sobre el nivel del mar, pies

Ejemplo de cálculo para el pozo “Sac – 40”:

Datos:

Pws = 1273 psi

h_{pmp} = 9432 pies

API = 26.1

BSW = 66.3

γw = 1.03

$$\nabla m = 0.433[(\gamma o \times (1 - BSW)) + (\gamma w \times BSW)]$$

$$\nabla m = 0.433[(0.898 \times (1 - 0.663)) + (1.03 \times 0.663)]$$

$$\nabla m = 0.4267 \ \ psi / pie$$

$$\Delta h = (h_{datum} + MR) - h_{pmp}$$

$$\Delta h = (8530 + 958) - 9432$$

$$\Delta h = 56 \ \ pies$$

$$\Delta P = \nabla m \times \Delta h$$

$$\Delta P = 0.4267 \times 56$$

$$\Delta P = 23.89 \ \ psi$$

$$Pws.Datum = Pws + \Delta P$$

$$Pws.Datum = 1273 + 23.89$$

$$Pws.Datum = 1296.89 \ \ psi$$

Como resultado de este proceso se obtienen las presiones estáticas corregidas al datum, para las distintas arenas del Área Sacha, luego de la revisión y obtención de los datos de presión, se grafica la Presión estática (P_{ws}) vs. Tiempo, además se utiliza la línea de tendencia para hacer un pronóstico de la presión del yacimiento.

1.1.9.2.1 Arena "Basal Tena"

La tabla 1.5, indica los datos y cálculos utilizados para el gráfico de la tendencia de declinación de presión para la arena "Basal Tena" del Área Sacha.

Tabla 1.5 PRESIONES AL DATUM DE LA ARENA "BASAL TENA"

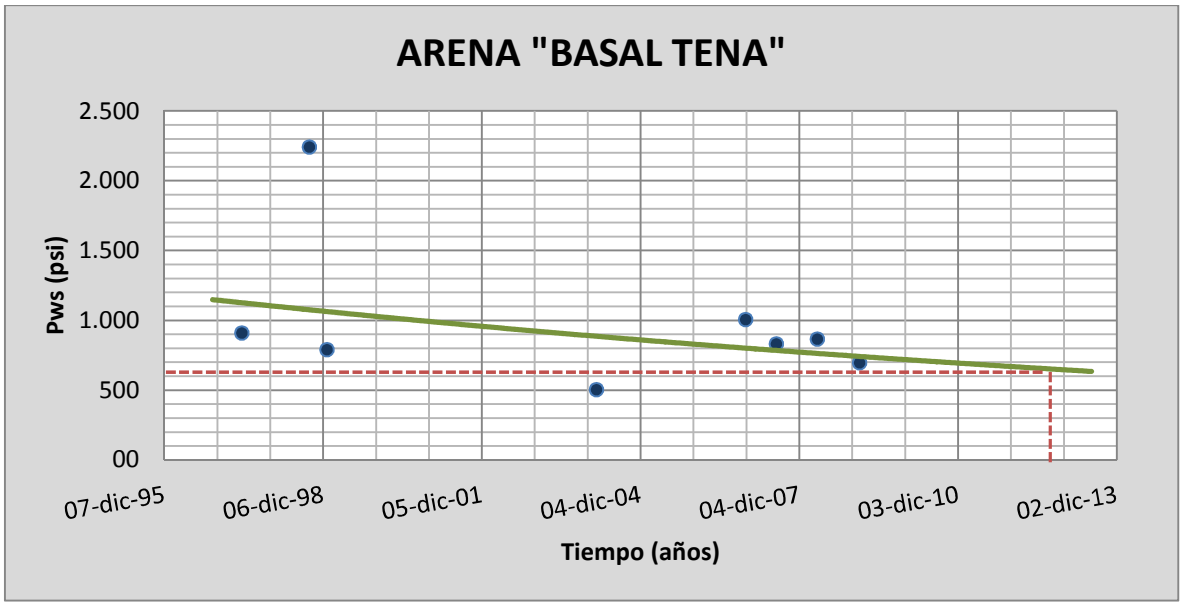
Pozo	Fecha	Pws al datum (psi)	Pozo	Fecha	Pws al datum (psi)
SAC-30	28-nov-06	1005.4	SAC-112	06-abr-08	864.0
SAC-97	03-sep-98	2241.3	SAC-122	24-may-97	907.7
SAC-97	03-ene-99	790.3	SAC-122	28-jun-07	830.7
SAC-104	05-feb-04	503.1	SAC-122	23-ene-09	695.4

FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

El gráfico 1.2, indica el comportamiento de las presiones corregidas al datum (7800 pies).

Gráfico 1.2 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA “BASAL TENA”



FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Utilizando la línea de tendencia de las presiones corregidas al datum, se puede observar que la presión de la arena “Basal Tena” es de 640 psi.

1.1.9.2.2 Arena “U”

La tabla 1.6, indica los datos y cálculos utilizados para el gráfico de la tendencia de declinación de presión para la arena “U” del Área Sacha.

Tabla 1.6 PRESIONES AL DATUM DE LA ARENA “U”

Pozo	Fecha	Pws al datum (psi)	Pozo	Fecha	Pws al datum (psi)	Pozo	Fecha	Pws al datum (psi)
SAC-1	04-dic-87	1305.46	SAC-40	06-abr-10	1294.81	SAC-98	04-dic-93	1642.93
SAC-1	19-ene-93	1227.42	SAC-55	26-jun-90	1532.93	SAC-98	05-ago-95	1240.92
SAC-17	21-sep-88	1506.67	SAC-64	29-nov-89	1632.87	SAC-101	02-feb-98	1289.85
SAC-17	02-jul-90	1406.65	SAC-72	08-jul-98	1192.08	SAC-101	27-sep-07	1338.83
SAC-18	25-jun-88	1410.45	SAC-78	09-sep-93	1257.68	SAC-104	13-abr-86	1249.29
SAC-25	30-sep-97	1205.52	SAC-78	21-jun-97	1330.69	SAC-104	30-oct-90	1422.29
SAC-26	13-feb-98	1262.23	SAC-86	26-may-89	1447.58	SAC-112	07-jul-95	1263.45
SAC-28	01-nov-97	1431.17	SAC-86	03-ago-92	1240.18	SAC-118	23-nov-91	1367.68

CONTINUACIÓN TABLA 1.6

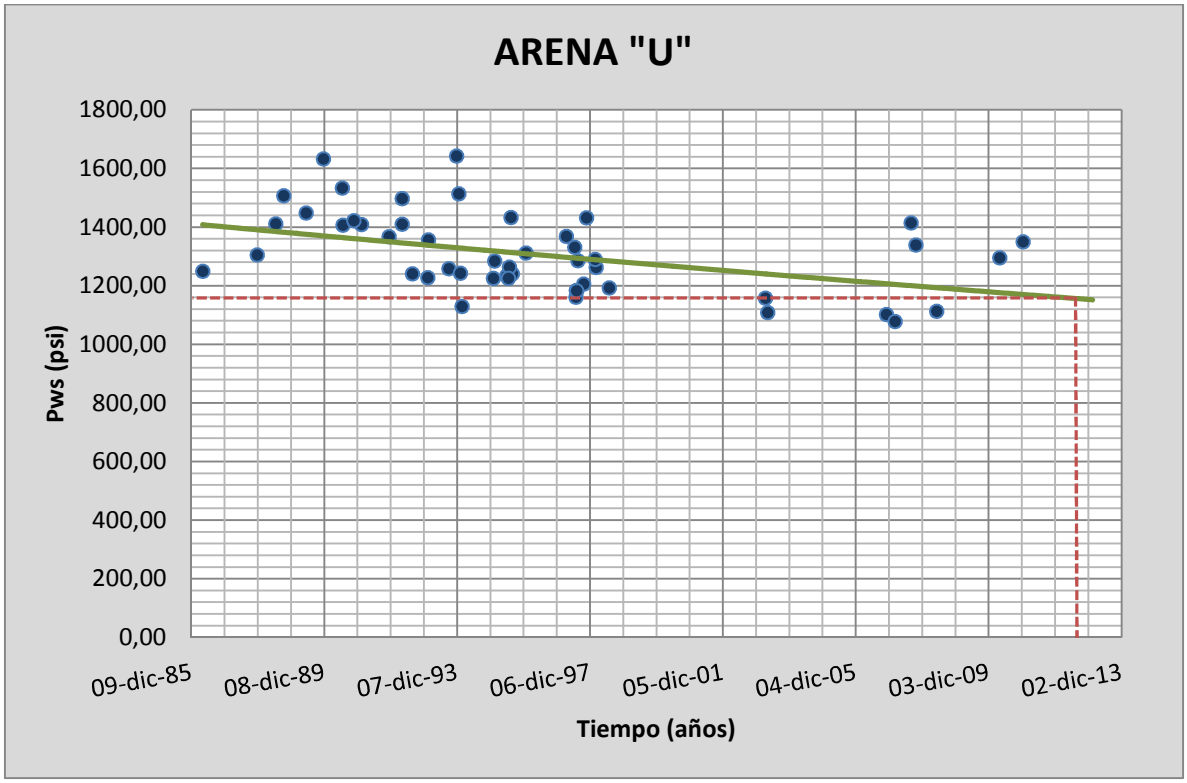
SAC-28	05-ago-07	1414.32	SAC-87	26-ene-93	1355.82	SAC-118	01-feb-94	1129.59
SAC-37	23-ene-91	1409.12	SAC-87	14-ene-94	1242.83	SAC-190D	08-nov-06	1102.04
SAC-37	12-ene-95	1225.63	SAC-92	28-dic-93	1513.82	SAC-197D	10-feb-07	1077.96
SAC-40	19-mar-03	1157.96	SAC-97	25-jul-95	1432.53	SAC-225D	14-may-08	1112.22

FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

El gráfico 1.3, indica el comportamiento de las presiones corregidas al datum (8530 pies).

Gráfico 1.3 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA “U”



FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Utilizando la línea de tendencia de las presiones corregidas al datum, se puede observar que la presión de la arena “U” es de 1150 psi.

1.1.9.2.3 Arena “T”

La tabla 1.7, indica los datos y cálculos utilizados para el gráfico de la tendencia de declinación de presión para la arena “T” del Área Sacha.

Tabla 1.7 PRESIONES AL DATUM DE LA ARENA “T”

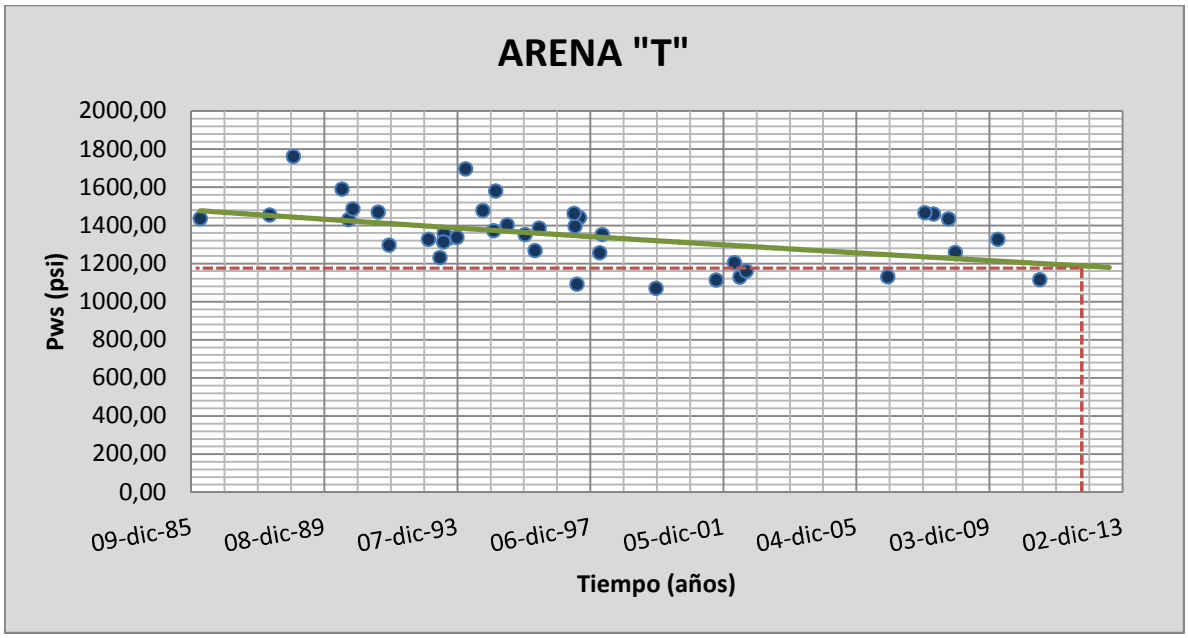
Pozo	Fecha	Pws al datum (psi)	Pozo	Fecha	Pws al datum (psi)	Pozo	Fecha	Pws al datum (psi)
SAC-28	18-mar-98	1255.21	SAC-80	11-ago-97	1439.98	SAC-91	12-jun-97	1461.68
SAC-37	11-ene-95	1372.18	SAC-80	04-jun-02	1127.71	SAC-91	17-abr-98	1351.63
SAC-37	27-nov-99	1070.05	SAC-83	10-jun-11	1115.13	SAC-91	17-sep-01	1113.51
SAC-37	07-abr-02	1203.14	SAC-87	23-ene-93	1326.52	SAC-92	07-mar-94	1695.00
SAC-55	22-jun-90	1590.50	SAC-87	09-jul-93	1313.54	SAC-97	12-sep-94	1476.87
SAC-55	24-nov-08	1256.68	SAC-87	07-abr-96	1267.54	SAC-98	02-dic-93	1336.24
SAC-64	02-ene-89	1761.56	SAC-87	11-jul-97	1091.52	SAC-99	27-dic-07	1465.84
SAC-64	29-mar-08	1458.53	SAC-88	24-jul-91	1468.29	SAC-99	08-mar-10	1326.84
SAC-78	07-sep-93	1332.61	SAC-88	09-jun-95	1401.30	SAC-104	19-oct-90	1485.81
SAC-78	12-sep-08	1433.60	SAC-88	23-jun-97	1395.29	SAC-108	14-ago-02	1160.35
SAC-80	02-sep-90	1430.34	SAC-91	16-mar-86	1435.68	SAC-139	31-ene-95	1579.11
SAC-80	20-nov-91	1295.32	SAC-91	18-abr-88	1454.64	SAC-190D	15-nov-06	1129.22
SAC-80	14-jul-93	1356.32	SAC-91	01-jun-93	1230.68			
SAC-80	24-may-96	1385.33	SAC-91	22-dic-95	1350.68			

FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

El gráfico 1.4, indica el comportamiento de las presiones corregidas al datum (8765 pies).

Gráfico 1.4 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA “T”



FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Utilizando la línea de tendencia de las presiones corregidas al datum, se puede observar que la presión de la arena “T” es de 1190 psi.

1.1.9.2.4 Arena “Hollín Superior”

La tabla 1.8, indica los datos y cálculos utilizados para el gráfico de la tendencia de declinación de presión para la arena “Hollín Superior” del Área Sacha.

Tabla 1.8 PRESIONES AL DATUM DE LA ARENA “HOLLÍN SUPERIOR”

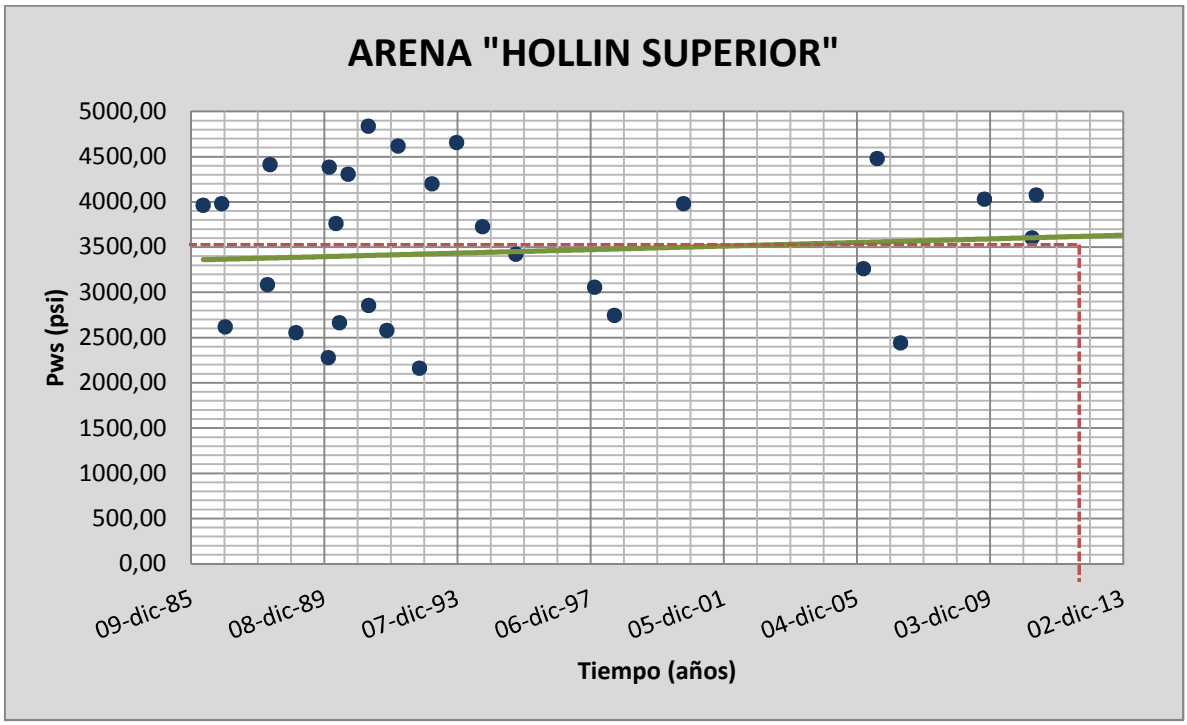
Pozo	Fecha	Pws al datum (psi)	Pozo	Fecha	Pws al datum (psi)	Pozo	Fecha	Pws al datum (psi)
SAC-18	30-ene-89	2552.87	SAC-83	17-dic-86	2618.45	SAC-108	31-ene-90	4382.16
SAC-18	19-ene-90	2277.44	SAC-88	19-abr-86	3962.09	SAC-108	08-sep-95	3419.12
SAC-18	07-abr-91	2853.23	SAC-88	24-ago-90	4305.66	SAC-122	01-mar-93	4199.94
SAC-26	22-may-90	2662.84	SAC-92	14-abr-90	3759.78	SAC-122	26-nov-93	4654.94
SAC-30	25-feb-92	4615.53	SAC-97	22-abr-88	4412.40	SAC-162	21-sep-00	3980.92
SAC-30	14-jul-06	4480.41	SAC-97	07-sep-94	3726.42	SAC-191	13-feb-06	3262.85
SAC-64	08-nov-86	3978.81	SAC-99	29-mar-07	2441.81	SAC-205D	01-oct-09	4028.49
SAC-78	17-oct-92	2160.75	SAC-101	23-oct-91	2579.64	SAC-242D	10-mar-11	3600.00
SAC-80	22-mar-88	3084.16	SAC-101	17-ene-98	3055.13	SAC-262D	24-abr-11	4077.00
SAC-82	24-ago-98	2745.03	SAC-106	02-abr-91	4838.00			

FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

El gráfico 1.5, indica el comportamiento de las presiones corregidas al datum (8975 pies).

Gráfico 1.5 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA “HOLLÍN SUPERIOR”



FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Utilizando la línea de tendencia de las presiones corregidas al datum, se puede observar que la presión de la arena “Hollín Superior” es de 3600 psi.

1.1.9.2.5 Arena “Hollín Inferior”

La tabla 1.9, indica los datos y cálculos utilizados para el gráfico de la tendencia de declinación de presión para la arena “Hollín Inferior” del Área Sacha.

Tabla 1.9 PRESIONES AL DATUM DE LA ARENA “HOLLÍN INFERIOR”

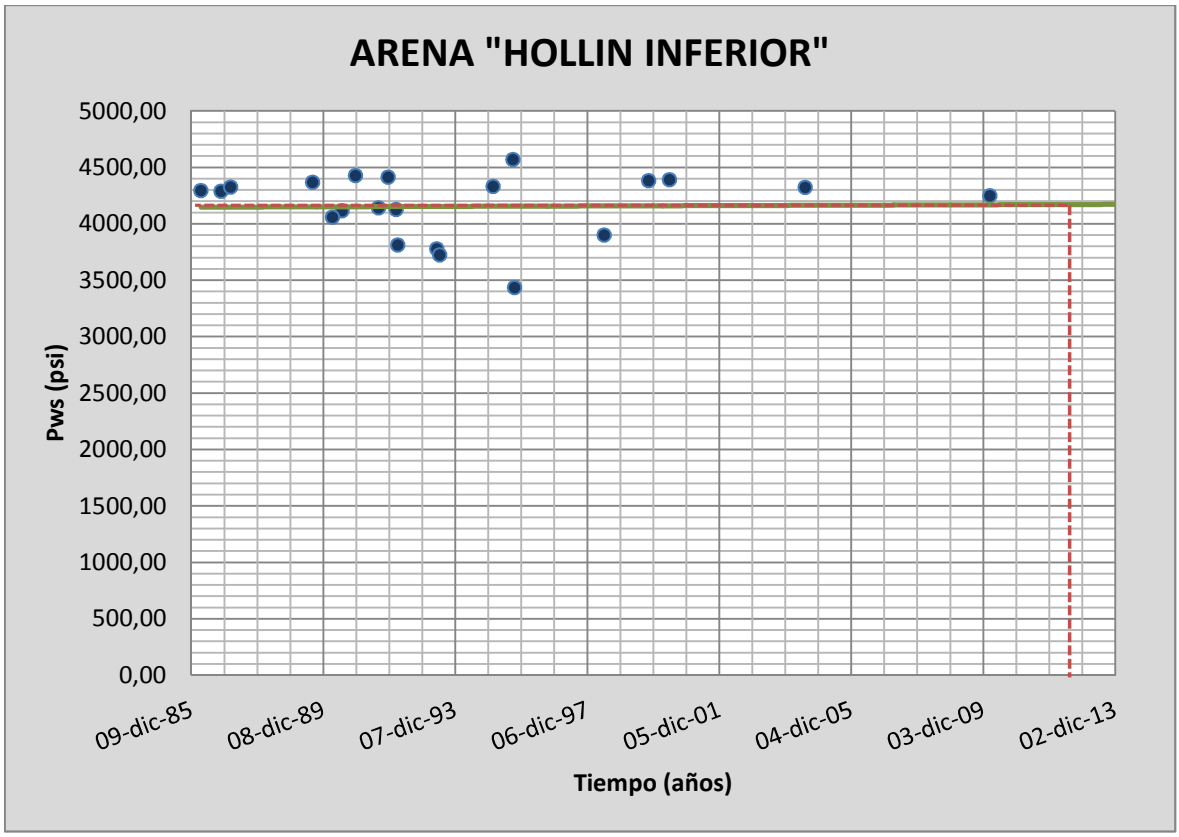
Pozo	Fecha	Pws al datum (psi)	Pozo	Fecha	Pws al datum (psi)	Pozo	Fecha	Pws al datum (psi)
SAC-30	04-jul-90	4115.08	SAC-97	27-mar-86	4293.76	SAC-108	06-sep-95	4568.38
SAC-30	23-feb-92	4125.98	SAC-97	30-nov-90	4427.81	SAC-112	13-ago-89	4367.20
SAC-30	25-sep-95	3435.02	SAC-97	19-jun-93	3722.73	SAC-118	25-nov-91	4413.15
SAC-55	11-mar-92	3811.00	SAC-103	18-oct-99	4382.00	SAC-139	29-ene-95	4329.23
SAC-58	19-mar-90	4057.00	SAC-104	03-nov-86	4288.16	SAC-154D	16-feb-10	4249.00
SAC-63	10-jun-98	3899.00	SAC-104	17-feb-87	4323.27	SAC-156	01-jun-00	4390.00
SAC-70	16-may-93	3777.00	SAC-104	12-ago-91	4140.18	SAC-191	13-jul-04	4320.46

FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

El gráfico 1.6, indica el comportamiento de las presiones corregidas al datum (8975 pies).

Gráfico 1.6 AJUSTE DE PRESIONES DE LA ARENA “HOLLÍN INFERIOR”



FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Utilizando la línea de tendencia de las presiones corregidas al datum, se puede observar que la presión de la arena “Hollín Inferior” es de 4190 psi. El gráfico, indica que la arena presenta un fuerte empuje hidráulico que conserva la presión del yacimiento.

1.1.10 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA

En la parte central del campo, la arena “U” presenta un avance de agua lateral con dirección Este-Oeste por la presencia de los pozos inyectores WIW-4 (Sac-105), WIW-5 (Sac-5) y WIW-6 (Sac-90) ubicados al Este.

La inyección de agua ha inundado la arena “U” en la parte Este, afectando a los pozos: Sac-27, Sac-28, SAC-49, SAC-54, SAC-64, SAC-72, SAC-89, SAC-91,

SAC-92, SAC-97, SAC-101, SAC-108, SAC-112, SAC-139 y SAC-191. En estos pozos se registraron cortes de agua muy altos, entre 60% y 100%. La parte Oeste de la arena no está influenciada por la inyección de agua. En este sector, los pozos presentan un corte de agua menor al 50%.

La arena “T” está influenciada por la inyección de agua del pozo WIW-4, ubicado al Este. En este sector el agua ha inundado una pequeña extensión de la arena, afectando al pozo Sac-54 con un corte de agua del 70% aproximadamente. Al Oeste de la arena, los pozos presentan un corte de agua menor al 40%.

La arena “Hollín”, tiene zonas de alto corte de agua, principalmente en la zona central y al Este. El avance de agua va desde el Oeste hacia el Este. Casi todos los pozos han dejado de producir de esta arena por presentar altos cortes de agua (100%). Hasta el cierre de estudio solo los pozos Sac-91 y Sac-191, ubicados al Este, producen de “Hollín” con cortes de agua de 78% y 7% respectivamente.

1.1.11 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

Los mecanismos de producción aportan la energía necesaria para que los fluidos que se encuentran en el yacimiento se desplacen hacia donde se encuentra una presión menor a la presión del yacimiento, en este caso los fluidos se desplazan hacia el pozo y luego a superficie. En el Área Sacha se presentan dos mecanismos de producción: por empuje hidráulico y por gas en solución.

1.1.11.1 Formación Hollín

El mecanismo de producción principal en el reservorio de la Formación Hollín es el empuje hidráulico, generado por un acuífero de comportamiento infinito, conectado en el fondo y lateralmente (de oeste a este) al reservorio. Las características infinitas de este acuífero se deben a que es un acuífero de tipo artesiano que presenta un afloramiento en superficie y se recarga constantemente en la cordillera. Además se encuentra presente la expansión de la roca y los fluidos, sin embargo, debido a que la caída de presión es muy baja, este mecanismo de producción es despreciable.

1.1.11.2 Formación Napo (Arenas “U” y “T”)

En la Formación Napo el desplazamiento de los fluidos del yacimiento se debe a la expansión de los fluidos y compresibilidad de la roca, adicionalmente cuenta con acuíferos laterales para sus reservorios. La arena “U” inferior presenta dos acuíferos laterales claramente definidos, uno se inicia por el flanco Noreste afectando la parte Norte y el otro en la parte Sur-Oeste afectando la parte central del campo.

El acuífero lateral del yacimiento “U" es el principal mecanismo de producción, con el tiempo ha venido inundando y disminuyendo la parte Centro-Noreste del reservorio. En el reservorio “T” inferior existe un acuífero lateral que viene del Noreste del campo afectando en mayor grado el área Norte.

Esta intrusión de agua no ha sido suficiente para mantener la presión de estas arenas por lo que desde 1986 se ha implementada un sistema de recuperación mejorada mediante la inyección de agua periférica lo que ha disminuido la caída de presión de estos reservorios.

1.1.11.3 Formación Basal Tena

Por las condiciones y el comportamiento del yacimiento, el mecanismo de producción del reservorio Basal Tena es por: gas en solución, expansión de roca y fluidos y un empuje lateral de agua parcial en la parte Centro-Noroeste y Suroeste del campo. El empuje hidráulico ha sido importante pero no suficiente para mantener la presión en el área de drenaje de los pozos.

1.1.12 ESTADO DE LA PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL

De acuerdo al forecast de Septiembre del 2012, a la Estación Central del Área Sacha confluyen 46 pozos, de estos, 27 están en producción, 2 pozos están en reacondicionamiento, 1 pozo es reinyector, 14 pozos están cerrados y 2 pozos abandonados.

Debido a la producción de hidrocarburos durante varios años, los yacimientos han experimentado pérdidas de presión. Por tal razón el área se encuentra produciendo bajo los siguientes sistemas de Levantamiento Artificial.

- Bombeo Electrosumergible
- Bombeo Hidráulico

La tabla 1.10, describe la producción por métodos o tipos de levantamiento artificial de los pozos que producen a la Estación Sacha Central.

Tabla 1.10 PRODUCCIÓN POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO SACHA CENTRAL

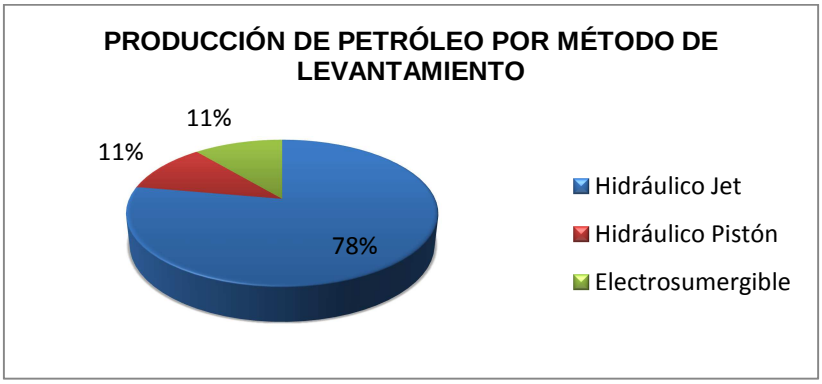
Estación Sacha Central				
Método	**Número de Pozos**	**BPPD**	**BAPD**	**BFPD**
Hidráulico Jet	21	4741	2557	7298
Hidráulico Pistón	3	949	258	1207
Electrosumergible	3	1773	1380	3153
TOTAL	**27**	**7463**	**4195**	**11658**

FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

En el gráfico 1.7, se ilustra la producción de petróleo por método de levantamiento de los pozos que producen a la Estación Sacha Central, expresado en porcentaje. Como se observa en el gráfico, la mayoría de pozos producen mediante bombeo hidráulico.

Gráfico 1.7 PRODUCCIÓN POR MÉTODO DE LEVANTAMIENTO



FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

En la tabla 1.11, se observa el potencial de los pozos que producen a la Estación Sacha Central según el forecast correspondiente al mes de Septiembre del 2012.

Tabla 1.11 FORECAST SACHA CENTRAL AL 30 DE SEPTIEMBRE 2012

Pozo	Zona	Método	Tipo Bomba	BFPD	BPPD	BSW	BIPD	API 60°	Observaciones
SAC-1	U	PPH	Jet PLII 10I	426	414	2.82	1840	27.6	Ok
SAC-13	-	-	Cerrado	-	0	-	-	-	Entra a W.O 27/9/2012
SAC-17	U	PPS	P8XH6	646	633	2.00	-	26.6	Sale de W.O. Cambia a BES 08/5/2012
SAC-18	T	PPH	Jet 8A	445	208	53.26	1440	27.3	Ok
SAC-19	U	PPH	Jet 8A	347	237	31.68	1430	26.4	Ok
SAC-25	U	PPH	Jet 9A	791	278	64.82	1610	25.3	Ok
SAC-26	U	PPH	Jet 8A	257	127	50.65	1543	24.3	Cambio de bomba mismo tipo 17/07/2012
SAC-27	-	-	Cerrado	-		-	-	-	Cerrado por alto BSW
SAC-28	-	-	Cerrado	-	0	-	-	-	Cerrado por bajo aporte 08/02/2012
SAC-30	HS	-	Cerrado	-	0	-	-	-	Estimulación pozo 27/8/2012
SAC-37	T	PPH	Jet PLII 9I	199	179	10.07	1610	28.4	Cambio de bomba mismo tipo 15/07/2012
SAC-40	UI	PPH	Jet 10I	380	128	66.32	1680	26.1	Ok
SAC-49	-	-	Cerrado						Cerrado por alto BSW 16/02/2006
SAC-55	TI	PPH	Jet 9A	246	237	3.66	1410	27.8	Ok
SAC-64	TI	-	Cerrado	-	0	-	-	-	Cerrado por alto BSW 09/10/2011
SAC-72	**-**	-	Cerrado	-	0	-	-	-	Cerrado por bajo aporte 27/8/2011
SAC-73	-	-	Cerrado	-		-	-	-	Cerrado casing roto
SAC-78	U	PPH	Jet 9A	424	94	77.83	1820	24.8	Ok
SAC-80	-	-	Cerrado	-	0	-	-	-	Cerrado por bajo aporte 01/04/2012
SAC-82	-	-	Cerrado	-	0	-	-	-	Cerrado
SAC-83	T	PPH	Jet PLII 9I	145	90	37.93	1610	26.9	Ok
SAC-86	TY	-	Cerrado	-	-	-	-	-	Reinyectando a Tiyuyacu
SAC-87	BT	PPH	Jet 9H	322	181	43.81	1680	26	Ok
SAC-88	T	PPH	Jet 9A	354	330	6.70	1940	27.8	Cambio de bomba mismo tipo 21/09/2012
SAC-89	-	-	Cerrado	-	-	-	-	-	Cerrado. Existe comunicación tbg-csg.
SAC-91	HI	PPS	P-23	1740	383	78.00	-	26.9	Sale de W.O. Cambia a bes 15/7/2012
SAC-92	-	-	Cerrado	-	0	-	-	-	Cerrado por bajo aporte 24/10/2010
SAC-97	-	-	Cerrado	-	-	-	-	-	Cerrado por alto BSW

CONTINUACIÓN TABLA 1.11

SAC-98	UI	PPH	Jet 9A	540	384	28.88	2036	25.6	Cambio de bomba mismo tipo 12/06/2012
SAC-99	TI	PPS	P8XH6	767	756	1.40	-	27.8	Ok
SAC-101	UI	PPH	Jet 9A	596	204	65.82	1626	25.4	Ok
SAC-108	TI	PPH	Jet 9A	516	488	5.47	1750	28	Sale de W.O. 05/08/2012
SAC-112	BT	PPH	Jet PLII 10I	245	221	9.80	1930	26.7	Cambio de bomba mismo tipo 06/06/2012
SAC-118	UI	PPH	Jet 10J	304	292	3.94	1850	27.1	Ok
SAC-190D	UI	PPH	Jet 10I	176	149	15.24	1835	26.6	Ok
SAC-191	HS	PPH	Jet 10J	238	222	6.70	2070	27.6	Ok
SAC-197D	UI	PPH	Jet 10I	174	114	34.40	1900	28.1	Ok
SAC-225D	UI	PPH	Jet 8A	173	164	5.20	1595	26.9	Ok
Total				11658	7463	35.00	39840	26.8	

FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Al mes de Septiembre de 2012, la producción diaria promedio de la Estación Sacha Central es de 7463 BPPD y 4195 BAPD, con un BSW de 35.00%.

1.1.13 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL

Los principales equipos que conforman las facilidades de superficie y producción que se encuentran instalados en la Estación Central del Área Sacha, se detallan a continuación.

1.1.13.1 Manifolds

A la estación Sacha Central, llega el fluido multifásico de 27 pozos, a través de tuberías de 4” de diámetro. El fluido llega a los manifolds (9 manifolds de 5 pozos cada uno), los cuales direccionan el flujo de los pozos hacia los separadores de prueba a través de tuberías de 4” de diámetro, o hacia los separadores de producción a través de tuberías de 10” de diámetro. La presión de operación en las líneas varía entre los 20 a 24 psi.

Adicional se tiene la inyección de químicos a las líneas de 10” de producción antes señalas, cada línea recibe los siguientes químicos antes de entrar a los Separadores de Producción: Antiespumante, Demulsificante y Antiparafínico.

Los manifolds de producción, cuentan con cupones metálicos, los cuales miden la velocidad de corrosión en las tuberías.

1.1.13.2 Separadores

En la estación Sacha Central existen 7 separadores bifásicos, 2 separadores de prueba y 5 separadores de producción. La temperatura del fluido que ingresa es de 100° F. y el rango de presión en los separadores es de 25 - 30 psi. En la tabla 1.12 se indican las especificaciones de cada uno de los separadores.

Tabla 1.12 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS SEPARADORES

Separador	Presión de diseño (psi)	Temperatura de diseño (°F)	Presión de operación (psi)	Diámetro externo (pulg)	Longitud (pies)	Capacidad nominal (BFPD)
Prueba 1	125	180	25 - 30	48	20	10000
Prueba 2	125	180	25 - 30	48	20	10000
Producción 1	100	125	25 - 30	84	22	35000
Producción 2	100	125	25 - 30	84	22	35000
Producción 3	125	125	25 - 30	84	22	35000
Producción 4	125	200	25 - 30	84	22	35000
Producción 5	125	120	25 - 30	84	22	35000

FUENTE: Departamento de Producción - Área Sacha, Río Napo CEM.
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

1.1.13.3 Sistema De Almacenamiento

Este sistema está constituido por los tanques de lavado, reposo y los tanques de oleoducto.

1.1.13.3.1 Tanque de Lavado

También conocido como “Wash Tank”, permite separar el agua del petróleo por diferencia de densidades. El agua producida de esta separación, es enviada al sistema de reinyección, manteniendo el tanque con un colchón de agua que va de 7 a 8 pies de altura.

Los tanques de lavado tienen techos fijos, para mantener una presión positiva y exenta de aire, se dispone de las llamadas válvulas de presión y vacío con arresta

llamas y colchón de gas. Esto ayuda a prevenir la corrosión, eliminar potenciales fuentes de incendio y conservar algo de hidrocarburos gaseosos en solución. Tiene una capacidad de 72490 barriles.

1.1.13.3.2 Tanque de Surgencia

Su función es eliminar el agua que quedó del proceso de lavado en el wash tank. Al tanque ingresa un petróleo con BSW máximo del 1%. Tiene una capacidad de 41762 barriles.

De este tanque se transfiere a los tanques de oleoducto. Posee 3 succiones a las bombas de transferencia, localizadas a 3, 6 y 9 pies de altura. La configuración del techo y los accesorios es similar al tanque de lavado.

1.1.13.3.3 Tanques de Oleoducto

Se cuenta con 2 tanques de oleoducto, su función principal es recolectar todo el crudo proveniente de las Estaciones: Sacha Central, Norte 1 y Sur, para su posterior transferencia por el oleoducto a Lago Agrio. Tienen una capacidad de 161105 barriles el tanque de oleoducto 1 y 100000 barriles el tanque de oleoducto 2, ambos tanques son de techo flotante.

La tabla 1.13, contiene especificaciones técnicas de los diferentes tanques existentes en la Estación Sacha Central.

Tabla 1.13 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS TANQUES

Tipo Tanque	Altura (pies)	bls/pie	Diámetro (pies)	Capacidad	
				Nominal	Operativa
Lavado	36	2014	120	72490	66462
Surgencia	30	1392	100	41762	37797
Oleoducto 1	43	3747	164	161105	131145
Oleoducto 2	43.3	2309	132	100000	85000
Empernados	24	417	-	10000	-

FUENTE: Departamento de Producción - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

1.1.13.4 Sistema de Gas

Este sistema cuenta con los siguientes equipos:

1.1.13.4.1 Mecheros

Existen 3 mecheros de gas en la parte posterior de la estación: un mechero de gas de los separadores, un mechero de gas de la bota del tanque de lavado y un mechero de gas de la bota del tanque de surgencia.

1.1.13.4.2 Depurador de gas

Conocido también como scrubber. Su función es eliminar el líquido que se encuentra en la corriente gaseosa.

La estación cuenta con un total de 5 scrubbers:

- 1 Scrubber para eliminar los líquidos a la salida de los separadores
- 1 Scrubber para eliminar líquidos a la entrada de las unidades de oleoducto
- 2 Scrubbers para eliminar el agua a la entrada de los calentadores
- 1 Scrubber para eliminar el agua a la entrada de las unidades Ajax.

1.1.13.4.3 Botas de Gas

En la estación existen 2 botas de gas, ubicadas en la entrada del tanque de lavado y tanque de surgencia respectivamente, con capacidad de 288 barriles cada una. Estas se encargan de remover el gas que quedó en el petróleo después de pasar por los separadores de producción.

1.1.13.4.4 Calentadores

Existen 4 calentadores de agua para el tratamiento químico del crudo ubicados a un lado del tanque de lavado. Estos constituyen tubos concéntricos los cuales incrementan la temperatura del agua de formación, quemando gas natural en el tubo interno, mientras que por el espacio anular y en contracorriente ingresa el agua del tanque de lavado, incrementándose la temperatura entre 10 - 25 °F.

1.1.13.5 Sistema de Bombeo

Este sistema está constituido por las bombas de transferencia y las bombas de oleoducto.

1.1.13.5.1 Bombas De Transferencia

Para medir el caudal que sale desde el tanque de surgencia hacia el tanque de oleoducto existen las unidades ACT que son contadores de desplazamiento positivo. Para realizar el muestreo existe un sampler, donde podemos obtener muestras representativas de crudo y realizar un análisis para verificar si cumple con las normas pertinentes antes de ingresar a los tanques de oleoducto. Las unidades ACT 1 y 2 reciben el crudo de la estación Sacha Sur y la unidad ACT 3 la producción del tanque de surgencia.

A continuación, en la tabla 1.14 se detallan los equipos usados.

Tabla 1.14 BOMBAS DE TRANSFERENCIA

Equipo	Descripción
3 Bombas de transferencia ACT	Marca Durco 8x6x14 de 1458 GPM 100HP c/u- Baldor/ Marathon/ General Elect.
3 Controladores smith meter de 8"	Rango de 460 - 2300 BPH
1 Bomba Goulds	3x4x7 de 200 gpm
1 Motor y bomba eléctricos	Recupera crudo
1 Tablero controlador de crudo	-
1 Probador Maloney	87758775 galones a 60 °F - 0 psi
1 Bomba de reinyección	Marca Wenco

FUENTE: Departamento de Producción - Área Sacha, Río Napo CEM.
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

1.1.13.5.2 Bombas de Oleoducto

Son bombas centrífugas encargadas de elevar la presión de succión para transportar el crudo de la Estación Sacha Central a la Estación de Lago Agrio por la línea de oleoducto. La tabla 1.15 contiene información de las bombas de oleoducto y su capacidad.

Tabla 1.15 BOMBAS DE OLEODUCTO

Descripción	Cantidad	Marca	Capacidad
Bombas centrífugas	3	United Pump	792 HP
	1	Caterpillar	601 HP
Bombas booster eléctricas	2	Durco 8x6x14 Motor US/GE	100 HP
Bomba booster a diésel	1	Durco	

FUENTE: Departamento de Producción - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

1.1.13.6 Sistema De Reinyección De Agua

Es importante conocer las facilidades de reinyección de agua en el Área Sacha, para el desarrollo del proyecto. Si incrementa la producción de fluido en el área, se incrementa la producción de agua de formación.

La Estación Central del Área Sacha, carece de un sistema de reinyección de agua de formación, toda el agua aquí generada y receptada es redireccionada a la Estación Sur.

En la tabla 1.16, se tiene las condiciones de reinyección de agua en la Formación Tiyuyacu para el Área Sacha.

Tabla 1.16 CONDICIONES DE LA FORMACIÓN TIYUYACU

Área de la formación, (acres)	41000
Espesor neto promedio, (pies)	153
Saturación inicial de agua, (%)	30
Volumen reinyectado, (bls)	110’488478
Capacidad total de la formación, (bls)	7 299’890100
Barriles de capacidad de confinamiento, (bls)	5 109’923070
Reinyección anual promedia, (bls)	15’012815
Tiempo hasta alcanzar 100% de saturación, (años)	270

FUENTE: Gerencia Técnica de Yacimientos - RIO NAPO CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

La reinyección del agua de las diferentes estaciones del Área Sacha, se la realiza a la Formación Tiyuyacu, mediante 6 pozos que reinyectan un total de 41131

BAPD, aproximadamente. En la tabla 1.17, se tiene la reinyección diaria de cada pozo.

Tabla 1.17 POZOS REINYECTORES DEL ÁREA SACHA

Estación	Pozo	Arena	Capacidad de reinyección de los pozos por pruebas de inyectividad		Reinyección diaria
			Reinyección	Presión	
			(BIPD)	(PSI)	(BAPD)
Central	Sac-86	Tiyuyacu	11952	2560	5817
Sur	Sac-29	Tiyuyacu	15400	2800	3833
	Sac-84		7344	2500	7493
	Sac-100	Orteguaza	11952	2840	-
Norte 1	Sac-23	Tiyuyacu	11808	3000	10840
Norte 2	Sac-65	Tiyuyacu	19000	3000	-
	Sac-117		20160	1050	5259
	Sac-221H		17280	2560	7889
Reinyección diaria promedia en el mes de Septiembre 2012					**41131**

FUENTE: Reporte diario de producción y reinyección de agua - Septiembre 2012.
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Los equipos utilizados para reinyectar el agua de formación se detallan a continuación en la tabla 1.18.

Tabla 1.18 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DEL ÁREA SACHA

Estación	Pozo	Motor	Bombas	Capacidad de reinyección (BIPD)
Central	Sac-86	1 Motor SIEMENS 800 HP	1 CENTRILIFT HC-12500	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 BALDOR 450 HP	2 REDA HJ-200N (1 en servicio y 1 en reserva)	
	Sac-100			
Norte 1	Sac-23	2 Motor 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 Área Sacha				81000

FUENTE: Departamento de Producción - Área Sacha, Río Napo CEM.
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

1.1.13.6.1 Tratamiento Químico para la Reinyección de Agua

En la tabla 1.19, se puede observar el tratamiento químico que se da al agua producida por cada estación, para que pueda ser reinyectada, además el tipo de químico, el volumen de químicos utilizados para el tratamiento del agua, al 30 de Septiembre del 2012.

Tabla 1.19 TRATAMIENTO QUÍMICO PARA LA REINYECCIÓN DE AGUA

Tratamiento Químico					
Tratamiento	Tipo químico	Costo	Consumo		PPM
		USD/gal	stock/gal	consm/gal	
Anticorrosivo	P-1106	9.4	232	7	3.608
Antiescala	MX-593	9.4	194	9	4.639
Deterquim	DT-272	6.6	186	6	3.1
Biocida	BAC-98	16	146	0	0

FUENTE: Departamento de Producción - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

1.1.13.7 Sistema Power Oil

El método de levantamiento artificial usado principalmente en Sacha Central es bombeo hidráulico con un 89%, frente a los otros tipos de levantamiento. En la estación están funcionando 7 unidades Ajax y 7 bombas horizontales (HPS); 6 unidades Ajax han salido de servicio por mal funcionamiento.

En la tabla 1.20, se presentan los equipos que conforman el Sistema Power Oil en la Estación Sacha Central.

Tabla 1.20 EQUIPOS DEL SISTEMA POWER OIL

Unidades Ajax				
Equipo	Motor	Bomba	Presión de 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			

CONTINUACIÓN TABLA 1.20

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				
Equipo	**Motor**	**Bomba**	**Presión de descarga (psi)**	**Cap. Inyección (BIPD)**
7 HPS (Centrilift)	SIEMENS - 900 HP	HC - 7800	3900	9000 (c/u)

FUENTE: Departamento de Producción - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

1.2 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal de un sistema, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento de un pozo productor de hidrocarburos. Consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como caudal de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

Saber con certeza que variables afectan el comportamiento del sistema de producción, permite tomar acciones para lograr un incremento en la producción y mejorar la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación, ahí radica la importancia de un análisis de los pozos, de los yacimientos productores.

El procedimiento de análisis de sistemas o también conocido como análisis nodal, es uno de los medios más apropiados para el diseño y evaluación, tanto en pozos de flujo natural como en pozos con sistemas artificiales de producción.

1.2.1 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL

El sistema está conformado básicamente por el comportamiento o aporte de fluidos desde el yacimiento (curva de oferta o Inflow) y la curva de levantamiento de fluidos (llamada generalmente curva de demanda o Outflow).

1.2.1.1 Curva de Inflow

La curva IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes, Pwf, y las tasas de producción de líquido, que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones.

Esta curva de afluencia de fluidos representa una foto instantánea de la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo en un momento dado de su vida productiva y es normal que dicha capacidad disminuya a través del tiempo por el porcentaje de agua producida, por la declinación de la presión en el yacimiento, por el aumento de la viscosidad del crudo en la medida en que se vaporizan sus fracciones livianas y por reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo debido a diferentes tipos de daño.

1.2.1.2 Curva de Outflow

Las curvas de Outflow se van a encontrar influenciadas por dos fenómenos que ocurren a nivel de pozo: el primero, es el efecto de resbalamiento de líquido (holdup), producido dentro del tubing, y el segundo factor es, el efecto de fricción que ocurre entre el fluido y algunos componentes mecánicos del pozo (niples de asiento, válvulas, crossover, etc).

La curva de levantamiento puede ser determinada con las correlaciones de flujo multifásico (Hagerdon & Brown, Beggs & Brill, Duns & Ros, etc).

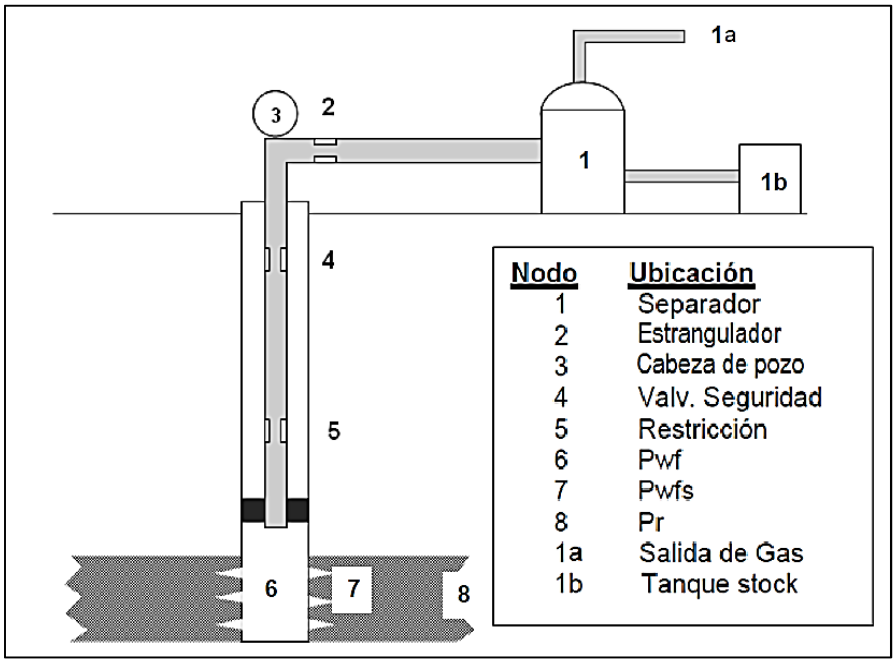
1.2.2 PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN

El procedimiento consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto. En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

- Flujo a través de un medio poroso.
- Flujo a través de la tubería vertical o de producción.
- Flujo a través de la tubería horizontal.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema como se puede observar en la figura 1.3.

Figura 1.3 LOCALIZACIÓN DE NODOS EN EL SISTEMA



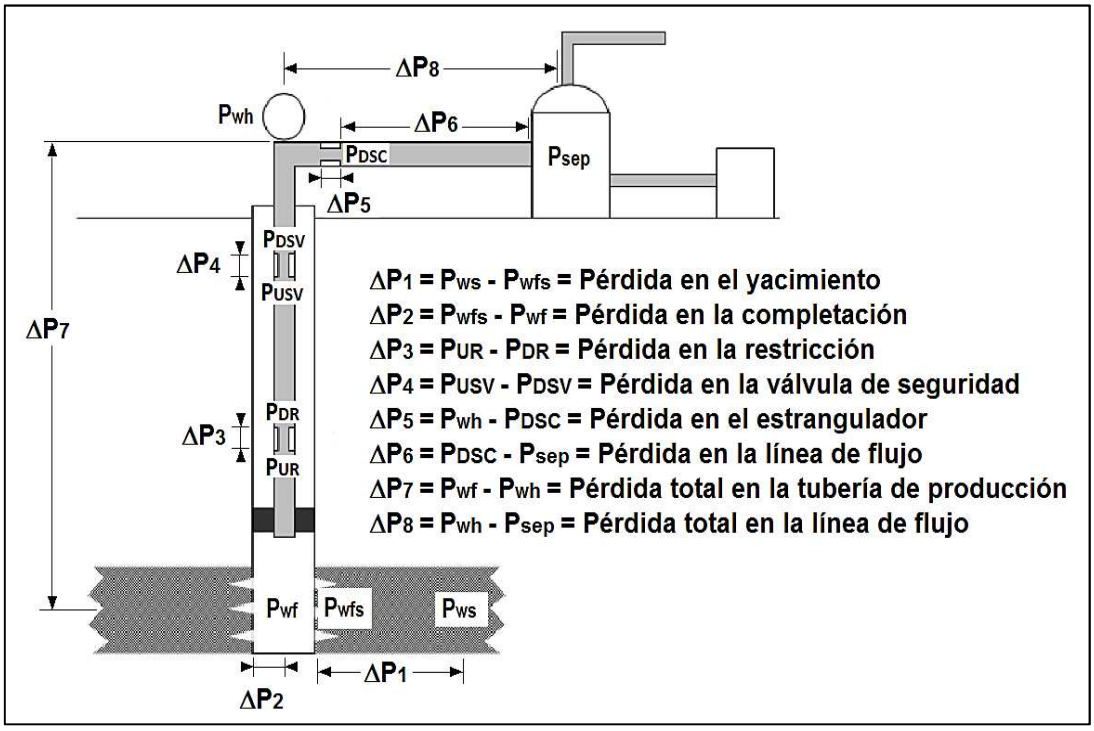
FUENTE: Production Optimization Using Nodal Analysis. H. Dale Beggs.

Después de seleccionar un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor del nodo de solución. Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida. En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento (Pws) y la presión en el separador (Psep). Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después

determinar la presión en los nodos solución intermedios entre estas posiciones de partida.

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente (figura 1.4), depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

Figura 1.4 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA



FUENTE: Production Optimization Using Nodal Analysis. H. Dale Beggs.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, Pws, y la presión final, Psep.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que

afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

1.2.3 PARÁMETROS NECESARIOS

Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos clave del sistema:

- Características del yacimiento.
- Características de la tubería de producción y línea de flujo
- Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- Porcentaje de agua producido.
- Relación gas-líquido.
- Longitud y diámetro de las tuberías.
- Temperatura.
- Características de los fluidos a manejar.
- Topografía del terreno en el caso de la línea de flujo.
- Grado de desviación del pozo.

La selección del nodo o nodos iniciales depende principalmente del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable. Un punto importante es que, además de las razones técnicas, se tendrá que aportar también una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada.

1.2.4 RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR)

Un apropiado diseño de cualquier sistema de levantamiento artificial requiere un conocimiento exacto de los caudales que pueden ser producidos del reservorio a través de un pozo dado. La descripción apropiada de la conducta del pozo requiere que las relaciones entre las presiones de fondo con sus respectivas tasas de producción sean determinadas, para esto se utiliza la curva denominada IPR.

1.2.4.1 Índice de productividad (IP)

Esta es la forma más simple de construir la curva de la relación del comportamiento de afluencia (IPR). Cuando la presión dinámica de fondo es mayor que la presión de burbuja, la curva IPR se representa con una recta. Es decir, el caudal del pozo (q_o) es directamente proporcional a la reducción de presión "drawdown" en el fondo del pozo (Pr - Pwf). La constante de proporcionalidad que mide la productividad del pozo se la conoce como el Índice de Productividad (PI) (J).

$$PI = \frac{q_o}{\overline{P}_r - P_{wf}} \quad Cuando \rightarrow P_{wf} \geq P_b \tag{1.7}$$

Donde:
q_o = Caudal de prueba en condiciones de superficie, bpd.
Pwf = Presión de fondo (Al caudal de prueba), psig.
Pr = Presión promedio del yacimiento, psig.
Pr - Pwf = Reducción de presión (drawdown).

Puesto que el Índice de Productividad es constante, podemos transformar la ecuación anterior para resolver nuevas tasas de producción (q_o) en base a nuevas presiones de flujo (Pwfd):

$$q_o = PI \cdot (\overline{P}_r - P_{wfd}) \tag{1.8}$$

Este método se puede emplear en pozos donde la presión de flujo a lo largo del pozo es mayor que la presión de burbuja (todo el gas se encuentra en solución), o en pozos que producen solamente agua.

1.2.5 DESARROLLO DE CURVAS IPR

Cuando la presión del pozo cae por debajo de la presión del punto de burbuja, el gas sale de solución e interfiere con el flujo de petróleo y del agua. El caudal del pozo empieza a declinar a mayores reducciones de presión. Cuando un pozo se

encuentra en estas condiciones de flujo su índice de productividad ya no es constante, el PI constante no toma en consideración las pérdidas ocasionadas por el gas. La relación del IP se usa por encima de la presión del punto de burbujeo. Vogel calculó curvas IPR adimensionales usando varios yacimientos con empuje de gas en solución que cubren un amplio rango de propiedades PVT del crudo y las características de permeabilidad del yacimiento.

1.2.5.1 Ecuación de Vogel

En 1968, Vogel desarrolló una correlación para el flujo de dos fases (líquido y gas) en un yacimiento de petróleo saturado mediante el montaje de una curva sobre los resultados de una multiplicidad de simulaciones de yacimientos con gas en solución. Su correlación fue de la forma:

$$\frac{qo}{qo_{máx}} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{\overline{P}_r}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{\overline{P}_r}\right)^2 \tag{1.9}$$

Donde:

q_o = Caudal de prueba en condiciones de superficie, bpd.

Pwf = Presión de fondo (Al caudal de prueba), psig.

Pr = Presión promedio del yacimiento, psig.

$qo_{máx}$ = Caudal máximo de producción (a Pwf = 0), bpd.

Si realizamos el cálculo de diferentes caudales a diferentes Pwf, entonces podremos graficar la curva IPR.

El índice de productividad se puede calcular usando una versión modificada de la ecuación de Vogel para yacimientos en los cuales la presión de prueba se encuentra por debajo de la presión del punto de burbuja.

$$PI = \frac{q_o}{P_r - P_b + \left(\frac{P_b}{1.8}\right)\cdot\left[1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{\overline{P}_r}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{\overline{P}_r}\right)^2\right]} \tag{1.10}$$

Para calcular cualquier caudal de flujo mayor a qb (donde Pwf < Pb), la ecuación de Vogel se puede expresar de la siguiente forma:

$$q_o = q_b + (qo_{máx} - q_b) \cdot \left[1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (1.11)$$

$$q_o = q_b + \frac{PI \cdot P_b}{1.8} \cdot \left[1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (1.12)$$

donde:

q_o = Caudal de flujo a una determinada Pwf, bpd.

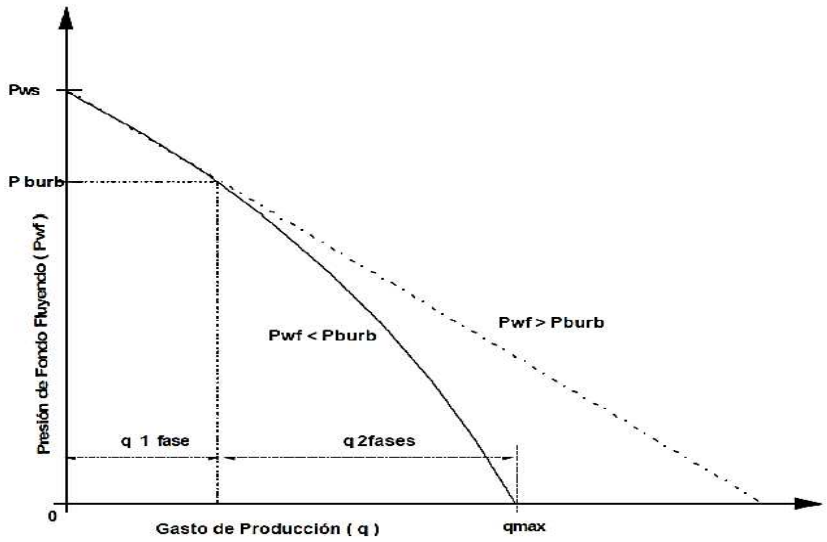
P_{wf} = Presión de fondo (Al caudal de prueba), psig.

P_b = Presión del punto de burbuja, psig.

q_b = Caudal de flujo a Pb, bpd

$qo_{máx}$ = Caudal máximo de producción (a Pwf = 0), bpd.

Figura 1.5 CURVA IPR OBTENIDA POR EL MÉTODO DE VOGEL



FUENTE: ESP OIL; Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal.

1.2.6 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

El flujo simultáneo de gas y líquido en una tubería es muy importante en las operaciones modernas. Para muchas instalaciones el uso de tuberías que

manejan flujos multifásicos es la solución más económica, ya que disminuye el costo 20 a 25% con respecto a utilizar dos tuberías para manejar fluidos en una sola fase.

Varios investigadores han desarrollado diferentes correlaciones de flujo en tuberías verticales y horizontales, basándose en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos, pero principalmente en observaciones empíricas limitadas por caídas de presión por fricción, diámetros de tuberías, características de los fluidos utilizados, geometría y condiciones de flujo, y relaciones gas – líquido.

La tabla 1.21 presenta una referencia rápida de las correlaciones más utilizadas así como su rango de aplicación.

Tabla 1.21 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro de tubería	Fluido
Flujo Vertical				
Duns & Ros	1961	datos de campo y laboratorio	amplio rango	aceite, gas y agua
Hagerdorn & Brown	1965	datos de campo y laboratorio	1 a 4 pulgadas	aceite, gas y agua
Orkiszewski	1967	revisión y modificación de otros modelos	amplio rango	aceite, gas y agua
Aziz & Govier	1972	datos de campo y laboratorio	amplio rango	aceite, gas y agua
Beggs & Brill	1973	datos de laboratorio	1 a 1.5 pulgadas	gas y agua
Gray	1974	datos de campo	< 3.5 pulgadas	gas y condensado
Flujo Horizontal				
Lochart & Martinelli	1949	datos de laboratorio	0,0586 a 1,1017 plg	aceite, gas y agua
Eaton	1966	datos de campo y laboratorio	2 a 4 pulgadas	aceite, gas y agua
Dukler	1969	datos de laboratorio	amplio rango	aceite, gas y agua
Flujo Inclinado				
Mukherjee & Brill	1983	datos de laboratorio	1.5 pulgadas	keroseno, aceite lubricante y gas

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

No existe una correlación que sea la más adecuada para utilizarla en todas las aplicaciones. Cuando se utiliza algún modelo, se debe examinar la clase de sistemas en las cuales está basado, es decir si el modelo y los datos que lo soportan son compatibles físicamente con el sistema propuesto para su aplicación.

Por ejemplo, algunas correlaciones están basadas en datos para tuberías horizontales de diámetro pequeño. Su aplicación es limitada para tuberías de diámetro mayor con perfiles topográficos que representen diferencias de nivel con respecto a un plano de referencia.

1.3 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN EXISTENTES EN EL CAMPO SACHA CENTRAL

Cuando la presión natural de empuje del reservorio cae a un punto en que no puede producirse por sí solo se requiere el uso de una fuente externa de energía.

La utilización de esta fuente externa de energía en el pozo se emplea con el fin de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, este procedimiento se conoce como levantamiento artificial.

En el Campo Sacha Central existen dos tipos de Levantamiento Artificial; Bombeo Electrosumergible (BES) y Bombeo Hidráulico tipo Jet.

1.3.1 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

Es un mecanismo de producción de pozos petroleros que actúa mediante la transferencia de potencia a una bomba de subsuelo con un fluido presurizado que es bombeado a través de la tubería de producción. La bomba de subsuelo actúa como un transformador convirtiendo la energía del fluido motriz en energía potencial o presión sobre los fluidos producidos.

La bomba de subsuelo tipo Jet, logra su acción de bombeo mediante la transferencia de energía entre dos corrientes de fluidos. La alta presión del fluido motriz enviado desde la superficie pasa a través de una boquilla donde su energía potencial o presión es convertida en energía cinética en la forma de chorro de

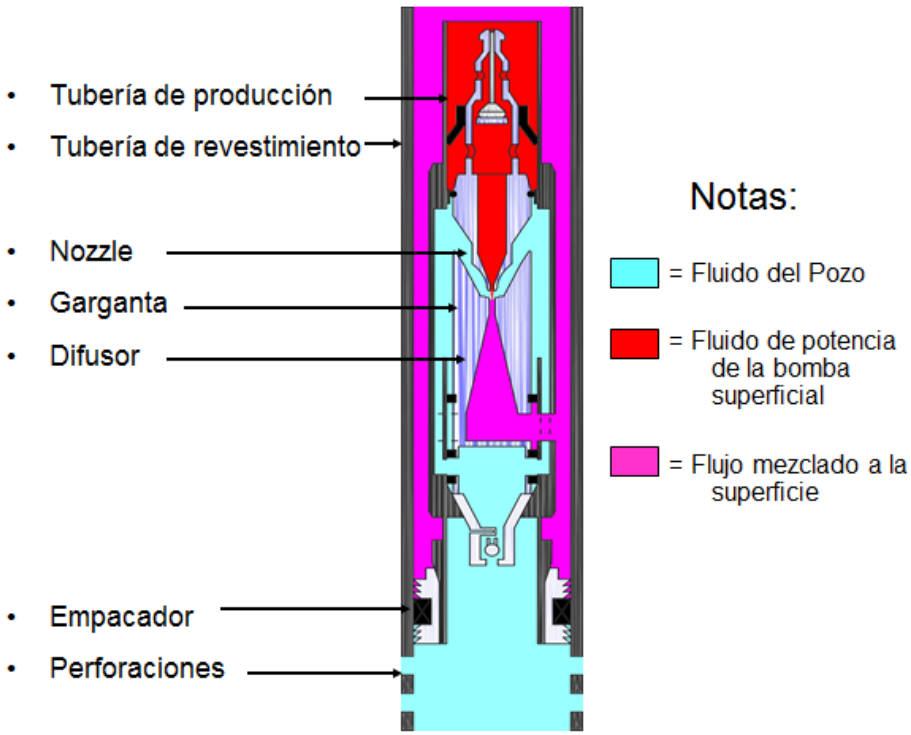
fluido a gran velocidad. El fluido a producir es succionado y mezclado con el fluido motriz en la garganta de la bomba y llevado a superficie.

Este sistema no requiere de varillas o cables eléctricos para la transmisión de potencia a la bomba de subsuelo. Es un sistema con dos bombas una en superficie que proporciona el fluido motriz y una en el fondo que trabaja para producir los fluidos de los pozos. La bomba de subsuelo puede ser instalada y recuperada hidráulicamente o con unidades de cable. Los fluidos producidos pueden ser utilizados como fluido motriz. Su mantenimiento es de bajo costo y de fácil implementación.

Las bombas hidráulicas tipo jet que se usan en el Campo Sacha son generalmente de marca Kobe, National – Oil Master, Guiberson y Claw. El diseño básico de estos fabricantes es muy similar, la principal diferencia es la forma en que los fluidos son circulados dentro y fuera de la sección de trabajo.

Un ejemplo típico de bomba de tipo jet se muestra en la figura 1.6

Figura 1.6 BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET



FUENTE: Internet, www.slideshare.net/MagdaArriola/bombeo-hidrulico-espaol

1.3.1.1 Componentes para el Funcionamiento del Sistema Hidráulico Tipo Jet

A continuación se describen los componentes en superficie y en subsuelo de un sistema típico de Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

1.3.1.1.1 Componentes En Superficie

- **Separador**, el fluido inyectado y producido ingresan al separador el mismo que inicia el proceso de limpieza del petróleo, pues en estos recipientes es en donde se separan las tres fases que traen consigo el fluido, esto es: gas, petróleo, agua.

- **Tanque de Almacenamiento**, el mismo que se encarga de alimentar a la bomba reciprocante y recibir la producción del pozo.

- **Motor**, puede ser eléctrico o a combustión el mismo que se encarga de transmitir movimiento a la bomba multiple.

- **Bombas Triplex, Quintuplex de Superficie,** son bombas de acción reciprocante y constan de un terminal de potencia y un terminal de fluido. El terminal de potencia comprende entre otras partes el cigüeñal, la biela y los engranajes. El terminal de fluido está formado por pistones individuales, con válvulas de retención a la entrada y a la descarga.

- **Cabezal de Distribución o Manifold**, es el encargado de distribuir el fluido directamente a cada uno de los pozos. Una válvula de control de presión constante, regula la presión del flujo y la cantidad de fluido de potencia que se requiere en cada pozo.

- **Cabezal del pozo**, en el cabezal del pozo se encuentra una válvula master que es la que está conectada directamente con la sarta del tubing y la tubería de revestimiento, con las líneas de inyección y producción, es decir la válvula master pilotea el movimiento de cualquier fluido (motriz o retorno) en cualquier sentido dentro del pozo.

- **Válvula de Control de Cuatro Vías**, es un dispositivo instalado en el cabezal del pozo que permite regular el fluido motriz. Tiene cuatro posiciones que permiten la introducción, la operación y la extracción de la bomba.

- **Válvula de control de flujo (VRF)**, esta válvula es de gran importancia en el sistema de bombeo hidráulico porque permite regular el fluido de inyección al pozo y por ende a la bomba, está instalada entre la válvula block y el cabezal.

1.3.1.1.2 Componentes En Subsuelo

- **Tubería de producción (Tubing)**, va desde el cabezal de superficie hasta la completación de fondo.

- **Packers o Aisladores de Zona,** es una herramienta cuyo mecanismo mecánico (packers para evaluación de pozos) o hidráulico (packers para completaciones definitivas) hacen que sellen las paredes del casing y el tubing, aislando independientemente de esta forma cada una de las arenas productoras.

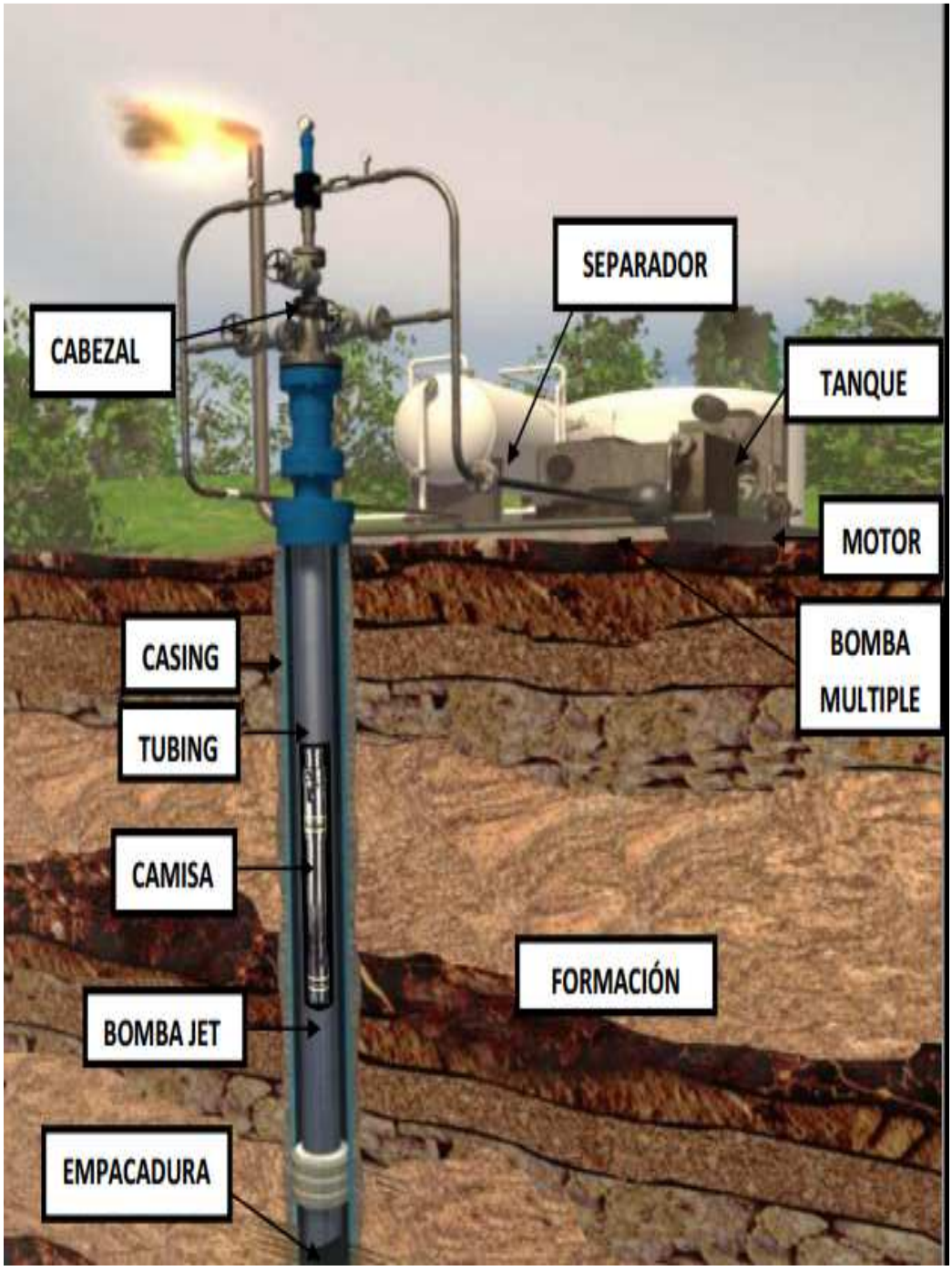
- **Cavidad**, Es un conjunto de extensiones y acoples con agujeros dispuestos de manera especial para determinado tipo de bomba (pistón o jet), en el interior de esta se aloja la bomba destinada a trabajar, cuando la bomba está alojada en ésta se tienen sellos que delimitan cámaras entre la bomba y la cavidad apropiadas para cada función y recorrido del fluido. La cavidad posee alrededor de ella agujeros en lugares destinados al paso de fluido.

- **Standing Valve**, es una herramienta que se aloja en el extremo inferior de la cavidad, es necesaria en sistemas abiertos para crear un efecto “u” y prevenir que el fluido que está circulando regrese de nuevo al reservorio, esta válvula es recuperada con una unidad auxiliar (wireline), cuando el pozo está produciendo sirve de asiento de las bombas.

- **Camisa**, esta herramienta va colocada en el intervalo de la zona o arena productora, tiene como objetivo permitir que solo el fluido de la zona ingrese a través de ella y llegue hasta la cavidad.

La figura 1.7 muestra el sistema de bombeo hidráulico tanto en superficie como en subsuelo.

Figura 1.7 SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO EN SUPERFICIE Y SUBSUELO



FUENTE: Internet, es.scribd.com/doc/81729599/BOMBEO-HIDRAULICO

1.3.1.2 Sistema del Fluido Motriz

Se tienen dos tipos de sistemas de fluido motriz:

- **Sistema cerrado de fluido motriz**, en este sistema no se permite que los fluidos de producción se mezclen con los fluidos motrices de operación dentro de ninguna parte del sistema.

  El fluido motriz, bien sea agua o petróleo es manejado en un circuito cerrado, el cual debe disponer de su propio tanque de almacenamiento y equipos de limpieza de sólidos, estos equipos operan independientemente de las operaciones en las estaciones de producción.

- **Sistema abierto de fluido motriz**, en este sistema el fluido de operación se mezcla con el fluido producido del pozo y regresa a la superficie en este estado, mezclado.

  Cuando se utiliza petróleo como fluido motriz en un sistema abierto, dicho fluido se obtiene de tanques de almacenamiento o de oleoductos, de donde se suministran al sistema de bombeo o de distribución.

1.3.1.3 Principio De Operación

La descripción del principio de funcionamiento de las bombas jet se puede realizar en base a la figura 1.8, en la que se puede ver que los componentes principales de una bomba de este tipo son:

- Boquilla (Nozzle)
- Garganta (Throat)
- Difusor (Difuser)

El fluido motriz inyectado desde la superficie al pasar por la boquilla (Nozzle) que tiene un área reducida, transforma el flujo de alta presión y baja velocidad en un flujo de alta velocidad y baja presión (de energía potencial a cinética). Con esta variación, la presión de la entrada de la garganta disminuye lo que genera que el fluido de la formación con mayor presión ingrese a la succión de la bomba “cámara de mezcla” (efecto Venturi).

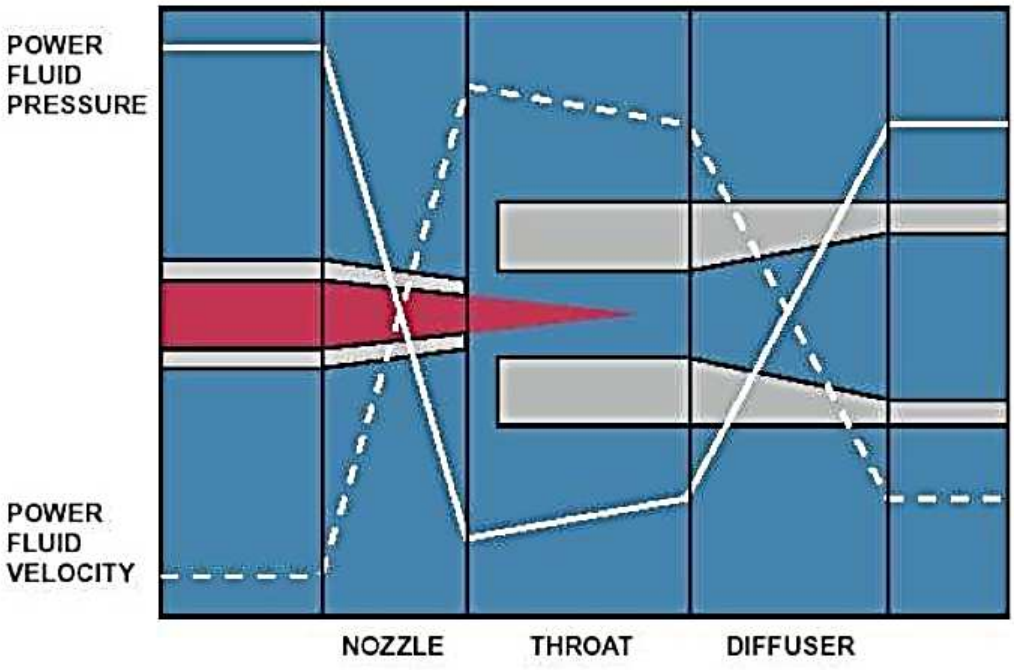
Luego de efectuarse la mezcla en la cámara y de transferirse la inercia del fluido motriz al fluido del pozo, la mezcla posee alta energía cinética. Cuando la mezcla ingresa en la zona del difusor se produce una disminución en la velocidad (energía cinética) y un aumento en la presión de descarga (energía potencial), lo suficientemente alta como para levantar los fluidos a superficie.

El área de la boquilla y garganta proporcionan la relación del fluido motriz a fluido producido (relación entre la presión de descarga y la taza de flujo a esa presión de descarga). Se puede recuperar fácilmente la bomba por circulación para cambios de boquilla y garganta si la selección es equivocada o en casos donde cambian las características del pozo.

Los componentes claves de la bomba Jet son la boquilla y la garganta. El área de estas piezas determina las características del rendimiento de la bomba. A estas áreas se les designa como AN y AT respectivamente.

La relación entre AN y AT se conoce como la relación de áreas. Existen bombas en donde las relaciones de áreas son iguales por lo que se obtendrán curvas de rendimiento iguales.

Figura 1.8 PRINCIPIO DE OPERACIÓN BOMBA JET

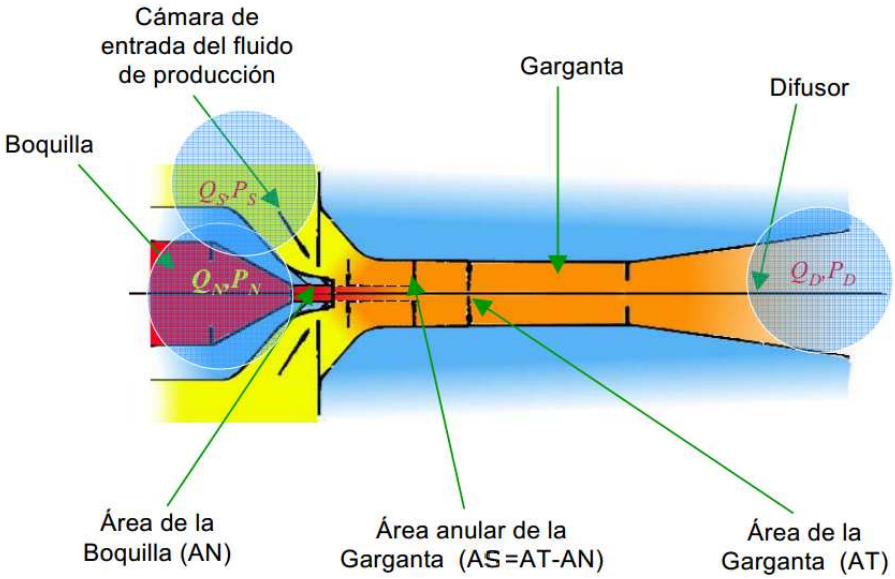


FUENTE: Internet, www.oilproduction.net

1.3.1.4 Relación Nozzle / Garganta en volumen y presión

La relación entre el área de la tobera y el área de la garganta, es una variable importante, porque determina el intercambio entre la cabeza de levantamiento y la tasa de flujo de producción.

Figura 1.9 RELACIÓN NOZZLE / GARGANTA



FUENTE: Internet, www.oilproduction.net/files/Modelo%20Matematico%20BHJ

Donde:

P_N = Presión en el orificio (nozzle pressure)
P_S = Presión de succión de bomba (pump suction pressure)
P_D = Presión de descarga de bomba (Pump discharge pressure)
Q_N = Caudal de inyección (Power fluid)
Q_S = Caudal de succión (Produced fluid)
Q_D = Caudal de descarga ($Q_S + Q_N$)
A_N = Área del orificio (nozzle section)
A_T = Área de la garganta (throat section)
A_S = Área de succión ($A_T - A_N$)

Si para una tobera dada se selecciona una garganta de modo que el área de la tobera AN, sea del 60% del área de la garganta AT, existirá un caudal de producción grande y una cabeza de levantamiento pequeño, el área As como se

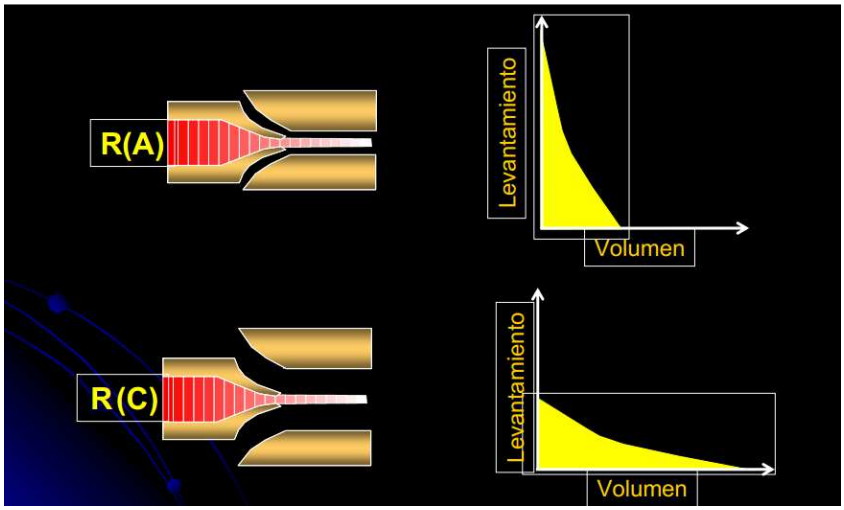
ilustra en la figura 1.9 sirve para que los fluidos del pozo pasen. Existirán grandes cabezas de levantamientos si entre la garganta y la tobera se selecciona un AS pequeño. Como la energía de la tobera es transferida a un caudal más pequeño que la tasa del fluido motriz, entonces existirá un caudal de producción más bajo que el utilizado como fluido motriz.

Tanto toberas como gargantas utilizan una estricta progresión de diámetro y orificios. La progresión establece áreas de relaciones entre la tobera y diferentes gargantas.

A la designación de una tobera y una garganta se le denomina GEOMETRÍA.

Al establecer una tobera seleccionada con el mismo número de garganta se tendrá siempre la misma relación de área: 0.380 para Oil Master, 0.400 para Kobe, y 0.366 para Claw. Esto se denomina relación A, sucesivamente mayores gargantas seleccionadas con una misma tobera, se tendrán relaciones A, B, C, D y E. La relación de área comúnmente usada oscila entre 0.400 (A) y 0.235 (C), (figura 1.10)

Figura 1.10 RELACIÓN DE ÁREAS



FUENTE: Internet, www.oilproduction.net/files/Modelo%20Matematico%20BHJ.

1.3.1.5 Cavitación de la Bomba Jet

Debido a que la velocidad del fluido del pozo tiene que acelerar entre 200 a 300 pie/seg para entrar a la garganta, la cavitación es un problema potencial, la

presión estática del fluido cae hasta llegar a la presión de vapor del fluido a altas velocidades. Esta presión baja causa que se formen las cavidades bajas de vapor (cavitación), esto provoca choques de fluido en la garganta por lo que la producción no se puede aumentar a la presión de entrada de la bomba aun cuando la tasa de fluido motriz y la presión sean incrementadas.

Se puede manifestar que con una taza de flujo cercana a cero, desaparece la cavitación debido a que las velocidades del fluido son bajas. Sin embargo bajo estas condiciones la diferencia de velocidades que existe entre el jet (chorro que sale del nozzle) y el fluido producido, hace que se produzca una zona de corte en los límites de los dos fluidos. Esta zona de corte entre los fluidos genera vórtices (torbellinos) que tienen una presión reducida, por lo tanto se forman cavidades de vapor en el alma de los vórtices, permitiendo la erosión de las paredes de la garganta a medida que las burbujas de vapor colapsan debido al decaimiento del vórtice y el aumento de presión en el difusor de la bomba.

1.3.1.6 Ecuaciones para el Diseño de Bomba Jet

Ecuación de Continuidad

$$Q = V * A \tag{1.13}$$

Donde:
Q = Caudal (bls/d)
V = Velocidad (m/s)
A = Área (m)

Eficiencia de una Bomba Jet

$$E = \frac{(P_D - P_S) \cdot Q_{prod}}{(P_N - P_D) \cdot Q_{iny}} \tag{1.14}$$

Donde:
E = Eficiencia (%)
P_D = Presión de descarga (Psi)
P_S = Presión de succión (Psi)

P_N = Presión del Nozzle (Psi)

Q_{prod} = Caudal de Producción (bls/d)

Q_{iny} = Caudal de Inyección (bls/d)

Relación Adimensional de Flujo

$$M = \frac{Q_{prod}}{Q_{iny}} \tag{1.15}$$

Donde:

Q_{prod} = Caudal de Producción (bls/d)

Q_{iny} = Caudal de Inyección (bls/d)

Relación Adimensional de Áreas

$$R = \frac{A_j}{A_t} \tag{1.16}$$

$$\frac{A_s}{A_j} = \frac{1-R}{R} \tag{1.17}$$

Donde:

A_j = Área del Nozzle

A_t = Área de la garganta

Relación Adimensional de Presiones

$$H = \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} \tag{1.18}$$

$$P_2 = P_{RETORNO} + \text{Elevación} + \text{Fricción} \ (GLR \leq 10) \tag{1.19}$$

$$P_1 = P_{SEPARADOR} + \text{Elevación} - \text{Fricción} \ (GLR \leq 10) \tag{1.20}$$

$$P_3 = P_r - \frac{P_3}{IP} \quad \text{(Yacimiento Subsaturado)} \tag{1.21}$$

$$Q_{iny} = \frac{Q_{prod}}{M} \tag{1.22}$$

$$A_j = \frac{Q_{iny}}{1215{,}5\sqrt{\frac{P_1 - P_3}{\lambda_o}}} \tag{1.23}$$

Donde:

P_1 = Presión de inyección (Psi)

P_2 = Presión de descarga de la bomba (Psi)

P_3 = Presión de succión de la bomba (Psi)

P_r = Presión de reservorio (Psi)

PI = Índice de productividad

A_j = Área del Nozzle (pulg2)

Q_{prod} = Caudal de Producción (bls/d)

Q_{iny} = Caudal de Inyección (bls/d)

γo = Gravedad específica del petróleo

Ecuación de Cavitación

$$M_C = \frac{1-R}{R} = \sqrt{1+K_j}\sqrt{\frac{P_3}{I_C(P_1 - P_{3)} + P_3}} \tag{1.24}$$

Si M < M_C no hay cavitación

Si M > M_C hay cavitación

Donde:

M_C = Cavitación

R = Relación de Adimensional de Áreas

I_C = Índice de Cavitación (valor constante 1,35)

P_1 = Presión de inyección (Psi)

P_3 = Presión de succión de la bomba (Psi)

k_j = Coeficiente de pérdidas por fricción constante (0.15)

Ecuación de Potencia

$$HP = 1.7 \cdot 10^{-5} \cdot \Delta P \cdot Q_{ret} \quad (1.25)$$

Donde:

HP = Potencia superficial (hp)

Q_{ret} = Caudal de retorno (bls/d)

ΔP = Caída de presión (Psi)

Ecuación de Presión Hidrostática

$$P_h = G_f \cdot TVD \quad (1.26)$$

Donde:

P_h = Presión hidrostática (Psi)

G_f = Gradiente del fluido (Psi/ft)

TVD = Profundidad vertical verdadera (ft)

Gradiente de Presión

Conociendo la gravedad específica, el gradiente se puede calcular de la siguiente manera:

$$G_f\,(Psi/\,ft) = \gamma_o \cdot 0.433(Psi/\,ft) \quad (1.27)$$

1.3.1.7 Procedimiento Propuesto por Smart para el Cálculo de la Geometría Óptima de una Bomba Jet

1. Considerar la presión superficial deseada, PT (psi).
2. Como valor inicial suponer una relación de flujo adimensional igual a 1. Este valor es utilizado únicamente para calcular las pérdidas de presión por fricción inicial.

M = 1

3. Calcular el gradiente de presión del petróleo producido a partir de su gravedad API.

$$Grad_{oil} = \frac{0.433 \cdot 141.5}{131.5 + {}^{\circ}API} \tag{1.28}$$

4. Calcular el gradiente de presión del fluido producido, basado en los gradientes de petróleo y agua.

$$G_f = F_w \cdot Grad_w + F_o \cdot Grad_{oil} \tag{1.29}$$

Donde:

$F_o = 1 - F_w$

F_o = fracción del petróleo

F_w = fracción del agua

5. Estimar el factor de volumen de formación para el petróleo y el agua.

$$B_T = \left[1 + 2.8\left(\frac{GOR}{P_s}\right)^{1.2}\right] \cdot F_o + F_w \tag{1.30}$$

6. Calcular la tasa de fluido motriz, con base en la producción deseada y la relación de flujo adimensional, M.

$$Q_{iny} = \frac{G_f \cdot Q_{prod} \cdot B_T}{G_N \cdot M} \tag{1.31}$$

G_N = Gradiente del fluido motriz que pasa a través de la tobera.

7. Utilizando la ecuación:

$$P_F = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} \times L \times ((D_1 + D_2) \times \mu)^{0.21}}{C \times G^{0.21}}\right] G \times Q^{1.79} \tag{1.32}$$

Donde:

μ_o = Viscosidad del petróleo (cp)

L = Profundidad de la bomba (ft)

P_F = Pérdidas por fricción en la tubería

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 (D_1/(D_1 - D_2))^{0.1} \quad (1.33)$$

	Flujo Anular	**Flujo Tubería de Producción**
D_1	ID_{CASING}	$ID_{TUB.\ PROD}$
D_2	$OD_{TUB.\ PROD}$	0

Calcular las pérdidas de presión por fricción en la tubería por la que fluye el fluido motriz, ya sea a través de una sección anular o circular considerando:

P_{FN} = Pérdida de presión por fricción en el fluido motriz

P_{FD} = Pérdida de presión por fricción del fluido de retorno.

8. Calcular la presión del fluido motriz en la tobera P_1, como la suma de la presión de operación más la presión hidrostática del fluido motriz, menos la pérdida de presión por fricción de éste, en la tubería.

$$P_1 = P_T + G_N \cdot D - P_{FN} \quad (1.34)$$

9. Calcular la tasa de fluido motriz Q_{ret}, como la suma del caudal de producción y el caudal de inyección.

$$Q_{ret} = Q_{iny} + Q_{prod} \quad (1.35)$$

10. Calcular el gradiente del fluido de retorno $Grad_{ret}$, como un promedio ponderado del gradiente del fluido motriz y el gradiente del fluido producido.

$$Grad_{ret} = \frac{Grad_{iny} \cdot Q_{iny} + Grad_{prod} \cdot Q_{prod}}{Q_{ret}} \quad (1.36)$$

11. Calcular la fracción de agua del fluido de retorno F_{WD}, dependiendo si el fluido motriz es petróleo o agua, con las siguientes ecuaciones:

- Si el fluido motriz es petróleo:

$$F_{WD} = \frac{Q_{iny} \cdot F_w}{Q_{ret}} \quad (1.37)$$

- Si el fluido motriz es agua:

$$F_{WD} = \frac{Q_{prod} + Q_{iny} \cdot F_w}{Q_{ret}} \quad (1.38)$$

12. Determinar la relación gas-líquido del fluido de retorno GLR.

$$GLR = \frac{Q_{iny} \cdot F_o \cdot GOR}{Q_{ret}} \quad (1.39)$$

13. Determinar la viscosidad del fluido de retorno μ_o, como un promedio ponderado de las viscosidades del agua y del petróleo.

$$\mu_{ret} = F_{WD} \cdot \mu_w + (1 - F_{WD}) \cdot \mu_o \quad (1.40)$$

14. Determinar la presión de descarga de la bomba P_2, como la suma de la presión hidrostática del fluido de retorno, la caída de presión por fricción en el conducto de retorno y la contrapresión en la cabeza del pozo. Si la GLR es menor que 10 pie^3/bl, determinar P_{FD} con la ecuación de pérdidas de presión por fricción.

$$P_2 = P_{wh} + Grad_{ret} \cdot D + P_{FD} \quad (1.41)$$

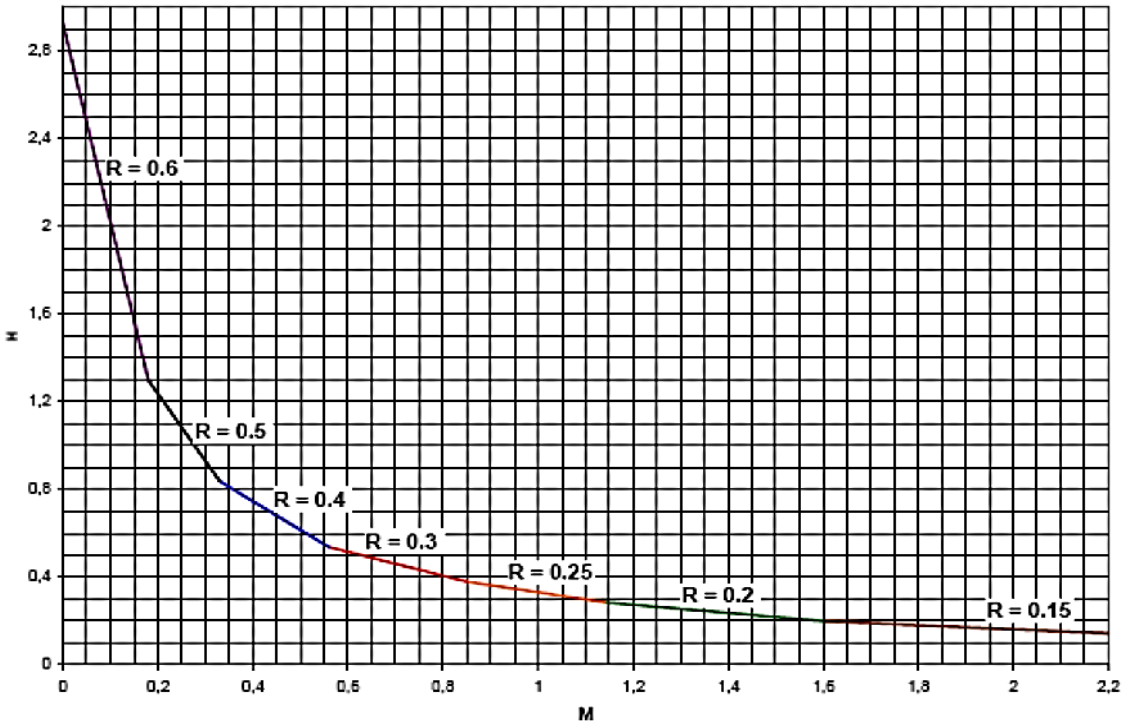
Si la GLR es mayor o igual a 10 pie^3/bl se debe utilizar una correlación adecuada para flujo multifásico.

15. Calcular un nuevo valor de la relación de presiones H, mediante la ecuación.

$$H = \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2}$$

16. Basado en el valor de H y la figura 1.11 o la tabla 1.22, se determina la relación de área óptima, R.

Figura 1.11 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE DISEÑO DE GUIBERSON



FUENTE: Folleto de Levantamiento Artificial. Ing. Vinicio Melo 2007.

Tabla 1.22 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

Relación de Áreas R	Rango de Relación de Presiones H
0.60	2.930 – 1.300
0.50	1.300 – 0.839
0.40	0.839 – 0.538
0.30	0.538 – 0.380
0.25	0.380 – 0.286
0.20	0.286 – 0.160
0.15	0.160

FUENTE: Folleto de Levantamiento Artificial. Ing. Vinicio Melo 2007.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

17. Utilizando la Curva de Comportamiento de Diseño de la figura 2.9, se encuentra un nuevo valor para M correspondiente al valor H del paso 15, además se puede utilizar la siguiente ecuación para calcular M, usando el valor de R obtenido en el paso anterior.

$$M = \frac{C_3 - \sqrt{C_2 \times C_3 + C_3 \times C_1 - C_2 \times C_1 + \frac{C_4 (C_2 - C_3) H}{H + 1}}}{C_2 - C_3} \qquad (1.42)$$

Donde:

$C_1 = 2R$ $\qquad K_{TD} = 0.20$

$C_2 = ((1-2R)R^2)/(1-R)^2$ $\qquad K_N = 0.03$

$C_3 = (1+K_{TD})R^2$

$C_4 = 1+K_N$

Si en el paso N° 17 se determina la existencia de cavitación, se recomienda usar las curvas de Comportamiento de la figura 2.9, para encontrar un nuevo valor de M. Usar el valor de R determinado en el paso 16. En vez de usar la figura 2.9 se puede utilizar la ecuación anterior.

18. Comparar el nuevo valor de M con el anterior, si la variación de M es menor al 1%, se considera que se ha obtenido la convergencia y se continúa en el paso 19. Caso contrario regresar al paso 6 usando el nuevo valor de M.

19. Calcular la relación de flujo adimensional en el límite de cavitación, $M_{L.}$

$$M_L = \frac{1-R}{R} \sqrt{\frac{P_3}{1.3(P_1 - P_{3)}}} \qquad (1.43)$$

20. Si M < M_L, no existe problema de cavitación, en tal caso continuar en el paso 24. Si M > M_L, entonces se tendrán problemas de cavitación, por lo que se requiere un ajuste y continuar en el paso siguiente.

21. Fijar M = M_L y utilizar el valor de la relación de áreas seleccionada para calcular un nuevo valor de la relación de presiones H. La curva de

comportamiento de la figura 2.11 también se puede usar para encontrar el valor H correspondiente a M_L. El valor de R se debe mantener constante en los cálculos para evitar cavitación.

22. Se calcula la presión de operación superficial requerida para evitar la cavitación.

$$P_T = \frac{P_{ret} - P_3}{H} + P_{ret} - G_{ret} \cdot D + P_{FN} \tag{1.44}$$

23. Repetir los cálculos para evitar cavitación, regresando al paso 5.

24. Determinar el área de la tobera requerida para manejar la tasa de fluido motriz calculada en el paso 6.

$$A_N = \frac{Q_{ret}}{832\sqrt{\frac{P_1 - P_3}{Grad_{prod}}}} \tag{1.45}$$

La relación de áreas encontrada en el paso 16 junto con el área de la tobera del paso 24 definen la geometría óptima de la bomba tipo jet, para la presión de operación superficial dada. Esta área de la tobera es la medida ideal requerida para el caudal determinado de fluido motriz. Generalmente el diámetro exacto de la tobera no es el comercial, por lo que se selecciona el diámetro disponible más cercano, así como la cámara de mezclado que combina con esta tobera disponible, para una relación de áreas óptimas.

CAPÍTULO 2

APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL A LOS POZOS SELECCIONADOS DE LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL

2.1 INTRODUCCIÓN

En este proyecto se aplica el Análisis Nodal para pozos que se encuentran produciendo bajo el Sistema de Bombeo Hidráulico tipo Jet, para lo cual se hace uso del paquete de software WellFlo, que es una herramienta que usa técnicas de análisis para modelar el influjo del reservorio y el desempeño de flujo de salida del pozo.

El software de análisis de sistemas WellFlo es una aplicación autónoma, poderosa y simple de usar para diseñar, modelar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas, ya sean naturalmente fluyentes o levantados artificialmente. Con este software, se construye modelos de pozos, usando una interfaz de configuración de pozos paso a paso.

Estos modelos precisos y rigurosos muestran el comportamiento del influjo del reservorio, tubing del pozo y flujo de la tubería de superficie, para cualquier fluido del reservorio.

El objetivo de realizar el análisis nodal en los pozos seleccionados es determinar las tasas óptimas de producción y el comportamiento del fluido en el sistema de producción.

2.2 RECOPILACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La información requerida para el modelamiento de los pozos es la siguiente:

- Historial de Producción del Campo
- Historial de Build Up (presión de reservorio y fondo fluyente)
- Historial de Workover

- Análisis PVT
- Diagramas de Completación
- Surveys de los pozos

Debido a que el campo no cuenta con información actualizada de Build' Up, los valores tomados de Presión de Reservorio (Pr) se basaron en la información del último Build´ Up, si este valor no está muy alejado de la realidad del campo, y si fuese el caso, dicho valor se puede tomar de un pozo vecino que esté produciendo de la misma arena. Cabe resaltar que para los pozos que están produciendo de la arena Hollín la Presión de Reservorio (Pr) no varía tanto con el pasar de los años, debido a que presenta un acuífero activo que permite que la presión se mantenga de acuerdo al último estudio, con esta información y el uso de software se determinará la Presión de Fondo Fluyente (Pwf).

Además no se dispone de pruebas PVT actuales, por esta razón se utilizan los datos promedios del campo por arena, los mismos con los que se trabaja en el Departamento de Ingeniería de Río Napo.

2.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA EL ANÁLISIS NODAL

Para seleccionar los pozos, debemos hacer un análisis técnico tomando en cuenta varios aspectos. Uno de los más importantes es la disponibilidad de datos confiables y actuales, que nos permitan realizar un estudio completo, confiable, seguro, acertado y con el menor margen de error posible. Por esta razón se escogieron los pozos cuyos Build' Up hayan sido tomados entre los años 2007 - 2012, ya que son los más actuales que se han realizado de acuerdo a la información facilitada por Departamento de Ingeniería del Campo Sacha.

2.3.1 POZOS SELECCIONADOS

Los pozos han sido seleccionados previo a un análisis en el que su IP se encuentre entre una productividad media a una productividad excelente. De esta manera se seleccionaron los pozos con un IP>0.5. En la tabla 2.1 se presentan los pozos seleccionados con los datos necesarios para el análisis.

Tabla 2.1 POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANÁLISIS NODAL

Pozo	SAC-040	SAC-055	SAC-078	SAC-083	SAC-101	SAC-112	SAC-190D	SAC-191	SAC-197D	SAC-225D
Marca	Claw	Kobe	Oil Master	Claw	Oil Master	Claw	Claw	Claw	Claw	Kobe
Tipo Bomba	Jet 10I	Jet 8A	Jet 9A	Jet 9I	Jet 9A	Jet 10I	Jet 10I	Jet 10I	Jet 10I	Jet 8A
Arena	Ui	Ti	U	T	Ui	BT	Ui	Hs	Ui	Ui
BFPD	380	246	424	145	596	245	176	238	174	173
BSW	66.32	3.66	77.83	37.93	65.82	9.80	15.24	6.70	34.40	5.20
BIPD	1680	1410	1820	1610	1626	1930	1835	2070	1900	1595
Presion de Inyeccion (psi)	3700	3750	3800	3700	3700	3700	3500	3800	3600	3600
°API	26.1	27.8	24.8	26.9	25.4	26.7	26.6	27.6	28.1	26.9
GOR	7	501	683	977	39	172	786	864	758	234
Pr (psi)	1272.64	1259	1325.38	1260.23	1381	864	1220	3254	1285.83	1327
Pwh (psi)	96	126	30	60	80	72	100	76	40	70
Pwf (psi)	709.03	1141	902.22	925.79	1315	662	826	1413	946.83	894
Pb (psi)	1 170	1 310	1 137	1 310	1 170	807	1 170	550	1 170	1 170
Prof. Perforaciones (pies)	9432	9648	9369	9682	9386	8691	9737	9824	9746	9761
Prof. Bomba (pies)	9224	9265.4	9231	9264.4	9161	8448	9586	9673	9599	9537
Twh (°F)	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Tr (°F)	224	221	228	230	217	204	218	233	221	216
OD Tubing	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Peso (lb/pie)	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3
OD Casing	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Peso (lb/pie)	23	23	23	23	23	23	26	23	26	23

FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

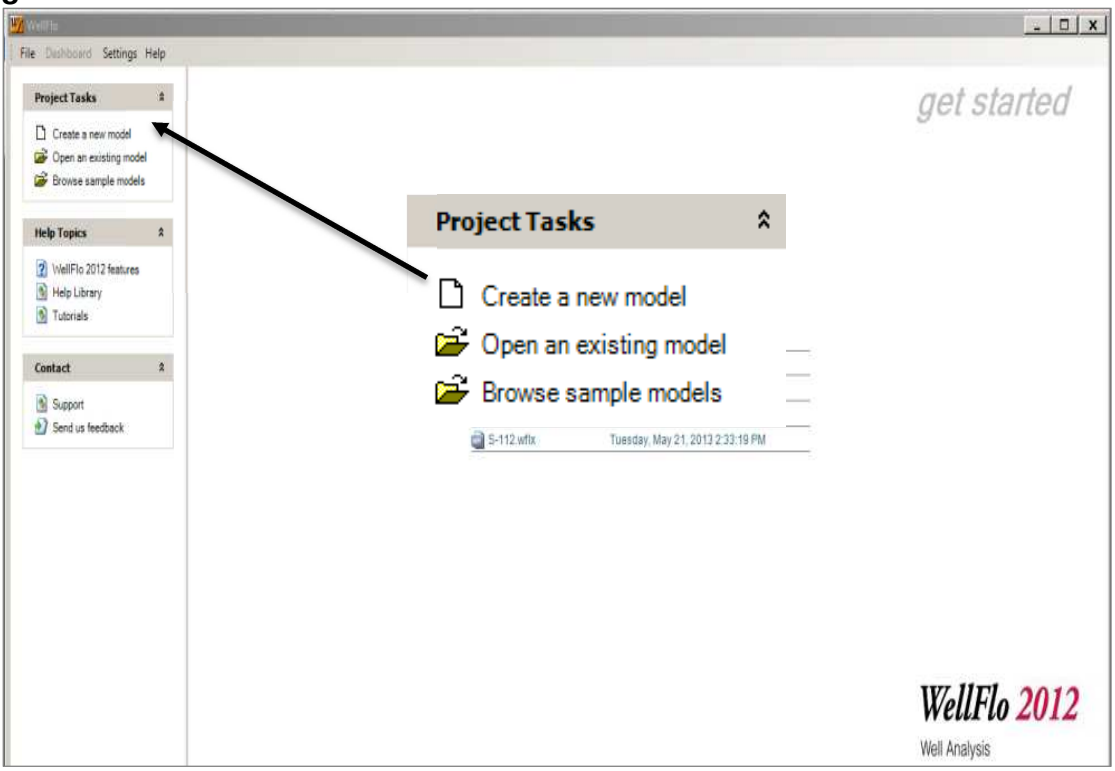
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

2.4 SIMULACIÓN COMPLETA DE UN POZO EN EL SOFTWARE WELLFLO

A continuación se presenta el procedimiento para manejar el Software Wellflo 2012. El pozo seleccionado para documentar el procedimiento que se debe seguir, es el Sac-40.

1. La figura 2.1 muestra la ventana que aparece al ejecutar el Software Wellflo 2012. Para iniciar un nuevo modelo se selecciona la opción Create a new model.

Figura 2.1 VENTANA DE INICIO DE WELLFLO

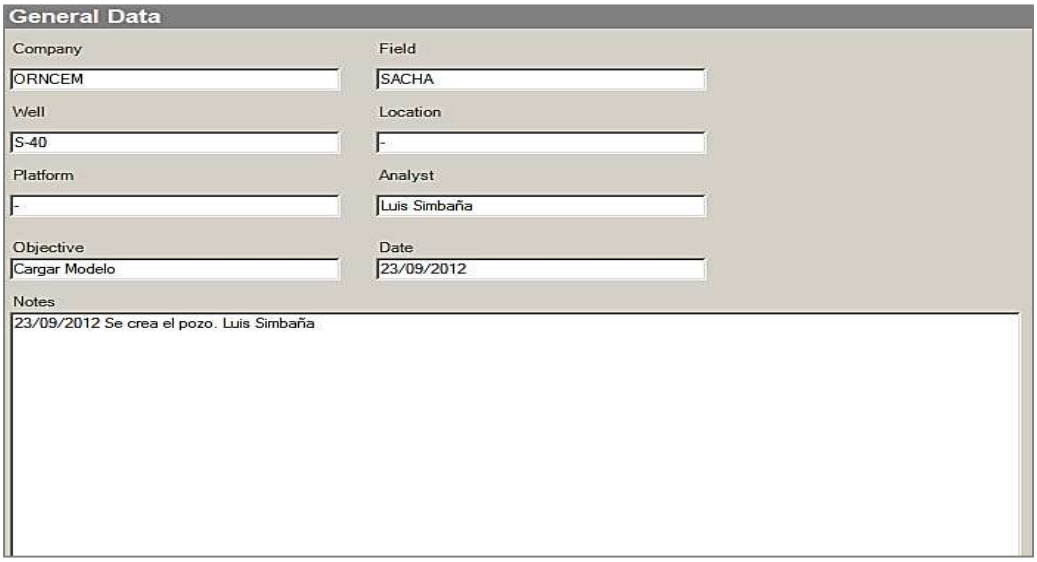


FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

2. En la figura 2.2, se observa la ventana General Data. Como siguiente paso se ingresa la información General del pozo como: Compañía, Campo, Pozo, Ubicación, Plataforma, Analista, Objetivo, Fecha y finalmente Notas. Para que los datos queden ingresados correctamente se selecciona Apply. Para continuar se selecciona Forward.

Figura 2.2 DATOS GENERALES DEL POZO SAC-40

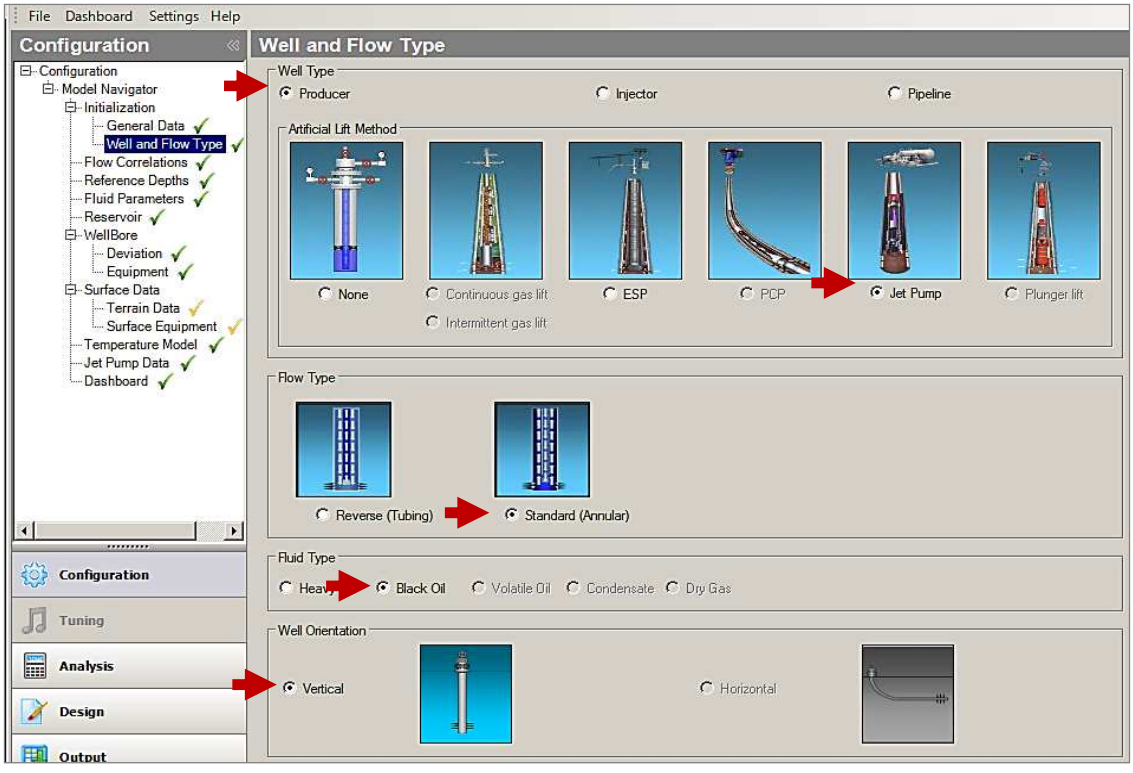


FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

3. En el siguiente paso, se establece el tipo de pozo “Jet Pump”; el tipo de flujo “Standard”; el tipo de fluido “Black Oil” y la orientación del pozo “Vertical”.

Figura 2.3 TIPO DE POZO, FLUJO Y FLUIDO POZO SAC-40

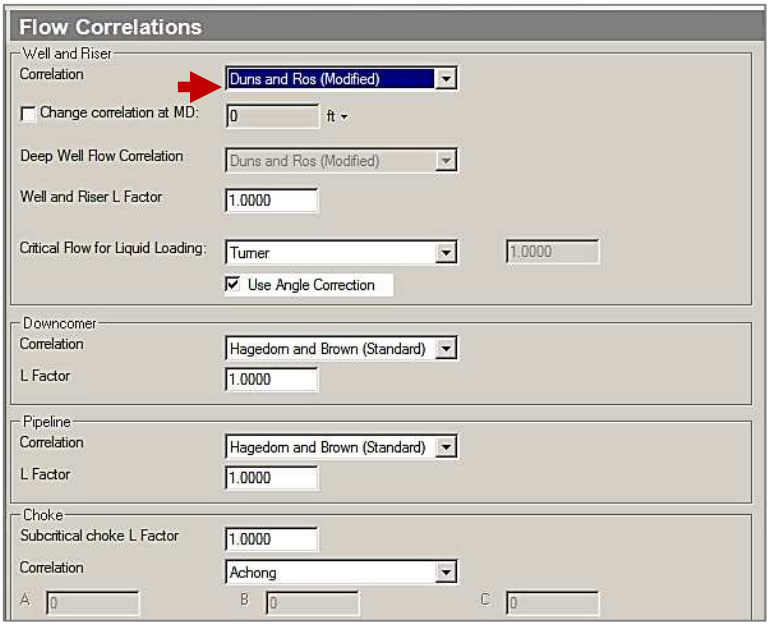


FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

4. En la ventana Flow Correlations (figura 2.4), se seleccionan las correlaciones de flujo que mejor se adapten a las condiciones de flujo.

Figura 2.4 CORRELACIONES DE FLUJO POZO SAC-40

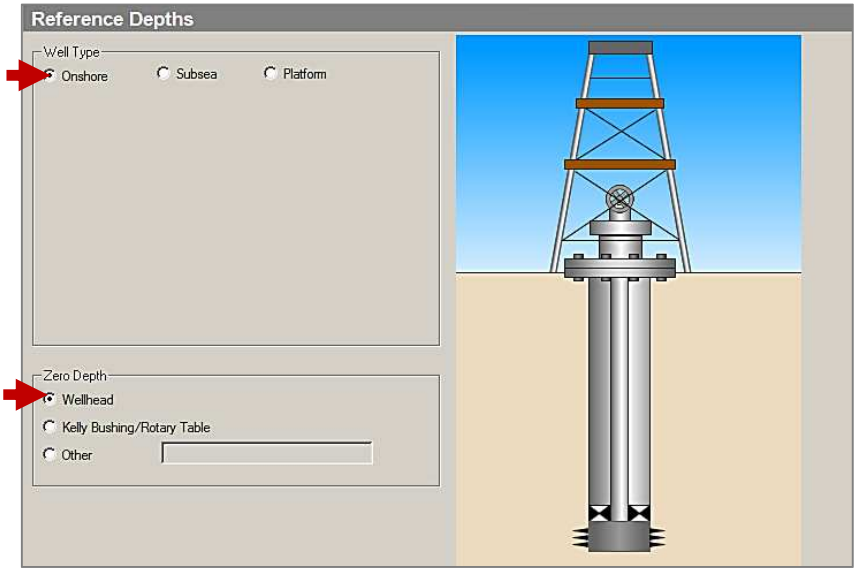


FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

5. En la ventana Reference Depths (figura 2.5), se seleccionan las opciones Onshore y Wellhead.

Figura 2.5 PROFUNDIDADES DE REFERENCIA POZO SAC-40

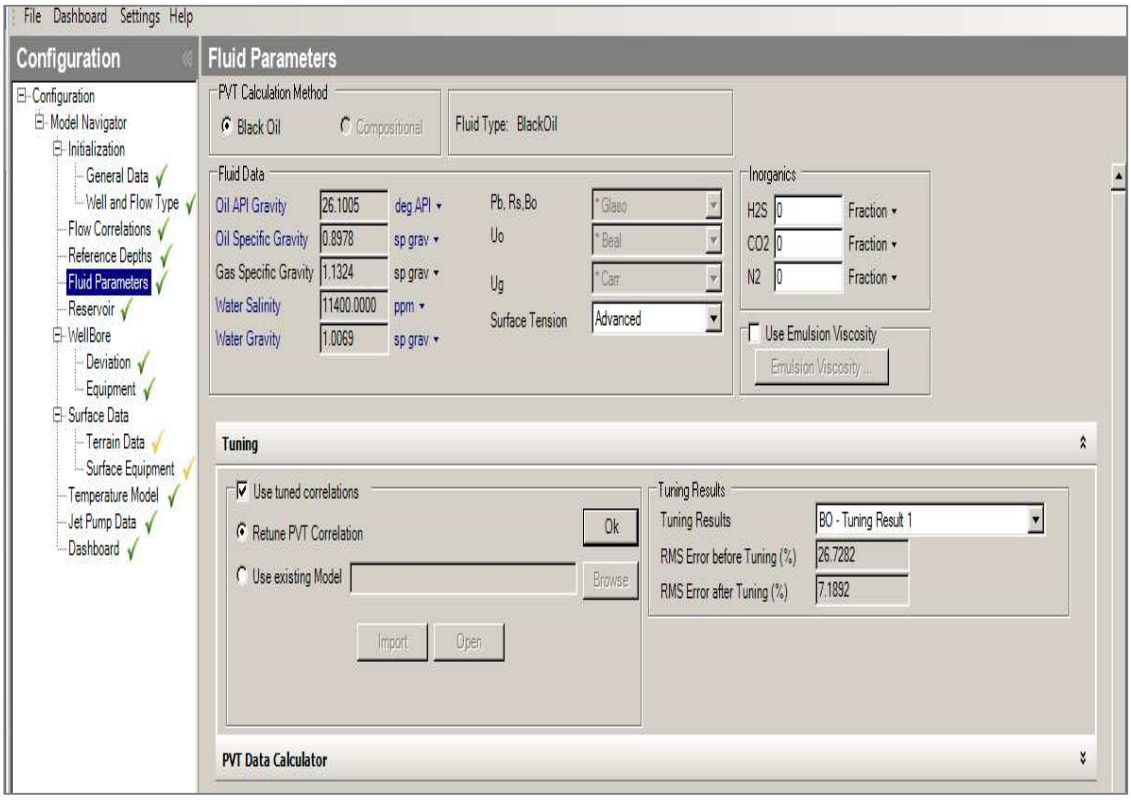


FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

6. En la ventana Fluid Parameters se procede a ingresar los grados API, la gravedad especifica del gas y la salinidad. Para obtener la información de los parámetros del reservorio, como son la Presión de Burbuja (Pb), Relación gas-petróleo (Rs), factor volumétrico (Bo), viscosidad del crudo y gas (μo, μg), se utilizaron las correlaciones de Glaso, Beal y Carr y mediante el Tuning o ajuste se calculó los datos obteniendo una respuesta del Software que se ajuste al modelo del yacimiento.

Figura 2.6 PARÁMETROS DE FLUIDO POZO SAC-40



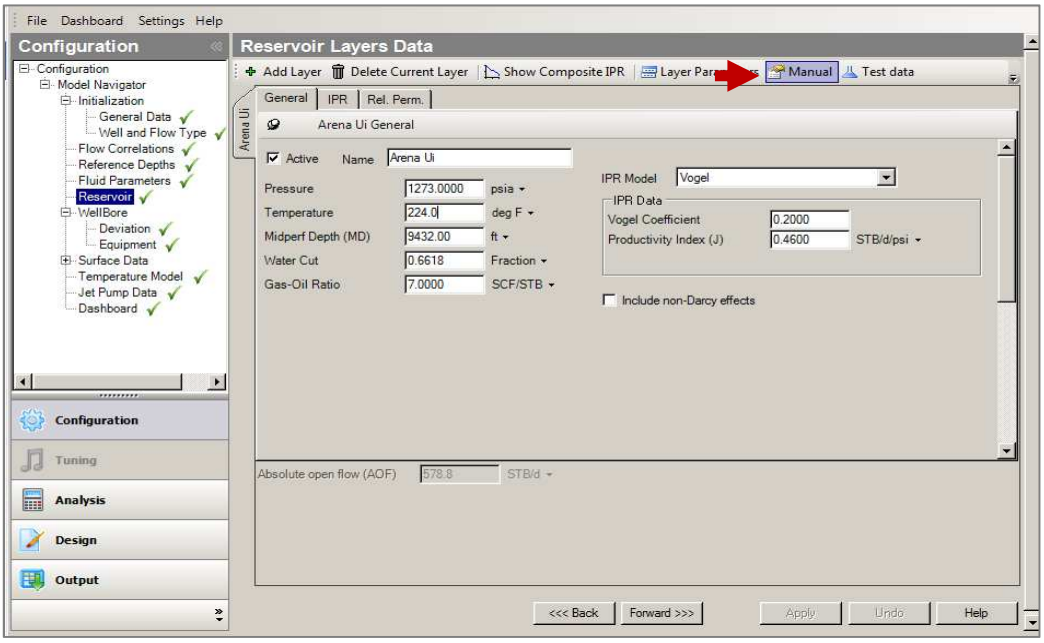
FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

7. En la sección Reservoir Layers Data (figura 2.7), se debe introducir información de: Presión de reservorio (psia), Temperatura (°F), Profundidad media de la arena (ft), corte de agua (fracción), Relación gas petróleo (PCS/BN) e Índice de productividad (B/D/psi). Además se debe seleccionar el modelo de IPR que caracterice al pozo, en este caso seleccionamos Vogel.

   Para ingresar los datos seleccionamos la opción Manual.

Figura 2.7 DATOS DEL RESERVORIO “UI” POZO SAC-40

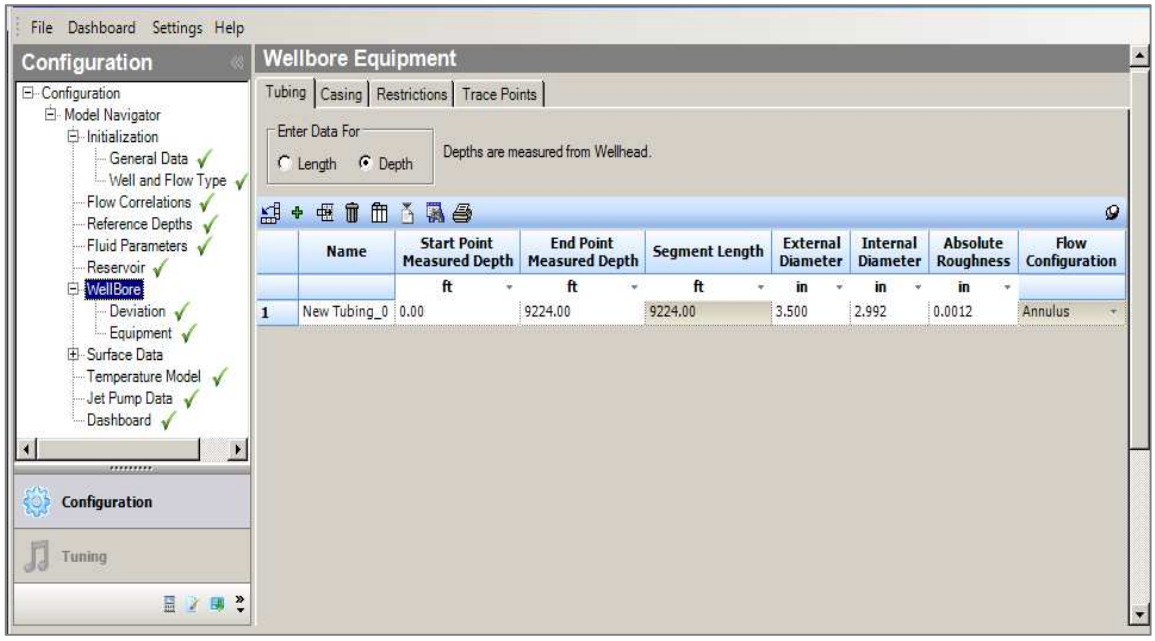


FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

8. El WellBore (figura 2.8), permitirá ingresar el survey del pozo y los datos de la completación como son las profundidades de la tubería de revestimiento y de producción, el peso, diámetros, etc.

Figura 2.8 DATOS DESVIACIÓN, TUBING Y CASING POZO SAC-40



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

9. En Surface Data se ingresan los datos de superficie, como la temperatura. Para el modelo de temperatura se selecciona la opción Manual, y se ingresan los valores de temperatura de superficie y de la profundidad media de las perforaciones para que el modelo se genere de manera correcta.

   Además se debe ingresar la información de la bomba que está operando. En esta ventana se encuentran dos opciones:

   - Design Pump
   - Analyze Pump

   Se selecciona Análisis y se ingresa la bomba Jet 10I de la compañía Sertecpet, con la que se encuentra produciendo el pozo Sac-40. Debido a que el Software no posee incorporadas las bombas de esta empresa, se escogió una bomba Jet D6 Guiberson por ser la que más se acerca a la geometría de la Jet 10I.

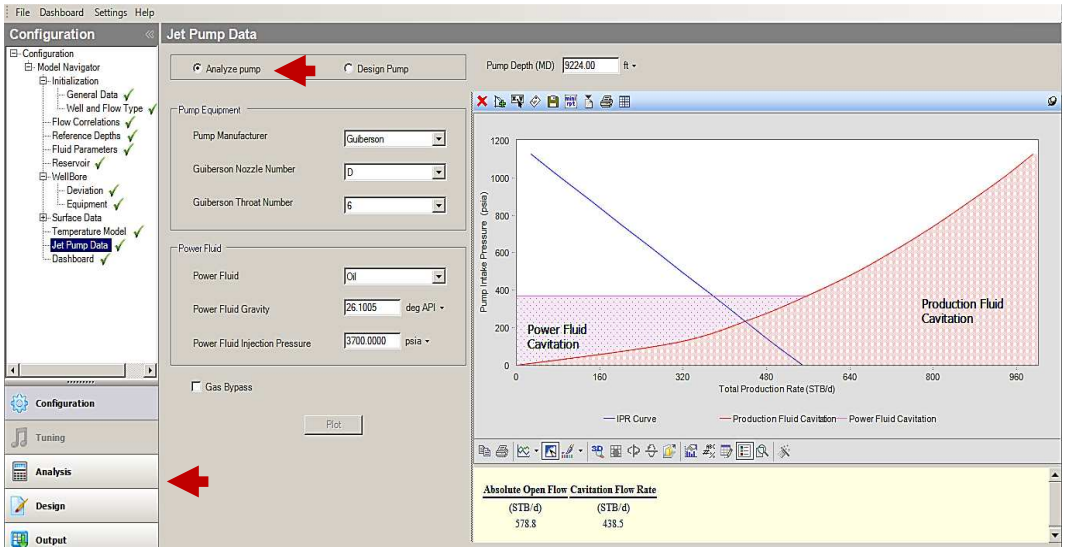
   En el catálogo de bombas que posee el Software Wellflo se puede seleccionar bombas de las siguientes marcas:

   - Kobe
   - Oil Master
   - Guiberson

   Al seleccionar el equipo que trabaja en fondo conjuntamente con la información de superficie del fluido de inyección, Wellflo graficará el rango de cavitación de la bomba a esas condiciones.

   En la figura 2.9 se puede observar más detalladamente lo expuesto anteriormente.

Figura 2.9 DATOS DE LA BOMBA JET D6 POZO SAC-40



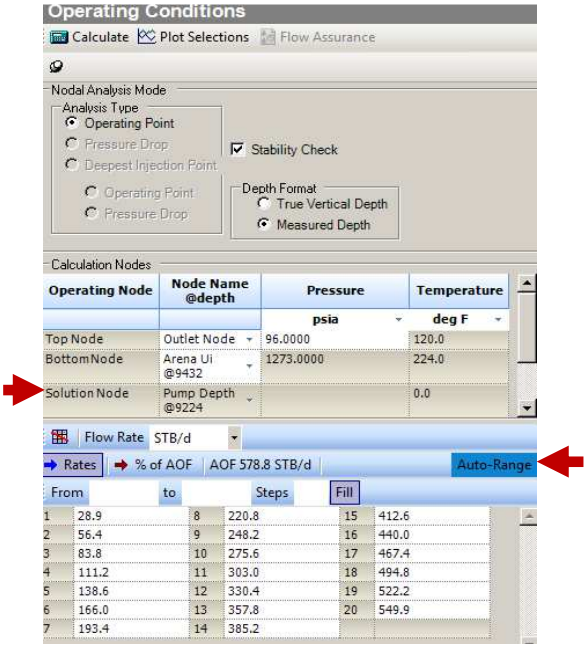
FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Una vez configurada la información del pozo y de la bomba seleccionamos la pestaña Analysis.

10. A continuación se selecciona el nodo solución (figura 2.10). En este caso el nodo está ubicado a la profundidad de la bomba Jet a 9224 pies.

Figura 2.10 SELECCIÓN DE NODO POZO SAC-40



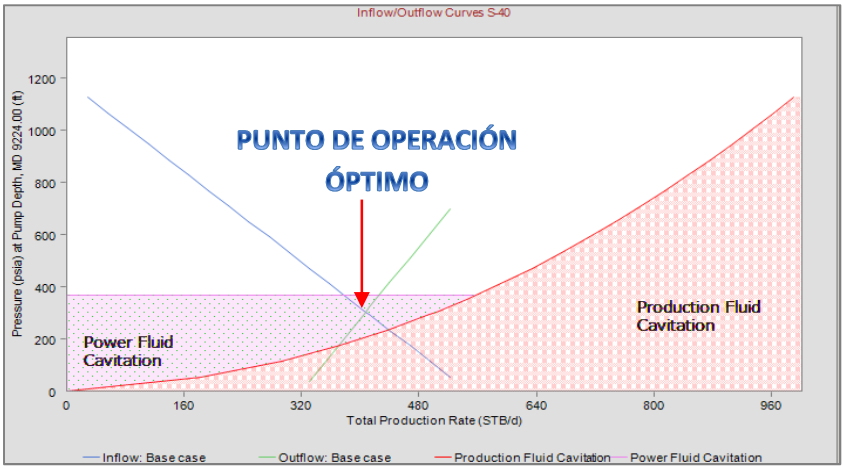
FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Luego determinamos el rango de producción presionando Auto-Range (figura 2.10).

11. Se aplican los cambios antes mencionados y se calcula para obtener el punto óptimo de operación de la bomba a las condiciones presentadas en un inicio.

Figura 2.11 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET D6

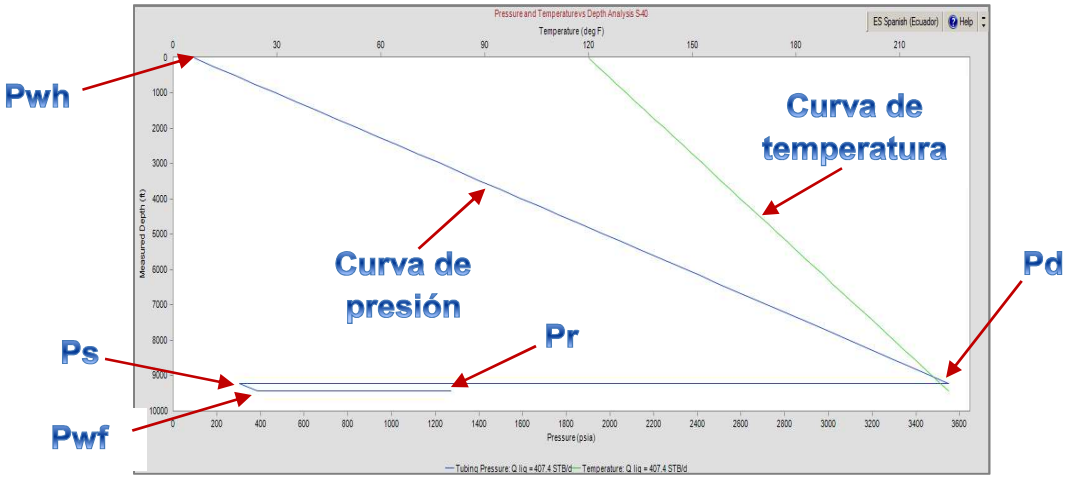


FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

También se puede seleccionar la pestaña Wellbore Equipment Profile. Ahí se encuentra el perfil de presión y temperatura del pozo (figura 2.12), que va desde la formación hasta el cabezal.

Figura 2.12 PERFIL DE PRESIÓN Y TEMPERATURA POZO SAC-40



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

12. Guardar el modelo del pozo Sac-40, dando clic en “File” y luego en “Save as” (Guardar como), colocar el nombre del pozo y luego cerrar el programa.

Con este último paso se termina la documentación de como cargar el modelo de un pozo en el software Wellflo, cualquier análisis adicional que se requiera hacer en el software para determinar el comportamiento del pozo depende del analista.

2.5 ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS DE LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL

Mediante el Software Wellflo se procede analizar cada uno de los pozos seleccionados. Para realizar este análisis es conveniente contar con todos los datos verdaderos del pozo que darán mayor credibilidad a los resultados obtenidos en Wellflo.

2.5.1 ANÁLISIS DEL POZO SAC-40

El pozo Sac-40 fue completado el 1 de Marzo de 1972 para flujo natural. El 27 de Mayo de 1980 empieza a producir bajo el sistema de bombeo hidráulico con cavidad Kobe tipo D. Hasta el cierre de estudio se han registrado 17 Workover. El último Build up se lo realizó el 6 de Abril del 2010. A continuación en la tabla 2.2 se indican los parámetros del pozo.

Tabla 2.2 CONDICIONES DEL POZO SAC-40

Pozo Sac-40			
Marca	Claw	**Pwh (psi)**	96
Tipo Bomba	Jet 10I	**Pwf (psi)**	709.03
Arena	Ui	**Prof. Perforaciones (pies)**	9432
BFPD	380	**Prof. Bomba (pies)**	9224
BSW	66.32	**Twh (°F)**	120
BIPD	1680	**Tr (°F)**	224
Presión de Inyección (psi)	3700	**OD Tubing**	3.5
°API	26.1	**Peso (lb/pie)**	9.3
GOR	7	**OD Casing**	7
Pr (psi)	1272.64	**Peso (lb/pie)**	23

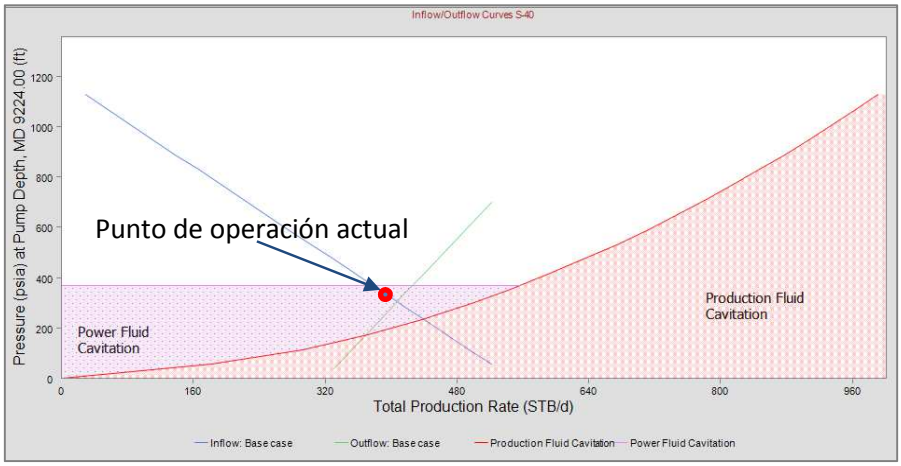
FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Se ingresa la información en el Software Wellflo en el orden respectivo, como se explicó anteriormente, para obtener los resultados deseados.

La figura 2.13 muestra las curvas Inflow, Outflow y el punto de operación de la bomba que está operando.

Figura 2.13 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET D6



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

En la tabla 2.3 podemos observar los resultados obtenidos por el Software en el punto operativo de la bomba.

Tabla 2.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-40

Presión de operación (psia)	304.31
Pwf (psia)	387.25
BFPD	407.4
BPPD	137.8
BAPD	269.6
BIPD	1886.5
GAS (MMSCF/D)	0
BSW (Fracción)	0.66
GOR (SCF/STB)	7
HP (hp)	145.36
Qmáx	578.8
Qcavitación	438.5

FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

De acuerdo a los resultados expuestos por el Software el pozo Sac-40 puede producir una tasa de petróleo de 137.8 bls/día con una presión de inyección de 3700 psi y de fondo fluyente de 387.25 psi, con un caudal de inyección de 1886.5 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 145.36 hp.

Al momento de ingresar la bomba Jet, se realizó un artificio entre las geometrías de las compañías Sertecpet 10I y Guiberson D6, debido a que el software no cuenta en su catálogo con la marca de la compañía Sertecpet, y la geometría que más se asemeja en cuanto a áreas de nozzle y garganta es Guiberson.

Al comparar los valores obtenidos con la prueba de producción del pozo, se encuentra que la bomba que está operando, trabaja con un caudal de inyección superior al que la bomba puede trabajar.

2.5.2 ANÁLISIS DEL POZO SAC-55

El pozo Sac-55 fue completado el 27 de Mayo de 1973 para flujo natural. El 30 de Mayo de 1974 empieza a producir bajo el sistema de bombeo hidráulico con cavidad Kobe. Hasta el cierre de estudio se han registrado 10 Workover. El último Build up se lo realizó el 24 de Noviembre del 2008. A continuación en la tabla 2.4 se indican los parámetros del pozo.

Tabla 2.4 CONDICIONES DEL POZO SAC-55

Pozo Sac-55			
Marca	Kobe	**Pwh (psi)**	126
Tipo Bomba	Jet 8A	**Pwf (psi)**	1141
Arena	Ti	**Prof. Perforaciones (pies)**	9648
BFPD	246	**Prof. Bomba (pies)**	9265.4
BSW	3.66	**Twh (°F)**	120
BIPD	1410	**Tr (°F)**	221
Presión de Inyección (psi)	3800	**OD Tubing**	3.5
°API	27.8	**Peso (lb/pie)**	9.3
GOR	399	**OD Casing**	7
Pr (psi)	1259	**Peso (lb/pie)**	23

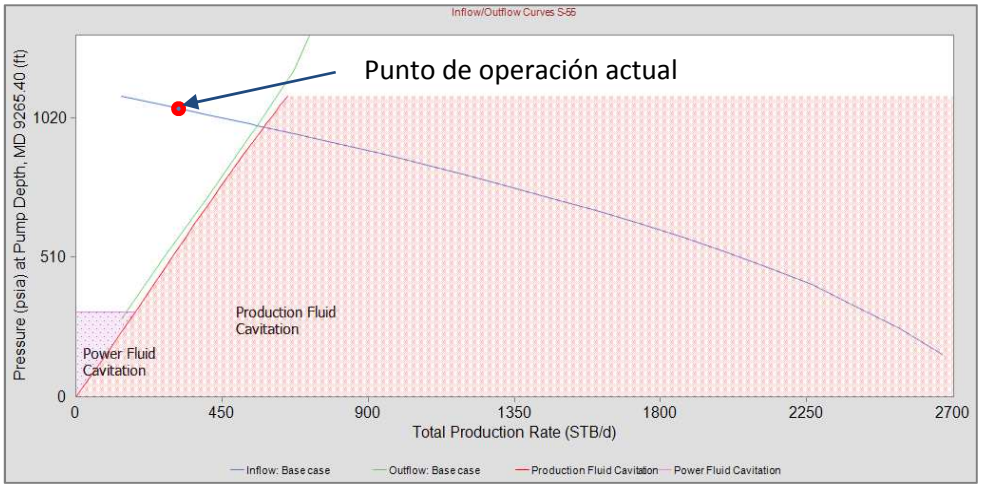
FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Se ingresa la información en el Software Wellflo en el orden respectivo, como se explicó anteriormente, para obtener los resultados deseados.

La figura 2.14 muestra las curvas Inflow, Outflow y el punto de operación de la bomba que está operando.

Figura 2.14 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 8A



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

En la tabla 2.5 podemos observar los resultados obtenidos por el Software en el punto operativo de la bomba.

Tabla 2.5 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-55

Presión de operación (psia)	991.02
Pwf (psia)	1113.83
BFPD	558.5
BPPD	538.1
BAPD	20.4
BIPD	1421.9
GAS (MMSCF/D)	0.21
BSW (Fracción)	0.04
GOR (SCF/STB)	399
HP (hp)	117.97
Qmáx	2806.7
Qcavitación	579

FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

De acuerdo a los resultados expuestos por el Software el pozo Sac-55 puede producir una tasa de petróleo de 538.1 bls/día con una presión de inyección de 3800 psi y de fondo fluyente de 1113.83 psi, con un caudal de inyección de 1421.9 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 117.97 hp.

Al comparar los resultados con la información del pozo, se encuentra que la bomba que está operando, no aporta lo que en realidad debería el pozo, posiblemente por taponamiento en el nozzle o garganta por efecto de escala que se puede presentar en esta zona productora. También puede darse el caso de comunicación casing-tubing para que se dé la pérdida de producción del pozo.

2.5.3 ANÁLISIS DEL POZO SAC-78

El pozo Sac-78 fue completado el 29 de Julio de 1976 para flujo natural. El 10 de Junio de 1979 empieza a producir bajo el sistema de bombeo hidráulico con cavidad Kobe. Hasta el cierre de estudio se han registrado 13 Workover. El último Build up se lo realizó el 19 de Diciembre del 2010. A continuación en la tabla 2.6 se indican los parámetros del pozo.

Tabla 2.6 CONDICIONES DEL POZO SAC-78

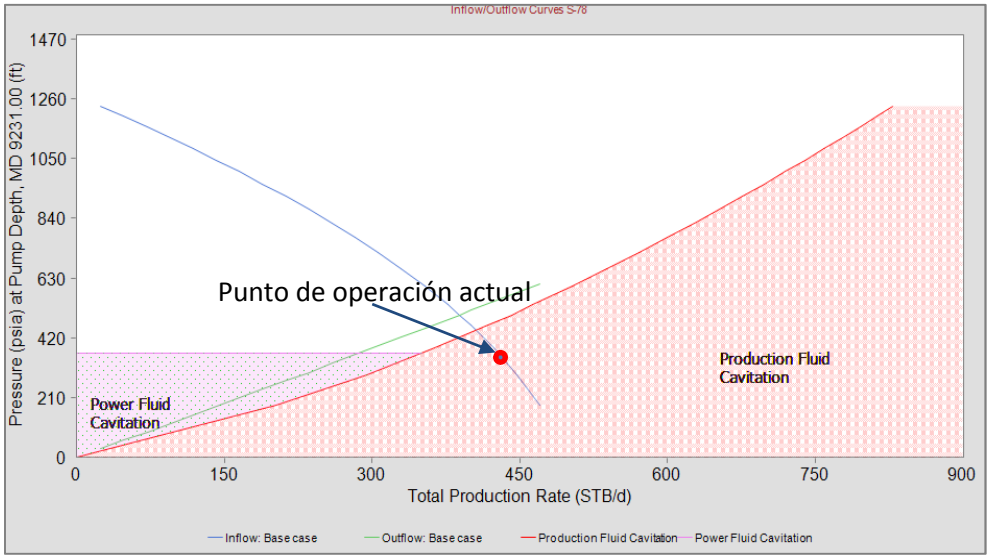
Pozo Sac-78			
Marca	Oil Master	**Pwh (psi)**	30
Tipo Bomba	Jet 9A	**Pwf (psi)**	902.22
Arena	U	**Prof. Perforaciones (pies)**	9369
BFPD	424	**Prof. Bomba (pies)**	9231
BSW	77.83	**Twh (°F)**	120
BIPD	1820	**Tr (°F)**	228
Presión de Inyección (psi)	3800	**OD Tubing**	3.5
°API	24.8	**Peso (lb/pie)**	9.3
GOR	683	**OD Casing**	7
Pr (psi)	1325.38	**Peso (lb/pie)**	23

FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Se ingresa la información en el Software Wellflo en el orden respectivo, como se explicó anteriormente, para obtener los resultados deseados.

La figura 2.15 muestra las curvas Inflow, Outflow y el punto de operación de la bomba que está operando.

Figura 2.15 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 9A



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

En la tabla 2.7 podemos observar los resultados obtenidos por el Software en el punto operativo de la bomba.

Tabla 2.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-78

Presión de operación (psia)	499.44
Pwf (psia)	548.92
BFPD	388.9
BPPD	86.2
BAPD	302.6
BIPD	1748.9
GAS (MMSCF/D)	0.07
BSW (Fracción)	0.78
GOR (SCF/STB)	756
HP (hp)	140.99
Qmáx	495.2
Qcavitación	404.8

FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

De acuerdo a los resultados expuestos por el Software el pozo Sac-78 puede producir una tasa de petróleo de 86.2 bls/día con una presión de inyección de 3800 psi y de fondo fluyente de 548.92 psi, con un caudal de inyección de 1748.9 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 140.99 hp.

Al comparar los valores obtenidos con la prueba de producción del pozo, se encuentra que la bomba que está operando, trabaja con un caudal de inyección y producción superior al que la bomba puede trabajar. Bajo estas condiciones la bomba se encuentra en zona de cavitación.

2.5.4 ANÁLISIS DEL POZO SAC-83

El pozo Sac-83 fue completado el 8 de Noviembre de 1978 para flujo natural. El 19 de Febrero de 1981 empieza a producir bajo el sistema de bombeo hidráulico con cavidad Kobe. Hasta el cierre de estudio se han registrado 11 Workover. El último Build up se lo realizó el 10 de Junio del 2011. A continuación en la tabla 2.8 se indican los parámetros del pozo.

Tabla 2.8 CONDICIONES DEL POZO SAC-83

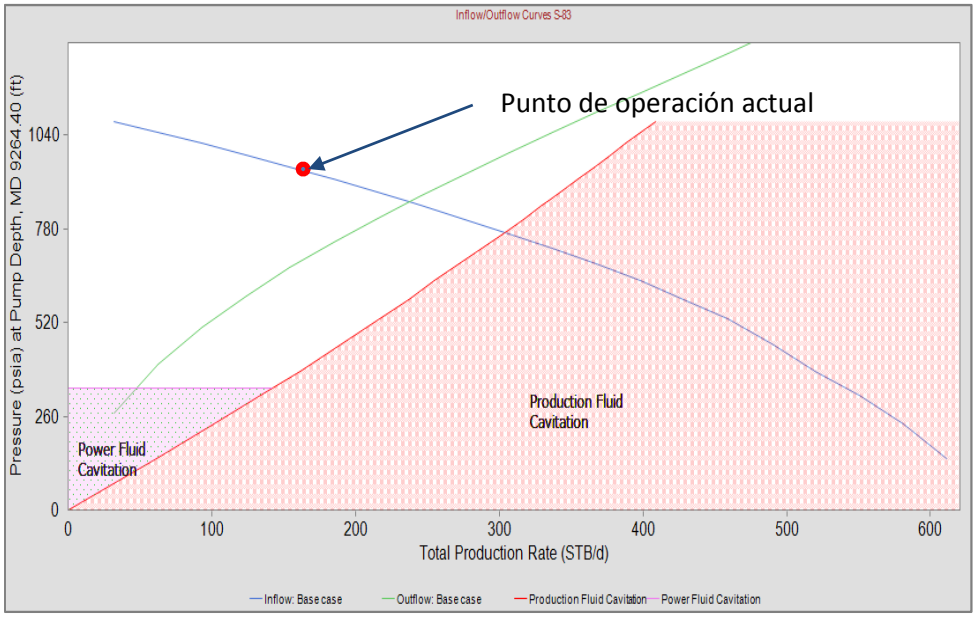
Pozo Sac-83			
Marca	Claw	**Pwh (psi)**	60
Tipo Bomba	Jet 9I	**Pwf (psi)**	925.79
Arena	T	**Prof. Perforaciones (pies)**	9682
BFPD	145	**Prof. Bomba (pies)**	9264.4
BSW	37.93	**Twh (°F)**	120
BIPD	1610	**Tr (°F)**	230
Presión de Inyección (psi)	3650	**OD Tubing**	3.5
°API	26.9	**Peso (lb/pie)**	9.3
GOR	977	**OD Casing**	7
Pr (psi)	1260.23	**Peso (lb/pie)**	23

FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Se ingresa la información en el Software Wellflo en el orden respectivo, como se explicó anteriormente, para obtener los resultados deseados.

La figura 2.16 muestra las curvas Inflow, Outflow y el punto de operación de la bomba que está operando.

Figura 2.16 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 9I



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

En la tabla 2.9 podemos observar los resultados obtenidos por el Software en el punto operativo de la bomba.

Tabla 2.9 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-83

Presión de operación (psia)	855.24
Pwf (psia)	975.77
BFPD	237.6
BPPD	147.5
BAPD	90.1
BIPD	1450.2
GAS (MMSCF/D)	0.19
BSW (Fracción)	0.38
GOR (SCF/STB)	1271
HP (hp)	118.42
Qmáx	643.5
Qcavitación	303.6

FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

De acuerdo a los resultados expuestos por el Software el pozo Sac-83 puede producir una tasa de petróleo de 147.5 bls/día con una presión de inyección de 3650 psi y de fondo fluyente de 975.77 psi, con un caudal de inyección de 1450.2 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 118.42 hp.

Al momento de ingresar la bomba Jet, se realizó un artificio entre las geometrías de las compañías Sertecpet 9I y Guiberson C+6.

Al comparar los resultados con la información del pozo, se encuentra que la bomba que está operando, no aporta lo que en realidad debería el pozo, con un caudal de inyección superior, posiblemente por taponamiento en el nozzle o garganta por efecto de escala que se puede presentar en esta zona productora. También puede ser el caso de comunicación casing-tubing para que se dé la perdida de producción del pozo.

2.5.5 ANÁLISIS DEL POZO SAC-101

El pozo Sac-101 fue completado el 18 de Enero de 1983 para flujo natural. El 17 de Mayo de 1983 empieza a producir bajo el sistema de bombeo hidráulico con cavidad Kobe Tipo D. Hasta el cierre de estudio se han registrado 9 Workover. El último Build up se lo realizó el 27 de Septiembre del 2007. A continuación en la tabla 2.10 se indican los parámetros del pozo.

Tabla 2.10 CONDICIONES DEL POZO SAC-101

Pozo Sac-101			
Marca	Oil Master	**Pwh (psi)**	80
Tipo Bomba	Jet 9A	**Pwf (psi)**	1315
Arena	Ui	**Prof. Perforaciones (pies)**	9386
BFPD	596	**Prof. Bomba (pies)**	9161
BSW	65.82	**Twh (°F)**	120
BIPD	1626	**Tr (°F)**	217
Presión de Inyección (psi)	3700	**OD Tubing**	3.5
°API	25.4	**Peso (lb/pie)**	9.3
GOR	45	**OD Casing**	7
Pr (psi)	1381	**Peso (lb/pie)**	23

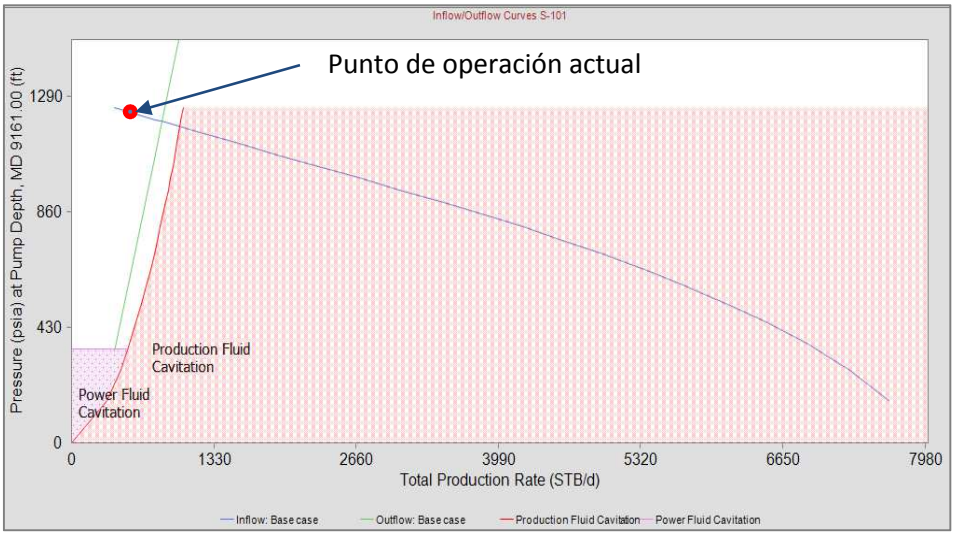
FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Se ingresa la información en el Software Wellflo en el orden respectivo, como se explicó anteriormente, para obtener los resultados deseados.

La figura 2.17 muestra las curvas Inflow, Outflow y el punto de operación de la bomba que está operando.

Figura 2.17 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 9A



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

En la tabla 2.11 podemos observar los resultados obtenidos por el Software en el punto operativo de la bomba.

Tabla 2.11 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-101

Presión de operación (psia)	1197.61
Pwf (psia)	1283.9
BFPD	847.7
BPPD	289.7
BAPD	558
BIPD	1561.1
GAS (MMSCF/D)	0.01
BSW (Fracción)	0.66
GOR (SCF/STB)	45
HP (hp)	130.44
Qmáx	8048.1
Qcavitación	1012.2

FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

De acuerdo a los resultados expuestos por el Software el pozo Sac-101 puede producir una tasa de petróleo de 289.7 bls/día con una presión de inyección de 3700 psi y de fondo fluyente de 1283.9 psi, con un caudal de inyección de 1561.1 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 130.44 hp.

Al comparar los resultados con la información del pozo, se encuentra que la bomba que está operando, no aporta lo que en realidad debería el pozo, con un caudal de inyección superior, posiblemente por taponamiento en el nozzle o garganta por efecto de escala que se puede presentar en esta zona productora. También puede ser el caso de comunicación casing-tubing para que se dé la perdida de producción del pozo.

2.5.6 ANÁLISIS DEL POZO SAC-112

El pozo Sac-112 fue completado el 16 de Abril de 1988 para flujo natural. El 9 de Agosto de 1989 empieza a producir bajo el sistema de bombeo hidráulico con cavidad Kobe Tipo D. Hasta el cierre de estudio se han registrado 5 Workover. El último Build up se lo realizó el 6 de Abril del 2008. A continuación en la tabla 2.12 se indican los parámetros del pozo.

Tabla 2.12 CONDICIONES DEL POZO SAC-112

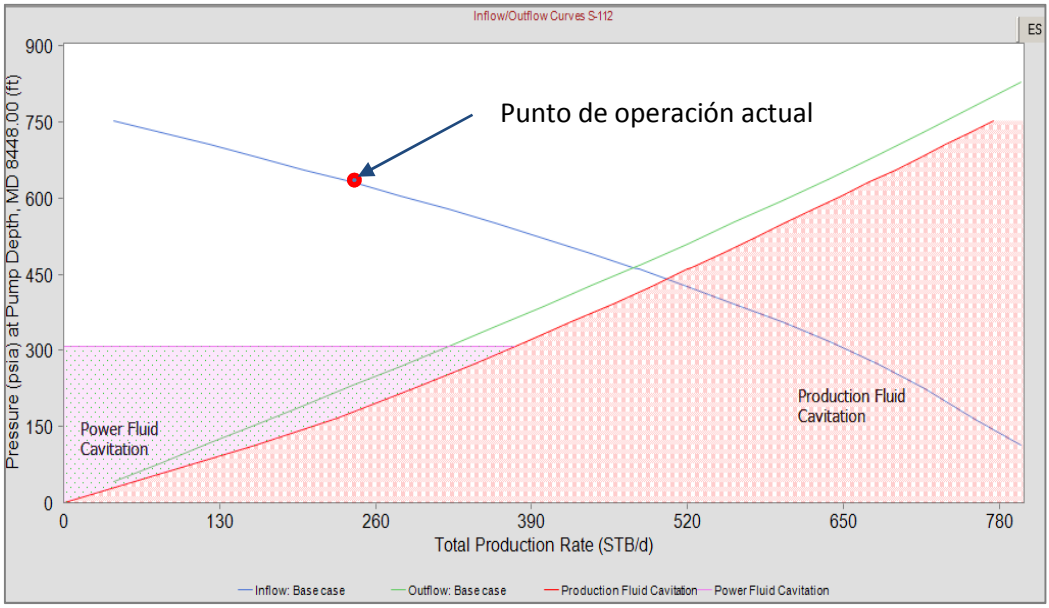
Pozo Sac-112			
Marca	Claw	**Pwh (psi)**	70
Tipo Bomba	Jet 10I	**Pwf (psi)**	662
Arena	BT	**Prof. Perforaciones (pies)**	8691
BFPD	245	**Prof. Bomba (pies)**	8448
BSW	9.80	**Twh (°F)**	120
BIPD	1930	**Tr (°F)**	204
Presión de Inyección (psi)	3700	**OD Tubing**	3.5
°API	26.7	**Peso (lb/pie)**	9.3
GOR	194	**OD Casing**	7
Pr (psi)	864	**Peso (lb/pie)**	23

FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Se ingresa la información en el Software Wellflo en el orden respectivo, como se explicó anteriormente, para obtener los resultados deseados.

La figura 2.18 muestra las curvas Inflow, Outflow y el punto de operación de la bomba que está operando.

Figura 2.18 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 10I



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

En la tabla 2.13 podemos observar los resultados obtenidos por el Software en el punto operativo de la bomba.

Tabla 2.13 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-112

Presión de operación (psia)	463.23
Pwf (psia)	542.97
BFPD	475.3
BPPD	429.2
BAPD	46.1
BIPD	1878.5
GAS (MMSCF/D)	0.08
BSW (Fracción)	0.1
GOR (SCF/STB)	194
HP (hp)	139.67
Qmáx	839.9
Qcavitación	502.4

FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

De acuerdo a los resultados expuestos por el Software el pozo Sac-112 puede producir una tasa de petróleo de 429.2 bls/día con una presión de inyección de 3700 psi y de fondo fluyente de 542.97 psi, con un caudal de inyección de 1878.5 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 139.67 hp.

Al momento de ingresar la bomba Jet, se realizó un artificio entre las geometrías de las compañías Sertecpet 10I y Guiberson D6.

Al comparar los resultados con la información del pozo, se encuentra que la bomba que está operando, no aporta lo que en realidad debería el pozo, con un caudal de inyección superior, posiblemente por taponamiento en el nozzle o garganta por efecto de escala que se puede presentar en esta zona productora. También puede ser el caso de comunicación casing-tubing.

2.5.7 ANÁLISIS DEL POZO SAC-190D

El pozo Sac-190D fue completado el 19 de Noviembre del 2006 para producir bajo el sistema de bombeo hidráulico. Hasta el cierre de estudio no se han realizado trabajos de reacondicionamiento. No existen datos de una prueba de Build up. Los datos utilizados son los que se obtuvieron de la evaluación realizada después de la completación. A continuación en la tabla 2.14 se indican los parámetros del pozo.

Tabla 2.14 CONDICIONES DEL POZO SAC-190D

Pozo Sac-190D			
Marca	Claw	**Pwh (psi)**	100
Tipo Bomba	Jet 10I	**Pwf (psi)**	826
Arena	Ui	**Prof. Perforaciones (pies)**	9737
BFPD	176	**Prof. Bomba (pies)**	9586
BSW	15.24	**Twh (°F)**	120
BIPD	1835	**Tr (°F)**	218
Presión de Inyección (psi)	3500	**OD Tubing**	3.5
°API	26.6	**Peso (lb/pie)**	9.3
GOR	786	**OD Casing**	7
Pr (psi)	1220	**Peso (lb/pie)**	26

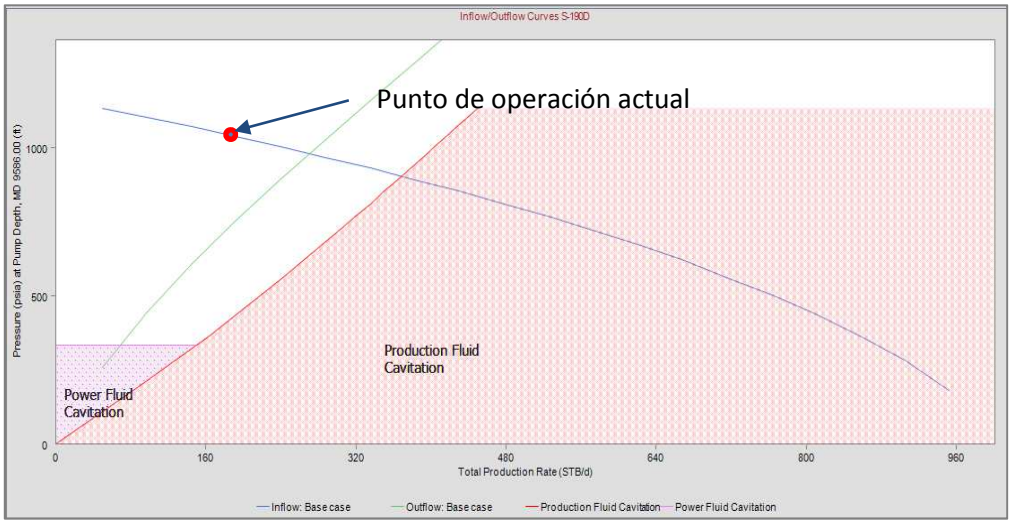
FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Se ingresa la información en el Software Wellflo en el orden respectivo, como se explicó anteriormente, para obtener los resultados deseados.

La figura 2.19 muestra las curvas Inflow, Outflow y el punto de operación de la bomba que está operando.

Figura 2.19 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 10I



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

En la tabla 2.15 podemos observar los resultados obtenidos por el Software en el punto operativo de la bomba.

Tabla 2.15 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-190D

Presión de operación (psia)	950.58
Pwf (psia)	1025.4
BFPD	270.2
BPPD	229.1
BAPD	41.2
BIPD	1712.3
GAS (MMSCF/D)	0.18
BSW (Fracción)	0.15
GOR (SCF/STB)	786
HP (hp)	129.47
Qmáx	1002.4
Qcavitación	368.5

FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

De acuerdo a los resultados expuestos por el Software el pozo Sac-190D puede producir una tasa de petróleo de 229.1 bls/día con una presión de inyección de 3500 psi y de fondo fluyente de 1025.4 psi, con un caudal de inyección de 1712.3 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 129.47 hp.

Al momento de ingresar la bomba Jet, se realizó un artificio entre las geometrías de las compañías Sertecpet 10I y Guiberson D6.

Al comparar los resultados con la información del pozo, se encuentra que la bomba que está operando, no aporta lo que en realidad debería el pozo, con un caudal de inyección superior, posiblemente por taponamiento en el nozzle o garganta por efecto de escala que se puede presentar en esta zona productora. También puede ser el caso de comunicación casing-tubing para que se dé la perdida de producción del pozo.

2.5.8 ANÁLISIS DEL POZO SAC-191

El pozo Sac-191 fue completado el 24 de Julio del 2004 para producir bajo el sistema de bombeo hidráulico. Hasta el cierre de estudio se han registrado 2 Workover. El último Build up se lo realizó el 13 de Febrero del 2006. A continuación en la tabla 2.16 se indican los parámetros del pozo.

Tabla 2.16 CONDICIONES DEL POZO SAC-191

Pozo Sac-191			
Marca	Claw	**Pwh (psi)**	76
Tipo Bomba	Jet 10I	**Pwf (psi)**	1413
Arena	Hs	**Prof. Perforaciones (pies)**	9824
BFPD	238	**Prof. Bomba (pies)**	9673
BSW	6.70	**Twh (°F)**	120
BIPD	2070	**Tr (°F)**	233
Presión de Inyección (psi)	3800	**OD Tubing**	3.5
°API	27.6	**Peso (lb/pie)**	9.3
GOR	864	**OD Casing**	7
Pr (psi)	3254	**Peso (lb/pie)**	23

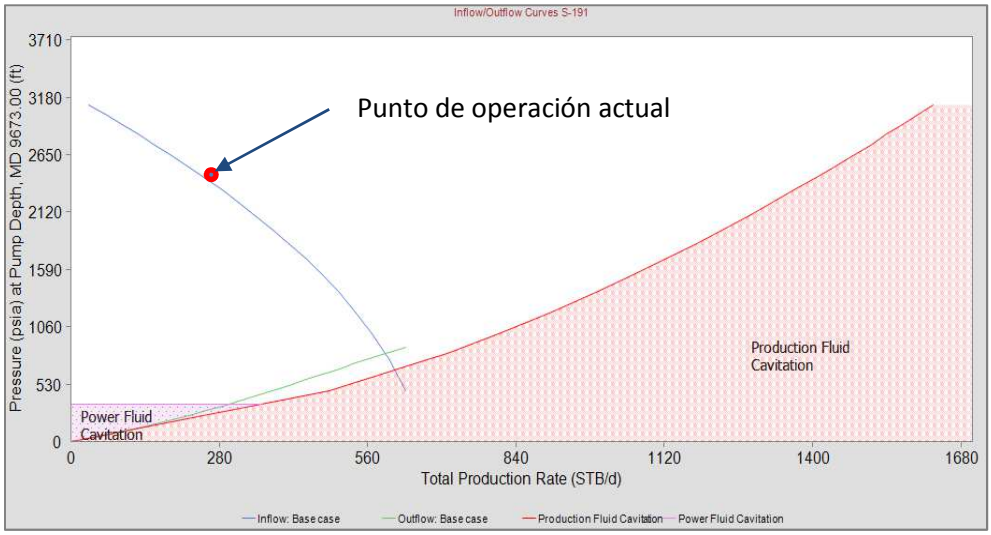
FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Se ingresa la información en el Software Wellflo en el orden respectivo, como se explicó anteriormente, para obtener los resultados deseados.

La figura 2.20 muestra las curvas Inflow, Outflow y el punto de operación de la bomba que está operando.

Figura 2.20 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 10I



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

En la tabla 2.17 podemos observar los resultados obtenidos por el Software en el punto operativo de la bomba.

Tabla 2.17 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-191

Presión de operación (psia)	811.05
Pwf (psia)	867.28
BFPD	593.8
BPPD	554.6
BAPD	39.2
BIPD	1824.7
GAS (MMSCF/D)	0.07
BSW (Fracción)	0.07
GOR (SCF/STB)	124
HP (hp)	147.59
Qmáx	665.9
Qcavitación	608.2

FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

De acuerdo a los resultados expuestos por el Software el pozo Sac-191 puede producir una tasa de petróleo de 554.6 bls/día con una presión de inyección de 3800 psi y de fondo fluyente de 867.28 psi, con un caudal de inyección de 1824.7 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 147.59 hp.

Al momento de ingresar la bomba Jet, se realizó un artificio entre las geometrías de las compañías Sertecpet 10I y Guiberson D6.

Al comparar los resultados con la información del pozo, se encuentra que la bomba que está operando, no aporta lo que en realidad debería el pozo, con un caudal de inyección superior, posiblemente por taponamiento en el nozzle o garganta por efecto de escala que se puede presentar en esta zona productora. También puede ser el caso de comunicación casing-tubing.

2.5.9 ANÁLISIS DEL POZO SAC-197D

El pozo Sac-197D fue completado el 14 de Febrero del 2007 para producir bajo el sistema de bombeo hidráulico. Hasta el cierre de estudio no se han realizado trabajos de reacondicionamiento. No existen datos de una prueba de Build up. Los datos utilizados son los que se obtuvieron de la evaluación realizada después de la completación. A continuación en la tabla 2.18 se indican los parámetros del pozo.

Tabla 2.18 CONDICIONES DEL POZO SAC-197D

Pozo Sac-197D			
Marca	Claw	**Pwh (psi)**	40
Tipo Bomba	Jet 10I	**Pwf (psi)**	946.83
Arena	Ui	**Prof. Perforaciones (pies)**	9746
BFPD	174	**Prof. Bomba (pies)**	9599
BSW	34.40	**Twh (°F)**	120
BIPD	1900	**Tr (°F)**	221
Presión de Inyección (psi)	3600	**OD Tubing**	3.5
°API	28.1	**Peso (lb/pie)**	9.3
GOR	758	**OD Casing**	7
Pr (psi)	1285.83	**Peso (lb/pie)**	26

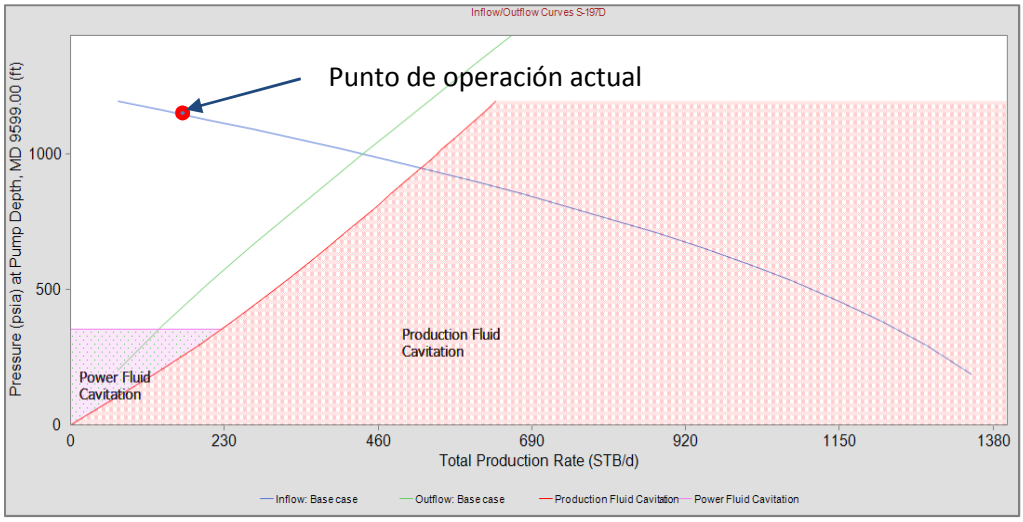
FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Se ingresa la información en el Software Wellflo en el orden respectivo, como se explicó anteriormente, para obtener los resultados deseados.

La figura 2.21 muestra las curvas Inflow, Outflow y el punto de operación de la bomba que está operando.

Figura 2.21 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 10I



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

En la tabla 2.19 podemos observar los resultados obtenidos por el Software en el punto operativo de la bomba.

Tabla 2.19 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-197D

Presión de operación (psia)	1000
Pwf (psia)	1048.37
BFPD	437.2
BPPD	285.1
BAPD	152.1
BIPD	1834.6
GAS (MMSCF/D)	0.2
BSW (Fracción)	0.35
GOR (SCF/STB)	684
HP (hp)	132.03
Qmáx	1418.3
Qcavitación	523.9

FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

De acuerdo a los resultados expuestos por el Software el pozo Sac-197D puede producir una tasa de petróleo de 285.1 bls/día con una presión de inyección de 3600 psi y de fondo fluyente de 1048.37 psi, con un caudal de inyección de 1834.6 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 132.03 hp.

Al momento de ingresar la bomba Jet, se realizó un artificio entre las geometrías de las compañías Sertecpet 10I y Guiberson D6, debido a que el software no cuenta en su catálogo con la marca de la compañía Sertecpet, y la geometría que más se asemeja en cuanto a áreas de nozzle y garganta es Guiberson.

Al comparar los resultados con la información del pozo, se encuentra que la bomba que está operando, no aporta lo que en realidad debería el pozo, con un caudal de inyección superior, posiblemente por taponamiento en el nozzle o garganta por efecto de escala que se puede presentar en esta zona productora. También puede ser el caso de comunicación casing-tubing.

2.5.10 ANÁLISIS DEL POZO SAC-225D

El pozo Sac-225D fue completado el 17 de Mayo del 2008 para producir bajo el sistema de bombeo hidráulico. Hasta el cierre de estudio no se han realizado trabajos de reacondicionamiento. El último Build up se lo realizó el 14 de Mayo del 2008. A continuación en la tabla 2.20 se indican los parámetros del pozo.

Tabla 2.20 CONDICIONES DEL POZO SAC-225D

Pozo Sac-225D			
Marca	Kobe	**Pwh (psi)**	70
Tipo Bomba	Jet 8A	**Pwf (psi)**	894
Arena	Ui	**Prof. Perforaciones (pies)**	9761
BFPD	173	**Prof. Bomba (pies)**	9537
BSW	5.20	**Twh (°F)**	120
BIPD	1595	**Tr (°F)**	216
Presión de Inyección (psi)	3500	**OD Tubing**	3.5
°API	26.9	**Peso (lb/pie)**	9.3
GOR	234	**OD Casing**	7
Pr (psi)	1327	**Peso (lb/pie)**	23

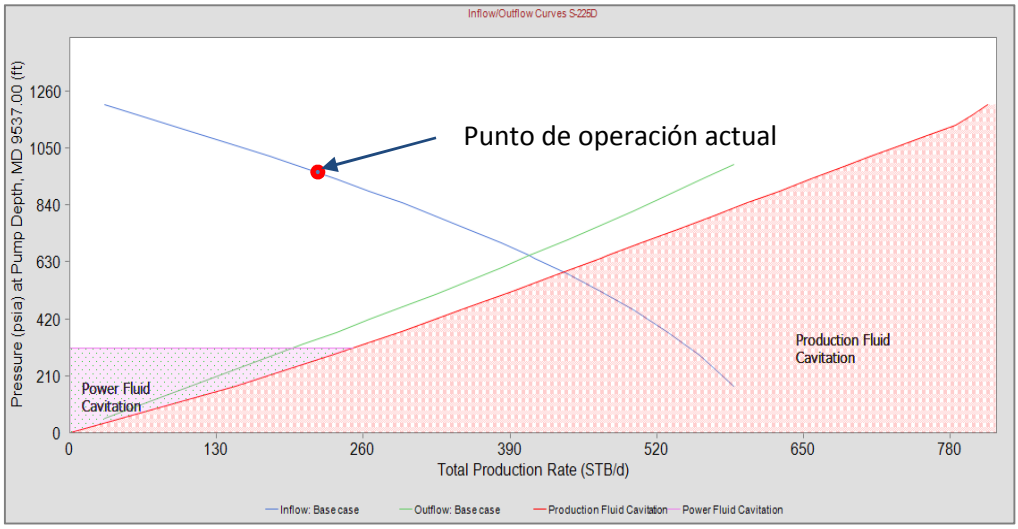
FUENTE: Dep. Ingeniería de Petróleos - Área Sacha, Río Napo CEM.

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Se ingresa la información en el Software Wellflo en el orden respectivo, como se explicó anteriormente, para obtener los resultados deseados.

La figura 2.22 muestra las curvas Inflow, Outflow y el punto de operación de la bomba que está operando.

Figura 2.22 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 8A



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

En la tabla 2.21 podemos observar los resultados obtenidos por el Software en el punto operativo de la bomba.

Tabla 2.21 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO SAC-225D

Presión de operación (psia)	652.13
Pwf (psia)	725.79
BFPD	406.7
BPPD	385.6
BAPD	21.1
BIPD	1453.8
GAS (MMSCF/D)	0.1
BSW (Fracción)	0.05
GOR (SCF/STB)	250
HP (hp)	107.63
Qmáx	619.3
Qcavitación	436.7

FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

De acuerdo a los resultados expuestos por el Software el pozo Sac-225D puede producir una tasa de petróleo de 385.6 bls/día con una presión de inyección de 3500 psi y de fondo fluyente de 725.79 psi, con un caudal de inyección de 1453.8 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 107.63 hp.

Al comparar los resultados con la información del pozo, se encuentra que la bomba que está operando, no aporta lo que en realidad debería el pozo, con un caudal de inyección superior, posiblemente por taponamiento en el nozzle o garganta por efecto de escala que se puede presentar en esta zona productora. También puede ser el caso de comunicación casing-tubing para que se dé la perdida de producción del pozo.

CAPÍTULO 3

PROPUESTA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

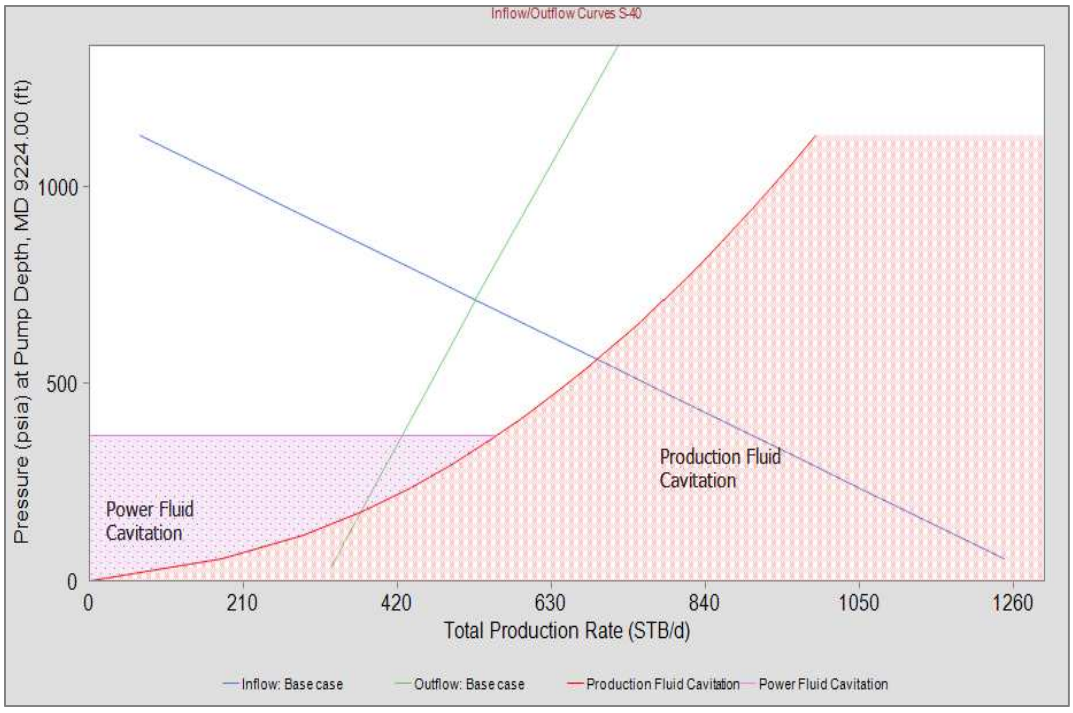
En este capítulo se presentan las propuestas que se pueden aplicar en los pozos seleccionados con el objetivo de incrementar la producción.

3.1 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-40

3.1.1 TRATAMIENTO QUÍMICO Y CAMBIO DE BOMBA

De acuerdo al último Build up el pozo Sac-40 presenta un daño S=17.54. Bajo estas condiciones es necesario realizar un tratamiento ácido para remover el daño. La figura 3.1 muestra el nuevo punto de operación.

Figura 3.1 PUNTO OPERATIVO SIN DAÑO DE LA BOMBA JET C+5



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Al remover el daño se podría recuperar una taza de petróleo de 168.7 bls/día (tabla 3.1), con una bomba Guiberson C+5.

Tabla 3.1 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

Producción al 30/09/12				Después			
BFPD	BPPD	BIPD	BSW	BFPD	BPPD	BIPD	Incremento (BPPD)
380	128	1680	66.32	498.8	168.7	1529.5	40.7

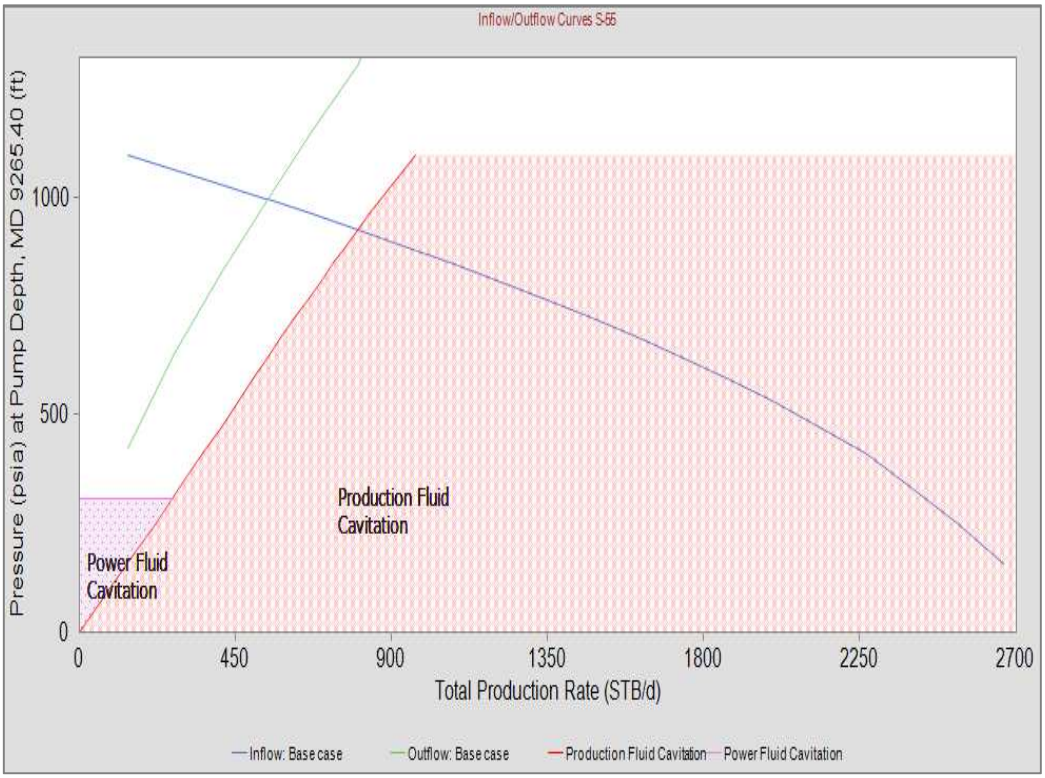
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

3.2 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-55

3.2.1 CAMBIO DE BOMBA

Se sugiere cambiar de bomba a una Kobe con una geometría 8B, que permitirá levantar mayor cantidad de fluido, con un mismo caudal de inyección y en el punto de operación óptimo de la bomba (figura 3.2).

Figura 3.2 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 8B



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Al cambiar la bomba se podría recuperar una taza de petróleo de 524.7 bls/día (tabla 3.2) con una taza de inyección de 1421.5 bls/día.

Tabla 3.2 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

Producción al 30/09/12				Después			
BFPD	BPPD	BIPD	BSW	BFPD	BPPD	BIPD	Incremento (BPPD)
246	236.9	1410	3.66	544.7	524.7	1421.5	287.8

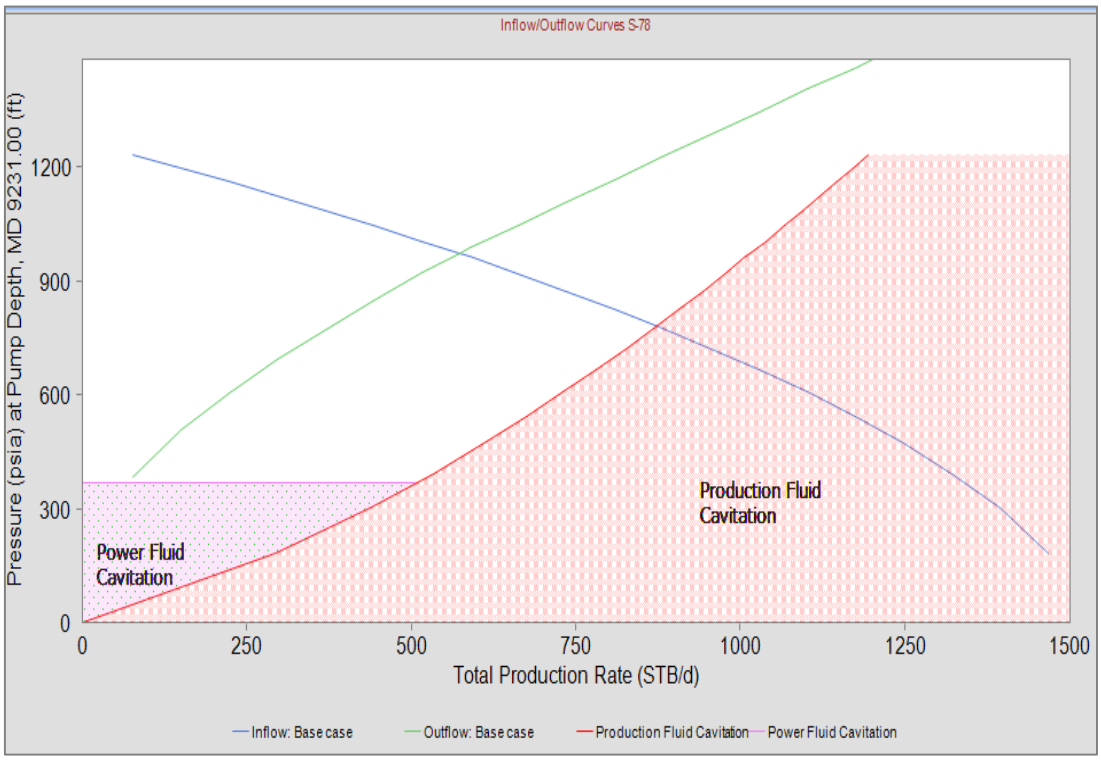
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

3.3 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-78

3.3.1 TRATAMIENTO QUÍMICO Y CAMBIO DE BOMBA

De acuerdo al último Build up el pozo Sac-78 presenta un daño S=16. Bajo estas condiciones es necesario realizar un tratamiento ácido para remover el daño. La figura 3.3 muestra el nuevo punto de operación.

Figura 3.3 PUNTO OPERATIVO SIN DAÑO DE LA BOMBA JET 9B



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Al remover el daño se podría recuperar una taza de petróleo de 127.4 bls/día (tabla 3.3), con una bomba Oil Master 9B.

Tabla 3.3 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

Producción al 30/09/12				Después			
BFPD	BPPD	BIPD	BSW	BFPD	BPPD	BIPD	Incremento (BPPD)
424	94	1820	77.83	574.6	127.4	1685.1	33.4

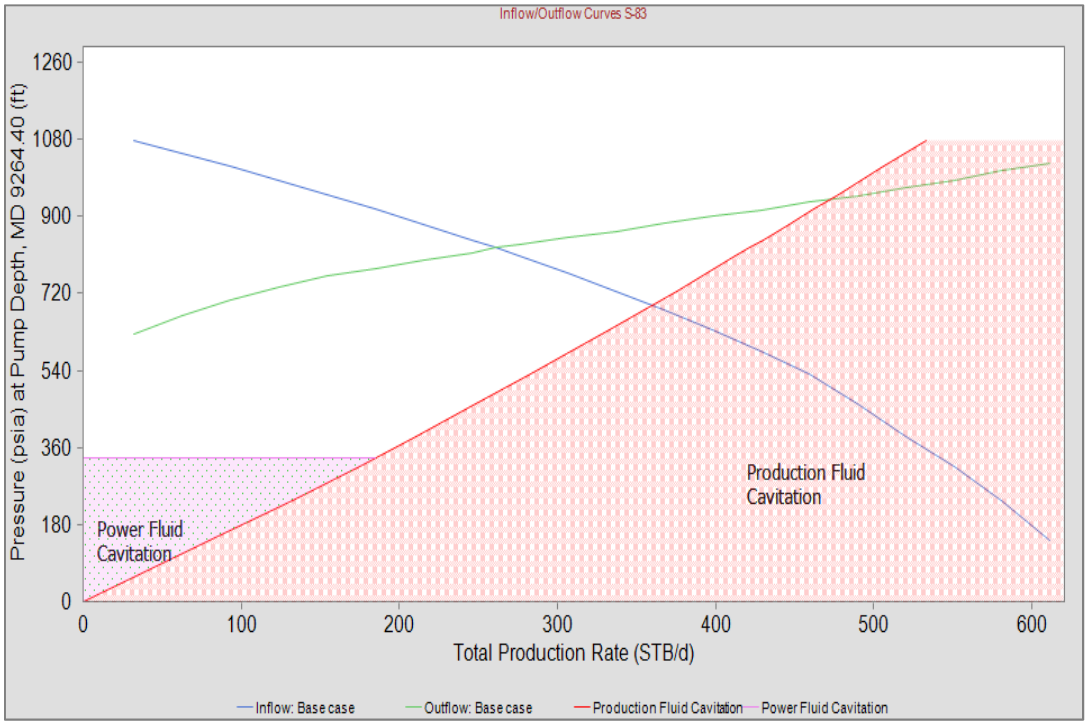
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

3.4 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-83

3.4.1 CAMBIO DE BOMBA

Se sugiere cambiar de bomba a una Oil Master con una geometría 9B, que permitirá levantar mayor cantidad de fluido, con el mismo caudal de inyección y en el punto de operación óptimo de la bomba (figura 3.4).

Figura 3.4 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 9B



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Al cambiar la bomba se podría recuperar una taza de petróleo de 161.8 bls/día (tabla 3.4) con una taza de inyección de 1620.6 bls/día, y una presión de inyección de 3602.5 psi

Tabla 3.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

Producción al 30/09/12				Después			
BFPD	BPPD	BIPD	BSW	BFPD	BPPD	BIPD	Incremento (BPPD)
145	90	1610	37.93	260.7	161.8	1620.6	71.8

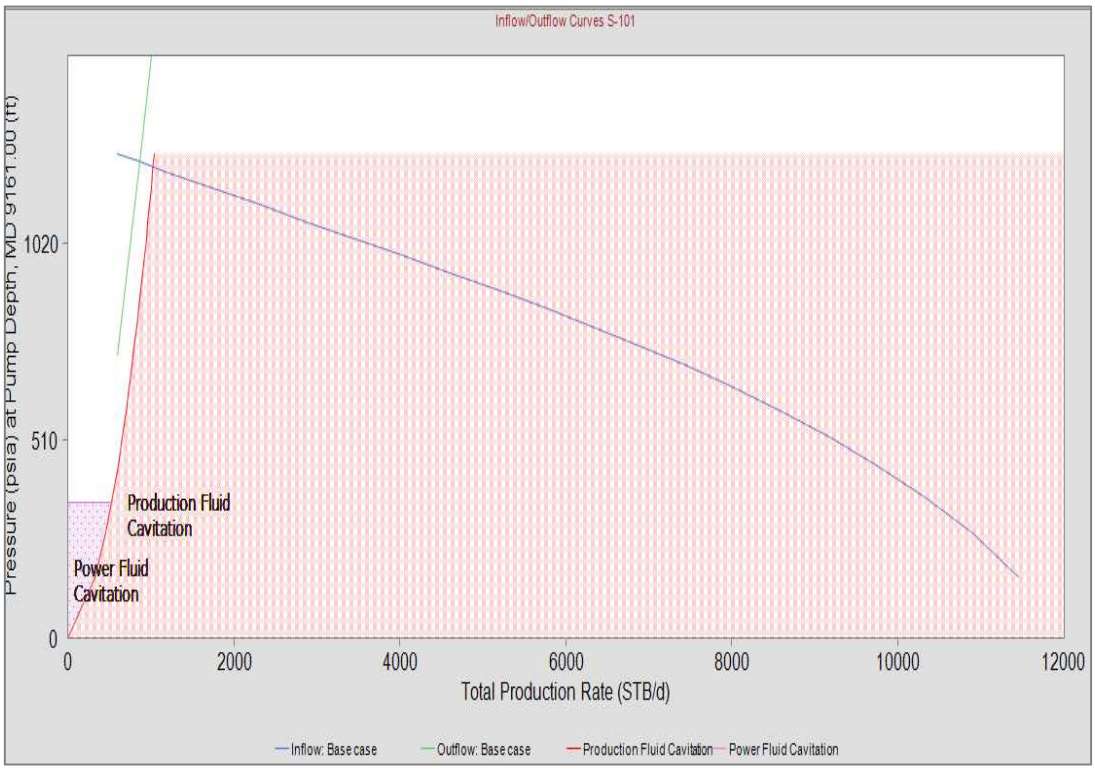
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

3.5 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-101

3.5.1 TRATAMIENTO QUÍMICO Y CAMBIO DE BOMBA

De acuerdo al último Build up el pozo Sac-101 presenta un daño S=12. Bajo estas condiciones es necesario realizar un tratamiento ácido para remover el daño. La figura 3.5 muestra el nuevo punto de operación.

Figura 3.5 PUNTO OPERATIVO SIN DAÑO DE LA BOMBA JET 9A



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Al remover el daño se podría recuperar una taza de petróleo de 295 bls/día (tabla 3.5), con una bomba Oil Master 9A.

Tabla 3.5 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

Producción al 30/09/12				Después			
BFPD	BPPD	BIPD	BSW	BFPD	BPPD	BIPD	Incremento (BPPD)
596	203.7	1626	65.82	863.1	295	1556.9	91.3

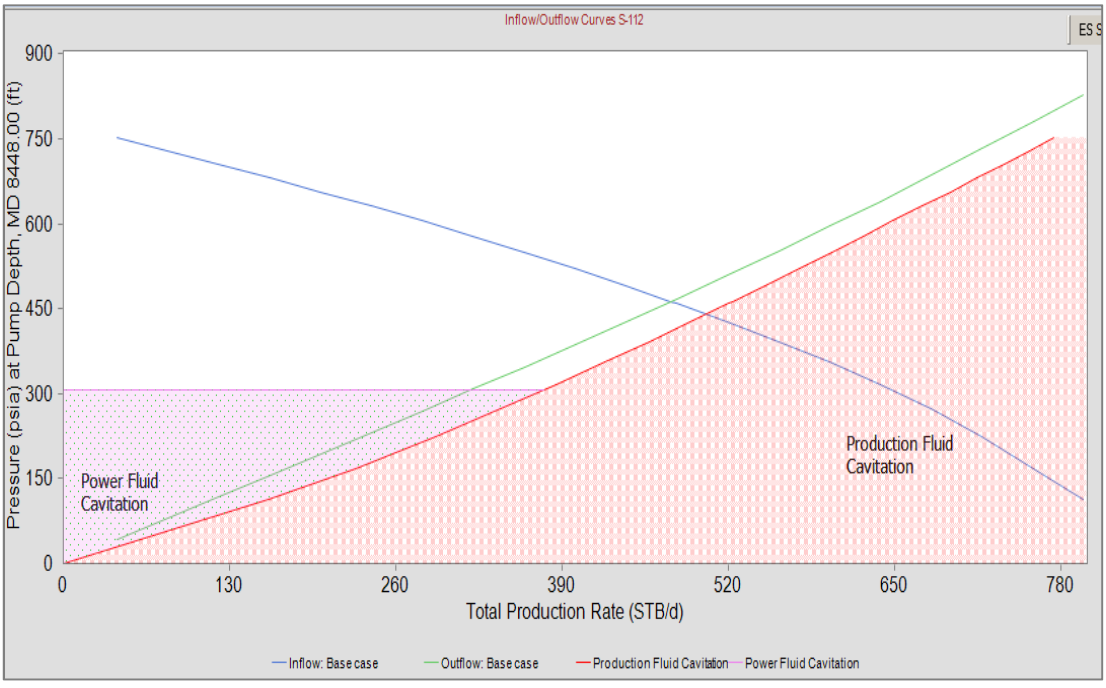
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

3.6 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-112

3.6.1 CAMBIO DE BOMBA

Se sugiere cambiar de bomba a una Guiberson con una geometría D6, que permitirá levantar mayor cantidad de fluido, con un menor caudal de inyección y en el punto de operación óptimo de la bomba (figura 3.6).

Figura 3.6 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET D6



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Al cambiar la bomba se podría recuperar una taza de petróleo de 429.2 bls/día (tabla 3.6) con una taza de inyección de 1878.5 bls/día, con la misma presión de inyección.

Tabla 3.6 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

Producción al 30/09/12				Después			
BFPD	BPPD	BIPD	BSW	BFPD	BPPD	BIPD	Incremento (BPPD)
245	220.99	1930	9.8	475.3	429.2	1878.5	208.21

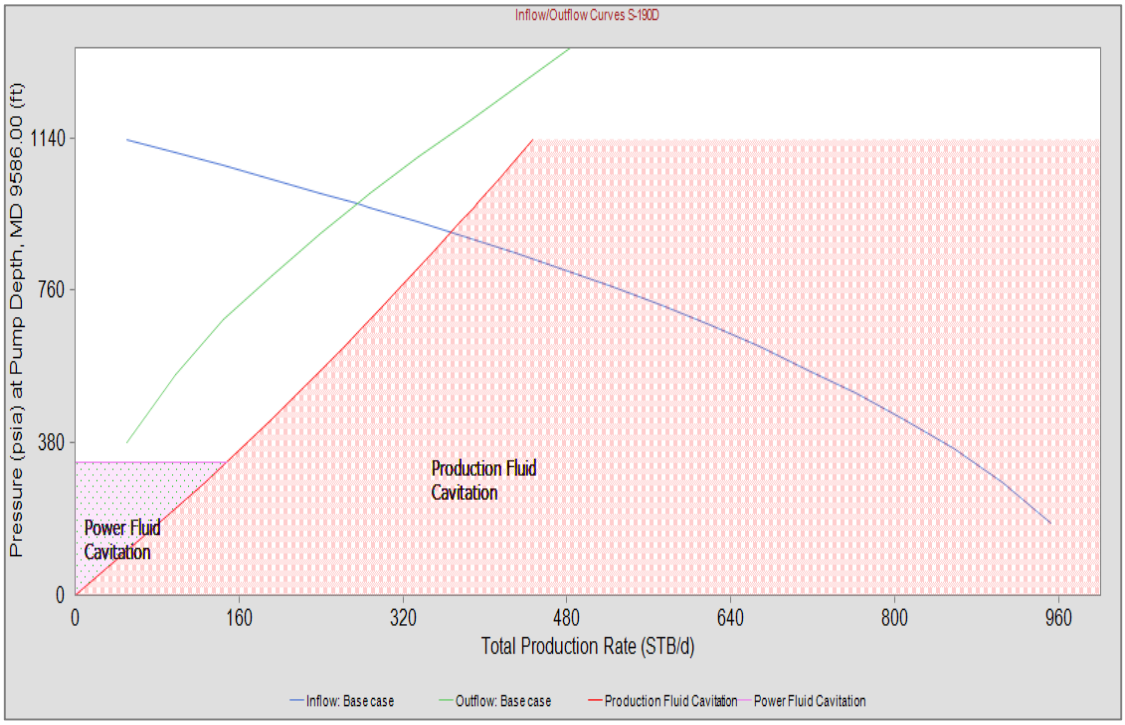
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

3.7 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-190D

3.7.1 CAMBIO DE BOMBA

Se sugiere cambiar de bomba a una Oil Master con una geometría 9A, que permitirá levantar mayor cantidad de fluido, con un menor caudal de inyección y en el punto de operación óptimo de la bomba (figura 3.7).

Figura 3.7 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET 9A



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Al cambiar la bomba se podría recuperar una taza de petróleo de 233.9 bls/día (tabla 3.7) con una taza de inyección de 1625.2 bls/día, con la misma presión de inyección.

Tabla 3.7 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

Producción al 30/09/12				Después			
BFPD	BPPD	BIPD	BSW	BFPD	BPPD	BIPD	Incremento (BPPD)
176	149.2	1835	15.24	276	233.9	1625.2	84.7

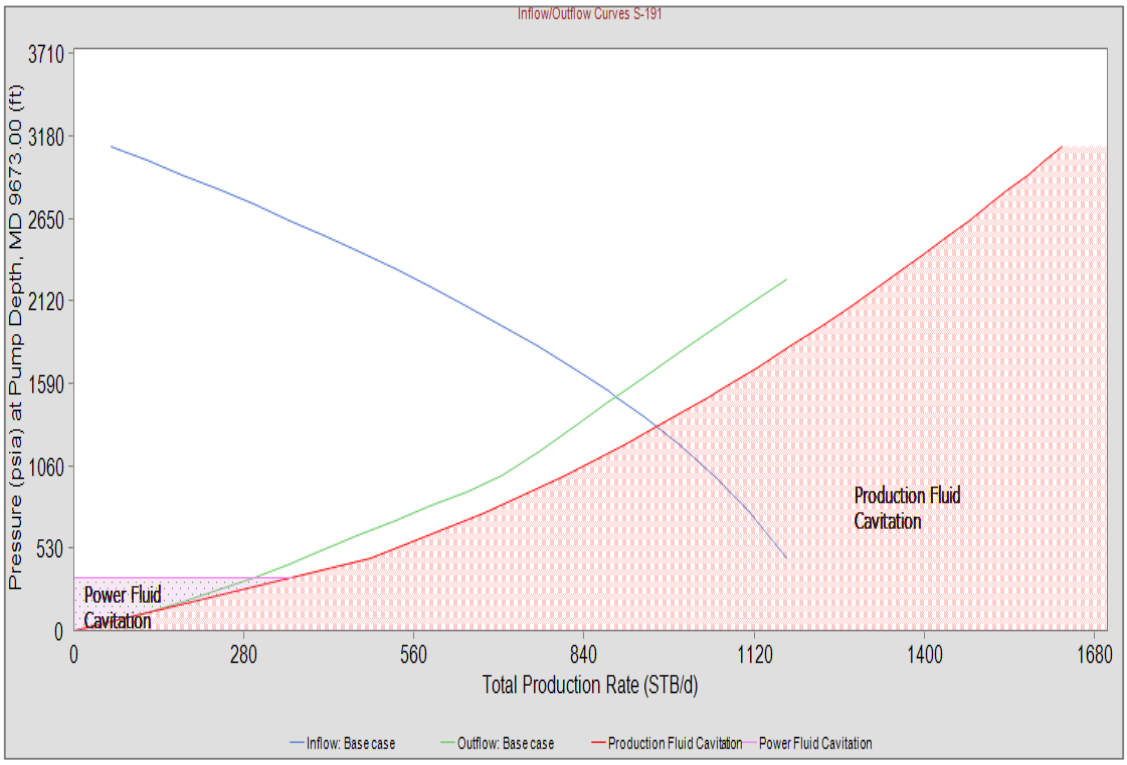
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

3.8 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-191

3.8.1 TRATAMIENTO QUÍMICO Y CAMBIO DE BOMBA

De acuerdo al último Build up el pozo Sac-191 presenta un daño S=4.8. Bajo estas condiciones es necesario realizar un tratamiento ácido para remover el daño. La figura 3.8 muestra el nuevo punto de operación.

Figura 3.8 PUNTO OPERATIVO SIN DAÑO DE LA BOMBA JET 9A



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Al remover el daño se podría recuperar una taza de petróleo de 861.8 bls/día (tabla 3.8), con una bomba Kobe 9A.

Tabla 3.8 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

Producción al 30/09/12				Después			
BFPD	BPPD	BIPD	BSW	BFPD	BPPD	BIPD	Incremento (BPPD)
238	222	2070	6.7	922.7	861.8	1823	639.8

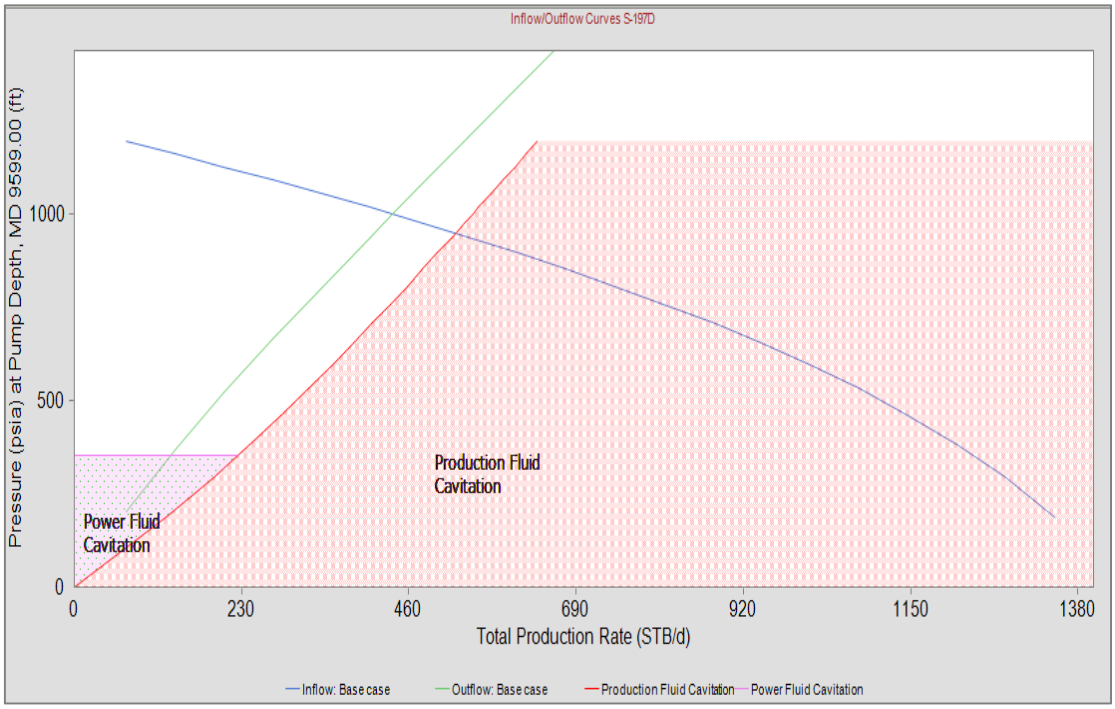
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

3.9 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-197D

3.9.1 CAMBIO DE BOMBA

Se sugiere cambiar de bomba a una Guiberson con una geometría D6, que permitirá levantar mayor cantidad de fluido, con un menor caudal de inyección y en el punto de operación óptimo de la bomba (figura 3.9).

Figura 3.9 PUNTO OPERATIVO DE LA BOMBA JET D6



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Al cambiar la bomba se podría recuperar una taza de petróleo de 285.1 bls/día (tabla 3.9) con una taza de inyección de 1834.6 bls/día, con la misma presión de inyección.

Tabla 3.9 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

Producción al 30/09/12				Después			
BFPD	BPPD	BIPD	BSW	BFPD	BPPD	BIPD	Incremento (BPPD)
174	114.1	1900	34.4	437.2	285.1	1834.6	171

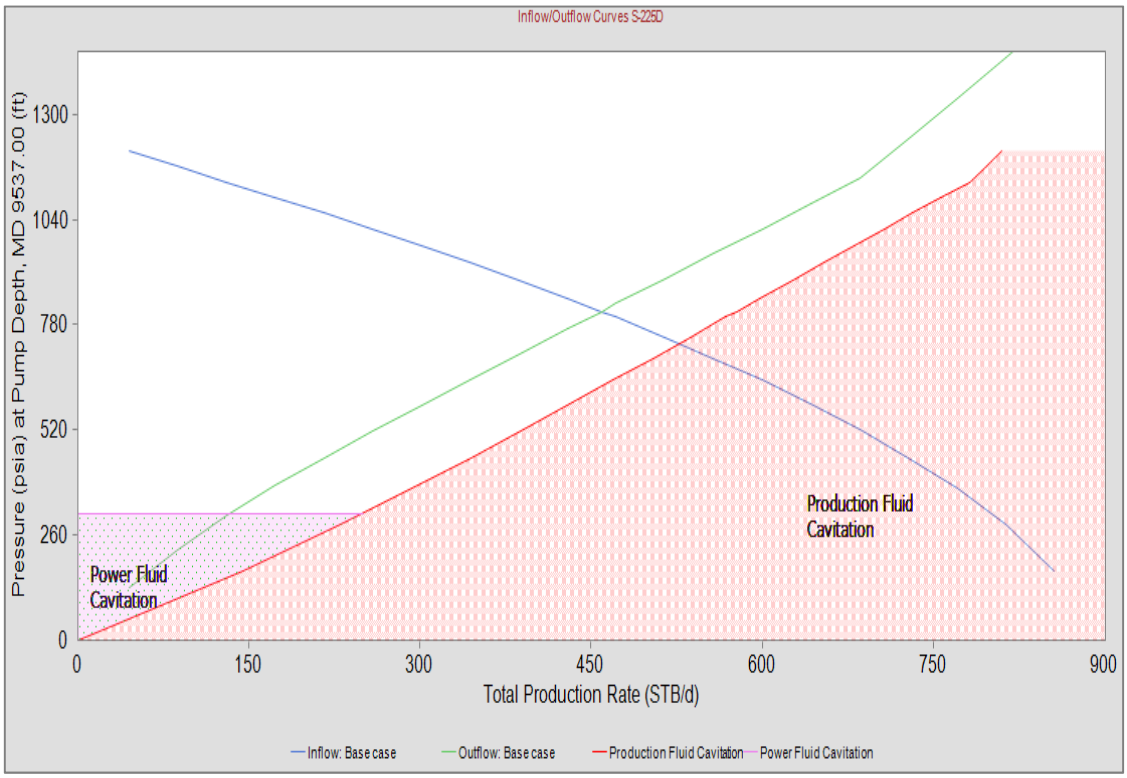
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

3.10 PROPUESTAS PARA EL POZO SAC-225D

3.10.1 TRATAMIENTO QUÍMICO Y CAMBIO DE BOMBA

De acuerdo al último Build up el pozo Sac-225D presenta un daño S=20. Bajo estas condiciones es necesario realizar un tratamiento ácido para remover el daño. La figura 3.10 muestra el nuevo punto de operación.

Figura 3.10 PUNTO OPERATIVO SIN DAÑO DE LA BOMBA JET 8A



FUENTE: Software Wellflo 2012

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Al remover el daño se podría recuperar una taza de petróleo de 435.2 bls/día (tabla 3.10), con una bomba Oil Master 8A.

Tabla 3.10 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

Producción al 30/09/12				Después			
BFPD	BPPD	BIPD	BSW	BFPD	BPPD	BIPD	Incremento (BPPD)
173	164	1595	5.2	459	435.2	1314	271.2

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO

El análisis técnico se relaciona con la cantidad de petróleo a producirse después de aplicar la propuesta planteada para cada uno de los pozos. La propuesta planteada se describe a continuación.

En la propuesta se considera eliminar el daño de formación y el cambio de geometría en la bomba de subsuelo tipo Jet y así incrementar la producción de los pozos. Es necesario realizar un build up al pozo para conocer el comportamiento de este y en base a los resultados obtenidos recomendar que tipo de trabajo se puede realizar al pozo (acidificación o un tipo de fracturamiento). Con la ayuda del software Wellflo se han seleccionado las bombas que aporten un mayor caudal de producción con el mismo caudal de inyección o incluso menor. En la tabla 4.1 se indican los resultados.

Tabla 4.1 POZOS SELECCIONADOS PARA LA PROPUESTA

Pozo	Producción al 30/09/12				Producción Esperada			
	BFPD	BPPD	BIPD	BSW	BFPD	BPPD	BIPD	Incremento
SAC-40	380	128	1680	66.32	498.8	168.7	1529.5	40.7
SAC-55	246	236.9	1410	3.66	544.7	524.7	1421.5	287.8
SAC-78	424	94	1820	77.83	574.6	127.4	1685.1	33.4
SAC-83	145	90	1610	37.93	260.7	161.8	1620.6	71.8
SAC-101	596	203.7	1626	65.82	863.1	295	1556.9	91.3
SAC-112	245	220.99	1930	9.8	475.3	429.2	1878.5	208.21
SAC-190D	176	149.2	1835	15.24	276	233.9	1625.2	84.7
SAC-191	238	222	2070	6.7	922.7	861.8	1823	639.8
SAC-197D	174	114.1	1900	34.4	437.2	285.1	1834.6	171
SAC-225D	173	164	1595	5.2	459	435.2	1314	271.2
Incremento Total de Producción (BPPD)								**1899.91**

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

El incremento en la producción de petróleo al aplicar las propuesta a cada pozo es de 1899.91 BPPD, lo que significa un aumento del 25.4% de la producción total de Sacha Central.

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo de este análisis es determinar la factibilidad económica del proyecto elaborado, así como la posibilidad efectiva de realizar la inversión en el proyecto con el menor riesgo y el mayor potencial de efectividad. Para esto, se definirán los niveles de ingresos y egresos que envuelve el proyecto.

El estudio económico se basa principalmente, en analizar inversiones, ingresos, egresos, el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), las mismas que determinan la puesta en marcha de un proyecto y al mismo tiempo nos indica si es o no rentable.

Se dice que un proyecto es rentable cuando:

- El valor actual neto es mayor que cero.
- La tasa interna de retorno, es mayor a la tasa de actualización.

El valor actual neto (VAN) es igual a la suma de los flujos de caja actualizados de cada mes, y la tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de rendimiento por periodo con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual.

4.2.1 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Existen diferentes métodos de análisis para la evaluación de proyectos, de los cuales nosotros utilizaremos los siguientes:

- Valor actual neto.
- Tasa interna de retorno.
- Relación Costo/Beneficio.

4.2.1.1 Valor Actual Neto (VAN)

Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa)

todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.[4]

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = \sum_{n=0}^{n} \frac{Fnc}{(1+i)^n} \tag{4.1}$$

Que en su forma individual se expresa:

$$VAN = VP \cdot (1+i)^n \tag{4.2}$$

Donde:

VP = Valor presente
Fnc = Flujo neto de caja
i = Tasa de actualización o descuento
n = Período de análisis

Se realiza la sumatoria de los valores actualizados de los ingresos obtenidos o del flujo de caja y se resta la inversión.

Una vez obtenido el VAN tenemos los siguientes criterios para aceptar o rechazar el proyecto:

- Si VAN > 0 (positivo) se acepta el proyecto
- Si VAN = 0 solo recupero la inversión
- Si VAN < 0 (negativo) no se acepta el proyecto

4.2.1.2 Tasa Interna De Retorno (TIR)

Está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto (VAN) es igual a cero. El VAN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

[4] http://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_neto

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR - supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.[5]

Para el cálculo de la TIR se emplea la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{n=0}^{n} \frac{Fnc}{(1+TIR)^n} - I_0 = 0 \qquad (4.3)$$

Donde:

I_0 = Inversión a realizarse en el período “cero”
Fnc = Flujo neto de caja
n = Período de análisis

Una vez obtenido el TIR tenemos los siguientes criterios para aceptar o rechazar el proyecto:

- Si TIR > i, acepto el proyecto
- Si TIR < i, no acepta el proyecto

4.2.1.3 Relación Costo/Beneficio

La relación Costo/Beneficio (RCB), nos muestra de forma clara, la rentabilidad de un proyecto considerando los ingresos generados, los gastos y la inversión, todos calculados en el período de la inversión.[6]

$$RCB = \frac{Ingresos(actualizados)}{Costos(actualizados) + Inversión} \qquad (4.3)$$

[5] http://es.wikipedia.org/wiki/Tasa_interna_de_retorno
[6] http://trabajodegradoaleida.blogdiario.com/1195222980/

Una vez obtenido el RCB tenemos los siguientes criterios para aceptar o rechazar el proyecto:

- C/B > 1 implica que los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es aconsejable.
- C/B = 1 implica que los ingresos son iguales que los egresos, en este caso el proyecto es indiferente.
- C/B < 1 implica que los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es aconsejable.

4.2.2 COSTOS E INVERSIÓN DEL PROYECTO

Se incluyen los costos de los trabajos a realizarse de acuerdo con el análisis técnico, el tiempo de duración de los trabajos y la producción de petróleo a recuperarse por los trabajos propuestos en cada pozo.

En la tabla 4.2 se presentan los costos de un trabajo típico para el cambio de geometría de la bomba jet de fondo, que serán aplicados a los pozos objeto de análisis en este estudio.

Tabla 4.2 COSTOS ESTIMADOS PARA CAMBIO DE BOMBA

Supervisión y transporte	1348.72
Técnico de operación (día o fracción)	400
Nueva geometría (tobera + garganta + carcaza)	17750
Camión pluma (cargo básico 8 horas)	1175
Procedimiento de cambio de bomba jet (reversada + bajada de bomba)	886.63
Limpieza reparación, desensamblaje y ensamblaje de bomba jet	255
Contingencias (+/-20%)	4363.07
Total (USD)	26178.42

FUENTE: Costos estimados de la lista de precios de Rio Napo.
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

En la tabla 4.3 se presentan los costos de un trabajo típico para tratamiento químico sin torre, que serán aplicados a los pozos objeto de análisis en este estudio.

Tabla 4.3 COSTOS ESTIMADOS PARA TRATAMIENTO QUÍMICO

Químicos	5000
Unidad de bombeo	8000
Unidad de wireline	4000
Servicio BH	2000
Vaccum	800
Contingencias (+/-20%)	3960
Total (USD)	23760

FUENTE: Costos estimados de la lista de precios de Rio Napo.
ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

4.2.3 INGRESOS

Los ingresos se obtienen multiplicando el precio del barril de petróleo por el número de barriles a ser producidos cada mes.

De acuerdo con los historiales de producción del campo se estima que su declinación de producción es del 20.7% anual. Con lo que para el proyecto se establece una declinación mensual del 1.72%, con el período mensual considerado de 30 días y el período semanal de 7 días.

4.2.4 EGRESOS

Los egresos mensuales constituyen la suma entre los costos del trabajo de reacondicionamiento típico para el cambio de geometría de la bomba jet de fondo de los pozos productores y el costo de futuros reacondicionamientos, donde el costo operativo de producción es de 7.6 USD por barril.

El monto total de la ejecución del proyecto asciende a 249692.1 USD.

4.2.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA

En la evaluación económica de este proyecto, se han establecido las siguientes consideraciones:

- Se estima una tasa de actualización anual al 12% (con una tasa de actualización del 1%)
- No se considera depreciación contable de los equipos, puesto que no intervienen los impuestos fiscales.
- La estimación del costo operativo de producción por barril de petróleo es de 7.6 USD/bl.
- La declinación de producción del campo está en un promedio de 20.7% anual, Por lo tanto el proyecto se establece una declinación mensual de 1.72% considerando un periodo mensual de 30 días.
- El análisis se realizará para precios de barril de petróleo de 97 USD (Precio al mes de Mayo del 2013), 85 USD precio pesimista y 105 USD precio optimista de producción proyectado para finales del año 2013 (Según EP PETROECUADOR).
- Los costos de trabajos de cambio de geometría son estimados de acuerdo a resultados de trabajos similares, realizados en otros pozos en el Área Sacha, por lo que pueden estar sobre estimados.
- En el costo operativo no se incluye el costo de reparación por cualquier evento de cierre de pozo.
- El porcentaje de contingencia a trabajarse es de +/- 20 %.

Para realizar el tratamiento químico y/o el cambio de geometría en el sistema de bombeo hidráulico con el objetivo que las bombas trabajen dentro del rango operativo e incrementar la producción, se considera el precio del barril de petróleo de 105 USD, 85 USD y 97 USD, como estimaciones al cambio del valor del crudo, luego se realiza el análisis económico obteniéndose los siguientes resultados como se puede observar en la tabla 4.4.

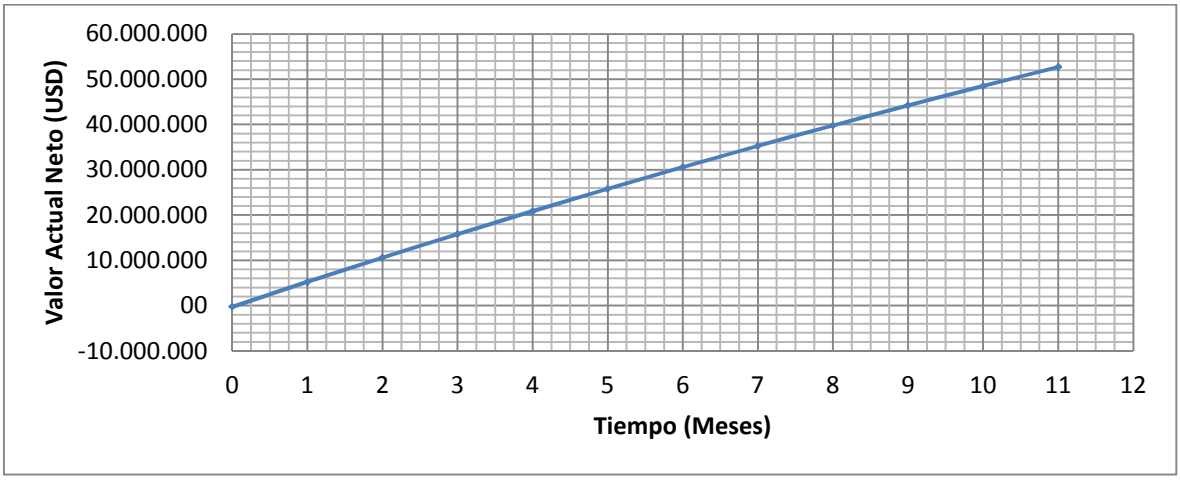
Tabla 4.4 RESULTADOS EVALUACIÓN ECONÓMICA

Indicador Financiero	Precio Del Barril De Petróleo, USD		
	105 USD	85 USD	97 USD
VAN, USD	52694773.6	41823220.1	48346152.2
TIR	2199%	1747%	2018%
RCB	13.0	10.5	12.0

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

En la figura 4.1 se puede observar que el tiempo en el que se recupera la inversión utilizando el precio del barril de petróleo de 105 USD es de 1.36 días, adicionalmente se observa que los valores del VAN, TIR y C/B detallados en la tabla 4.4 están dentro de los valores permitidos por lo que se considera rentable la aplicación del proyecto.

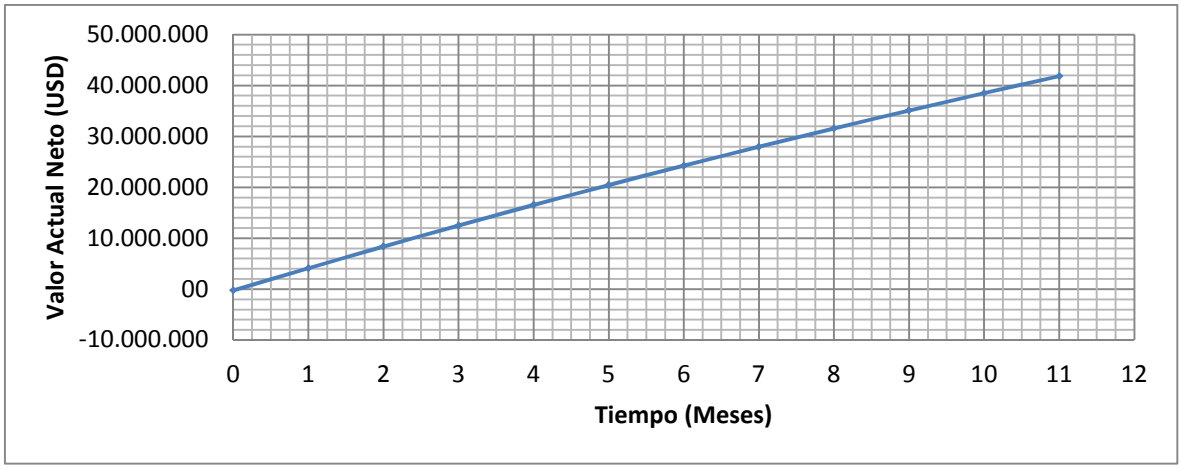
Figura 4.1 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (105 USD)



ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

En la figura 4.2 se observa el tiempo en el que se recupera la inversión utilizando el precio del barril de petróleo de 85 USD es de 1.71 días, adicionalmente se observa que los valores del VAN, TIR y C/B detallados en la tabla 4.4 están dentro de los valores permitidos por lo que se considera rentable la aplicación del proyecto.

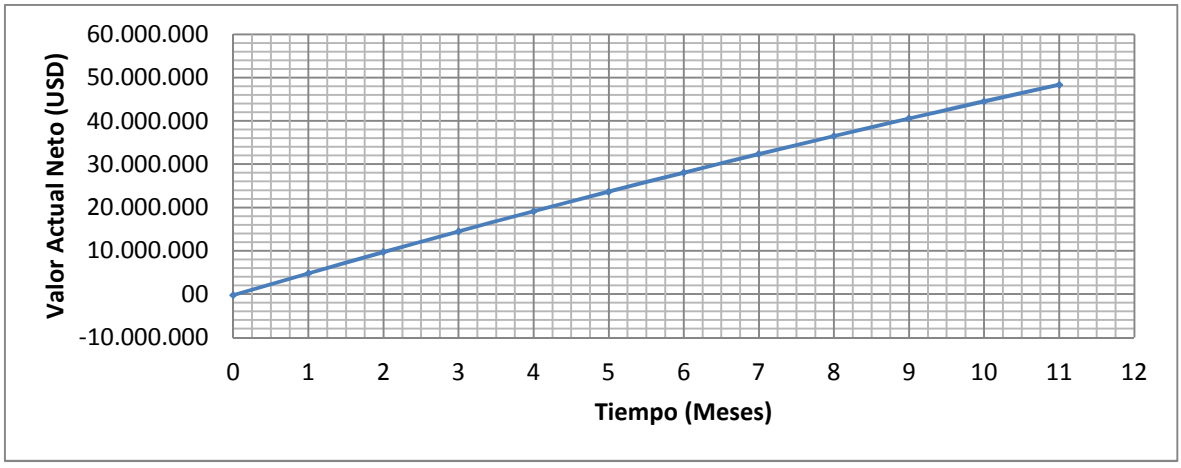
Figura 4.2 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (85 USD)



ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

En la figura 4.3 se puede observar el tiempo en el que se recupera la inversión utilizando el precio del barril de petróleo de 97 USD es de 1.48 días, se observa que los valores del VAN, TIR y C/B detalladas en la tabla 4.4 están dentro del rango por lo que se considera rentable la aplicación del proyecto.

Figura 4.3 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (97 USD)



ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Tabla 4.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO, A 105 USD

MES	PERÍODO	Pozos a intervenir	Incremento de Produccion Total	Produccion Mensual con declinación	Ingresos Mensuales	Costo Trat. Quim. Y Cambio de Bomba	Costo Operativo	Egreso Total	Ingresos Actualizados	Egreso Actualizado	Egreso Actualizado acumulado	Flujo de Caja Actualizado	Flujo de Caja Actualizado Acumulado
			BPPD	BPPM	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD
1	0	10	0	0	0	249692.1	0	249692.1	0	249692.1	249692.1	-249692.1	-249692.1
2	1	0	1899.9	56997.3	5984716.5	0	433179.5	433179.5	5925461.9	428890.6	678582.7	5496571.3	5246879.2
3	2	0	1867.2	56016.9	5881779.4	0	425728.8	425728.8	5765885.1	417340.3	1095922.9	5348544.8	10595424.0
4	3	0	1835.1	55053.5	5780612.8	0	418406.3	418406.3	5610605.8	406101.0	1502023.9	5204504.8	15799928.9
5	4	0	1803.6	54106.5	5681186.2	0	411209.7	411209.7	5459508.3	395164.4	1897188.3	5064343.9	20864272.7
6	5	0	1772.5	53175.9	5583469.8	0	404136.9	404136.9	5312480.0	384522.4	2281710.7	4927957.6	25792230.3
7	6	0	1742.0	52261.3	5487434.1	0	397185.7	397185.7	5169411.2	374166.9	2655877.6	4795244.3	30587474.6
8	7	0	1712.1	51362.4	5393050.3	0	390354.1	390354.1	5030195.4	364090.3	3019967.9	4666105.0	35253579.7
9	8	0	1682.6	50479.0	5300289.8	0	383640.0	383640.0	4894728.7	354285.1	3374253.1	4540443.6	39794023.3
10	9	0	1653.7	49610.7	5209124.8	0	377041.4	377041.4	4762910.3	344744.0	3718997.0	4418166.3	44212189.6
11	10	0	1625.2	48757.4	5119527.9	0	370556.3	370556.3	4634641.8	335459.8	4054456.8	4299182.0	48511371.6
12	11	0	1597.3	47918.8	5031472.0	0	364182.7	364182.7	4509827.7	326425.6	4380882.4	4183402.1	52694773.6
	Total		**19191.3**	**575739.7**	**60452663.7**		**4375621.4**	**4625313.5**	**57075656.1**	**4380882.4**		**52694773.6**	

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Tabla 4.6 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO, A 85 USD

MES	PERÍODO	Pozos a intervenir	Incremento de Produccion Total	Produccion Mensual con declinación	Ingresos Mensuales	Costo Trat. Quim. Y Cambio de Bomba	Costo Operativo	Egreso Total	Ingresos Actualizados	Egreso Actualizado	Egreso Actualizado acumulado	Flujo de Caja Actualizado	Flujo de Caja Actualizado Acumulado
			BPPD	BPPM	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD
1	0	10	0	0	0	249692.1	0	249692.1	0	249692.1	249692.1	-249692.1	-249692.1
2	1	0	1899.9	56997.3	4844770.5	0	433179.5	433179.5	4796802.5	428890.6	678582.7	4367911.9	4118219.8
3	2	0	1867.2	56016.9	4761440.4	0	425728.8	425728.8	4667621.3	417340.3	1095922.9	4250281.0	8368500.8
4	3	0	1835.1	55053.5	4679543.7	0	418406.3	418406.3	4541919.0	406101.0	1502023.9	4135818.0	12504318.8
5	4	0	1803.6	54106.5	4599055.5	0	411209.7	411209.7	4419602.0	395164.4	1897188.3	4024437.5	16528756.3
6	5	0	1772.5	53175.9	4519951.8	0	404136.9	404136.9	4300579.0	384522.4	2281710.7	3916056.7	20444813.0
7	6	0	1742.0	52261.3	4442208.6	0	397185.7	397185.7	4184761.4	374166.9	2655877.6	3810594.5	24255407.5
8	7	0	1712.1	51362.4	4365802.6	0	390354.1	390354.1	4072062.9	364090.3	3019967.9	3707972.6	27963380.1
9	8	0	1682.6	50479.0	4290710.8	0	383640.0	383640.0	3962399.4	354285.1	3374253.1	3608114.3	31571494.4
10	9	0	1653.7	49610.7	4216910.6	0	377041.4	377041.4	3855689.3	344744.0	3718997.0	3510945.3	35082439.7
11	10	0	1625.2	48757.4	4144379.7	0	370556.3	370556.3	3751852.9	335459.8	4054456.8	3416393.1	38498832.8
12	11	0	1597.3	47918.8	4073096.4	0	364182.7	364182.7	3650812.9	326425.6	4380882.4	3324387.3	41823220.1
			19191.3	**575739.7**	**48937870.6**		**4375621.4**	**4625313.5**	**46204102.5**	**4380882.4**		**41823220.1**	

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

Tabla 4.7 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO, A 97 USD

MES	PERÍODO	Pozos a intervenir	Incremento de Produccion Total	Produccion Mensual con declinación	Ingresos Mensuales	Costo Trat. Quim. Y Cambio de Bomba	Costo Operativo	Egreso Total	Ingresos Actualizados	Egreso Actualizado	Egreso Actualizado acumulado	Flujo de Caja Actualizado	Flujo de Caja Actualizado Acumulado
			BPPD	BPPM	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD
1	0	10	0	0	0	249692.1	0	249692.1	0	249692.1	249692.1	-249692.1	-249692.1
2	1	0	1899.9	56997.3	5528738.1	0	433179.5	433179.5	5473998.1	428890.6	678582.7	5045107.5	4795415.4
3	2	0	1867.2	56016.9	5433643.8	0	425728.8	425728.8	5326579.6	417340.3	1095922.9	4909239.3	9704654.7
4	3	0	1835.1	55053.5	5340185.1	0	418406.3	418406.3	5183131.1	406101.0	1502023.9	4777030.1	14481684.8
5	4	0	1803.6	54106.5	5248333.9	0	411209.7	411209.7	5043545.8	395164.4	1897188.3	4648381.4	19130066.2
6	5	0	1772.5	53175.9	5158062.6	0	404136.9	404136.9	4907719.6	384522.4	2281710.7	4523197.2	23653263.4
7	6	0	1742.0	52261.3	5069343.9	0	397185.7	397185.7	4775551.3	374166.9	2655877.6	4401384.4	28054647.8
8	7	0	1712.1	51362.4	4982151.2	0	390354.1	390354.1	4646942.4	364090.3	3019967.9	4282852.1	32337499.8
9	8	0	1682.6	50479.0	4896458.2	0	383640.0	383640.0	4521797.0	354285.1	3374253.1	4167511.9	36505011.7
10	9	0	1653.7	49610.7	4812239.1	0	377041.4	377041.4	4400021.9	344744.0	3718997.0	4055277.9	40560289.6
11	10	0	1625.2	48757.4	4729468.6	0	370556.3	370556.3	4281526.2	335459.8	4054456.8	3946066.5	44506356.1
12	11	0	1597.3	47918.8	4648121.8	0	364182.7	364182.7	4166221.8	326425.6	4380882.4	3839796.1	48346152.2
			19191.3	**575739.7**	**55846746.4**		**4375621.4**	**4625313.5**	**52727034.7**	**4380882.4**		**48346152.2**	

ELABORADO POR: Luis Carlos Simbaña Marquinez.

4.2.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

De los resultados finales obtenidos de los tres casos se puede ver que los valores más altos de tasa interna de retorno y valor actual neto se tiene en el primer caso ya que este es el mayor precio referencial tomado (105 dólares)

Por el contrario los valores menores de tasa interna de retorno y valor actual neto se obtienen con el precio de crudo más bajo que es de 85 dólares, sin embargo aún con este valor el proyecto es muy rentable debido a que el TIR es mucho mayor al 100% por lo tanto la recuperación de la inversión se refleja en el primer mes de evaluación.

Concluyendo que si el precio del petróleo en cualquier momento de la inversión sea este valor alto o bajo el proyecto es rentable, por lo que la recuperación se dará en los primeros meses de producción del petróleo.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El Campo Sacha administrado por RIO NAPO CEM, posee un alto índice de producción. En la actualidad produce mensualmente 1.890.330 bls de crudo mediano.

- El mecanismo de producción de las arenas de la formación Hollín es por empuje hidráulico, mientras que las arenas de la formación Napo producen por gas en solución y empuje parcial de agua.

- El principal método de Levantamiento Artificial en los pozos que confluyen a la estación Sacha Central es el Bombeo Hidráulico Tipo Jet con el 77.8% de pozos productores, por lo que éste sistema requiere de mayor atención y preocupación, debido a que la producción depende del correcto y adecuado funcionamiento de los equipos instalados en los pozos.

- Bajo las condiciones que se opera los pozos con bombeo hidráulico de Sacha Central, se observa que es mucho mayor la cantidad de fluido motriz que se inyecta (39840 BIPD) en comparación a la cantidad de crudo producido (5690 BPPD), teniendo una relación de barriles inyectados a barriles producidos de 7, que indica que por cada barril de petróleo producido se debe inyectar 7 barriles de fluido motriz.

- El Software WELLFLO nos permite modelar el comportamiento de un pozo mediante la generación del IPR del pozo, la selección de la bomba jet y análisis nodal.

- Al realizar el Análisis Nodal con el software WELLFLO, a los pozos seleccionados Sac-40, Sac-55, Sac-78, Sac-83, Sac-101, Sac-112, Sac-190D, Sac-191, Sac-197D y Sac-225D que cuentan con el sistema de bombeo hidráulico, se pudo determinar, mediante los gráficos de cada

bomba, que se encuentran trabajando fuera del rango operativo de producción y de la verdadera aportación del yacimiento, por lo que la declinación de producción puede ser debido a la presencia de daño de formación, presencia de escala o parafinas en el sistema de producción.

- De acuerdo a los historiales de producción de cada uno de los pozos, se observa en varias ocasiones, la declinación de la producción por lo que se realizó un continuo cambio de bombas encontrando la presencia de escala, sólidos e incrustaciones que perjudican el buen funcionamiento de la bomba.

- El incremento en la producción que se tendrá luego de realizar el cambio de geometría en los pozos Sac-40, Sac-55, Sac-78, Sac-83, Sac-101, Sac-112, Sac-190D, Sac-191, Sac-197D y Sac-225D es de 2754.31 BPPD, y al remover el daño de formación de los pozos Sac-40, Sac-78, Sac-101, Sac-112, Sac-191 y Sac-225 el incremento es de 2255.21 BPPD.

- Del estudio económico se obtuvo que la inversión total es de 249692.1 dólares, recuperando la inversión en el primer mes de iniciado el mismo con un flujo neto de caja actualizado positivo.

- La propuesta presentada resulta rentable puesto que tiene un TIR de 1747 % y un VAN de 41823220.1 dólares a un precio del barril de petróleo de 85 dólares, siendo este el peor de los escenarios utilizado en el análisis económico.

5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar pruebas de restauración de presión en los pozos que poseen Build up´s muy antiguos como el Sac-55, Sac-101, Sac-112, Sac.190D, Sac-191, Sac-197D, y Sac 225D, porque el modelo simulado del pozo no representará de manera eficiente el comportamiento del mismo desde el reservorio hasta superficie. Estas pruebas definen factores importantes del reservorio o arena como la presión estática, presión de fondo fluyente y la tasa de producción a esas presiones.

- Realizar análisis PVT del campo en estudio con el fin de actualizar los datos existentes, puesto que la mayoría de ellos son muy antiguos.

- Es recomendable realizar un rediseño de los equipos de subsuelo en todos los pozos con Bombeo Hidráulico, ya que las condiciones del reservorio van cambiando a medida que el pozo produce a lo largo del tiempo, lo que provoca que los equipos instalados no trabajen bajo condiciones adecuadas para su funcionamiento.

- Se recomienda realizar un tratamiento químico eficiente para eliminar la formación de incrustaciones, escala y el incremento de sólidos que tapan la bomba y no le dejan trabajar de una manera eficiente, además que al realizar tratamiento químico a los pozos se eliminarán los problemas que se presentan en la cara de la formación.

- Una vez concluido los trabajos de tratamiento químico es recomendable tomar una prueba Build up a los pozos Sac-40, Sac-78, Sac-101, Sac-112, Sac-191 y Sac-225D, con la cual se podrá corroborar la situación de los pozos con respecto al daño.

- Se recomienda realizar una simulación matemática del campo Sacha para determinar el verdadero valor de reservas, además es aconsejable realizar un análisis nodal cada 6 meses para tener un monitoreo constante del funcionamiento de los pozos y así tomar medidas correctivas en el caso de ser requeridas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **BAKER HUGES – CENTRILIFT**. Introducción al diseño de equipo bombeo electrosumergible

- **BEGGS, DALE**, “Production Optimization using Nodal Analysis”

- **CENTRILIFT** “Submersible pump handbook” 2001.

- **CRAFT B. C. y HAWKINS M. F.** Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Del Departamento de Ingeniería de Petróleos de la Universidad del Estado de Lousiana. Editorial Tecnos. Madrid.

- **KERMIT R. BROWN;** “The Technology of Artificial Lift methods”, Oklahoma 1984, Volumen 4 of Production Optimization of oil and gas wells by Nodal Systems Analysis, University of Tulsa.

- **LUCIO CARRILLO**, (2006) Ingeniería de reservorios, Universidad Nacional de Ingeniería.

- **MARCELO HIRSCHFELDT - OIL PRODUCTION**. Nota técnica “Análisis de un sistema de producción y Análisis nodal”.

- **MELO VINICIO**. (2007), “Folleto de Levantamiento Artificial”. Quito.

- **PAMELA HINOJOSA – HUMBERTO GOYES**. “Estudio para optimizar el sistema de Bombeo Electrosumergible en la Producción de Petróleo del Área Lago Agrio”. (2012)

- **PEÑAFIEL JANINA**. “Optimización de bombeo electrosumergible en la producción de petróleo en el área Shushufindi”. (2008)

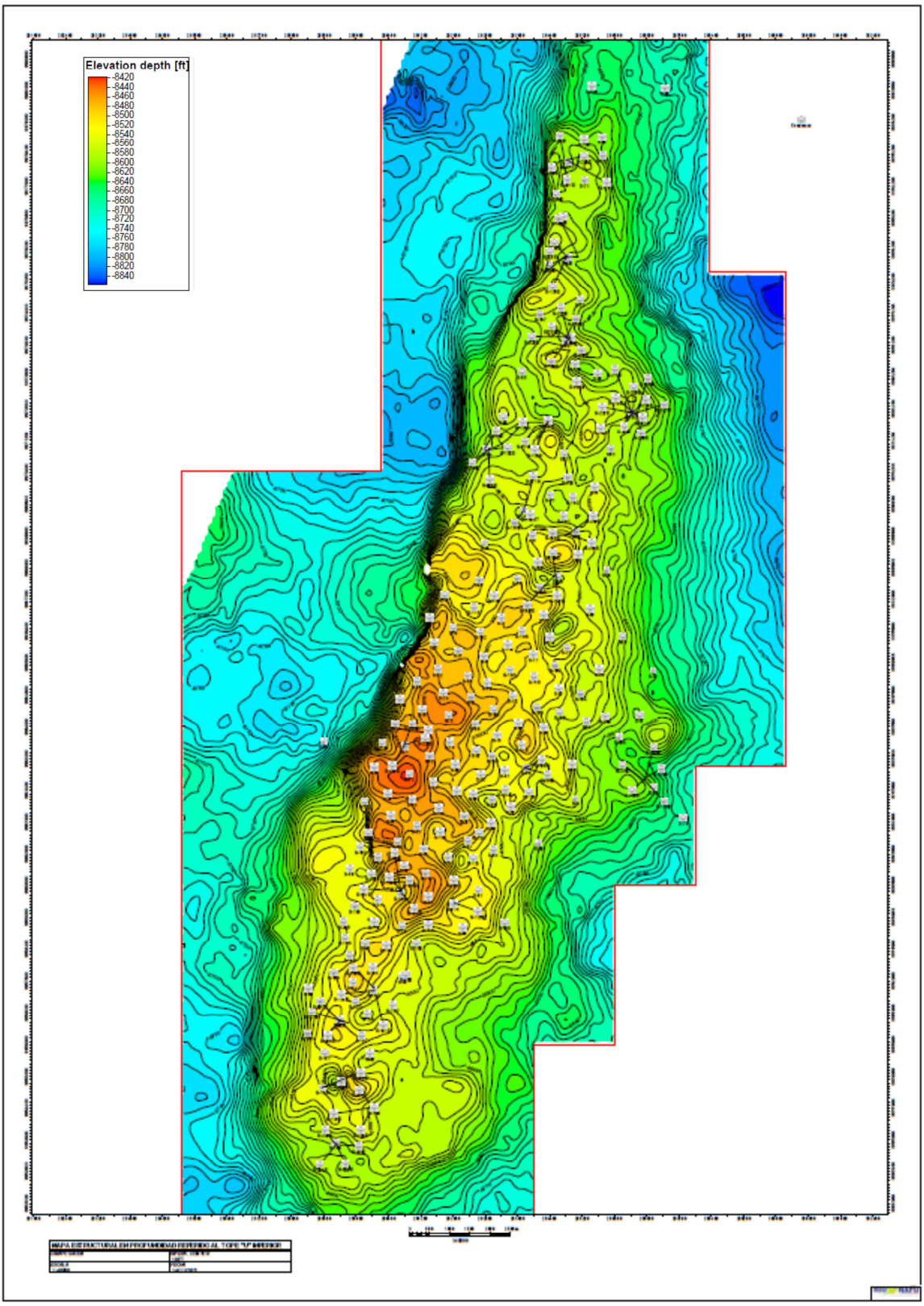
- **RICARDO MAGGIOLO**. (2008) “Optimización de la producción mediante Análisis nodal”.

ANEXOS

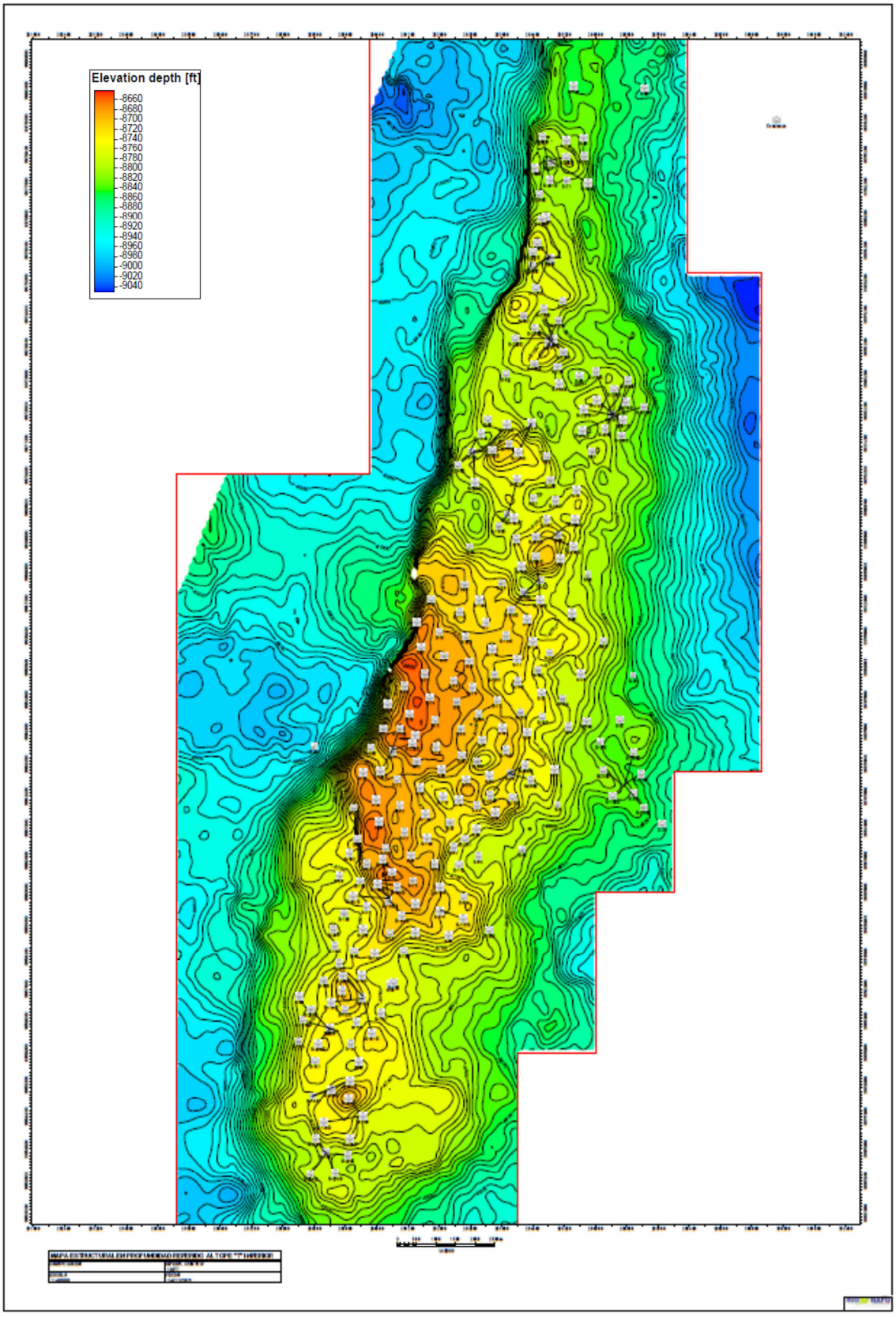
ANEXOS N° 1

MAPAS

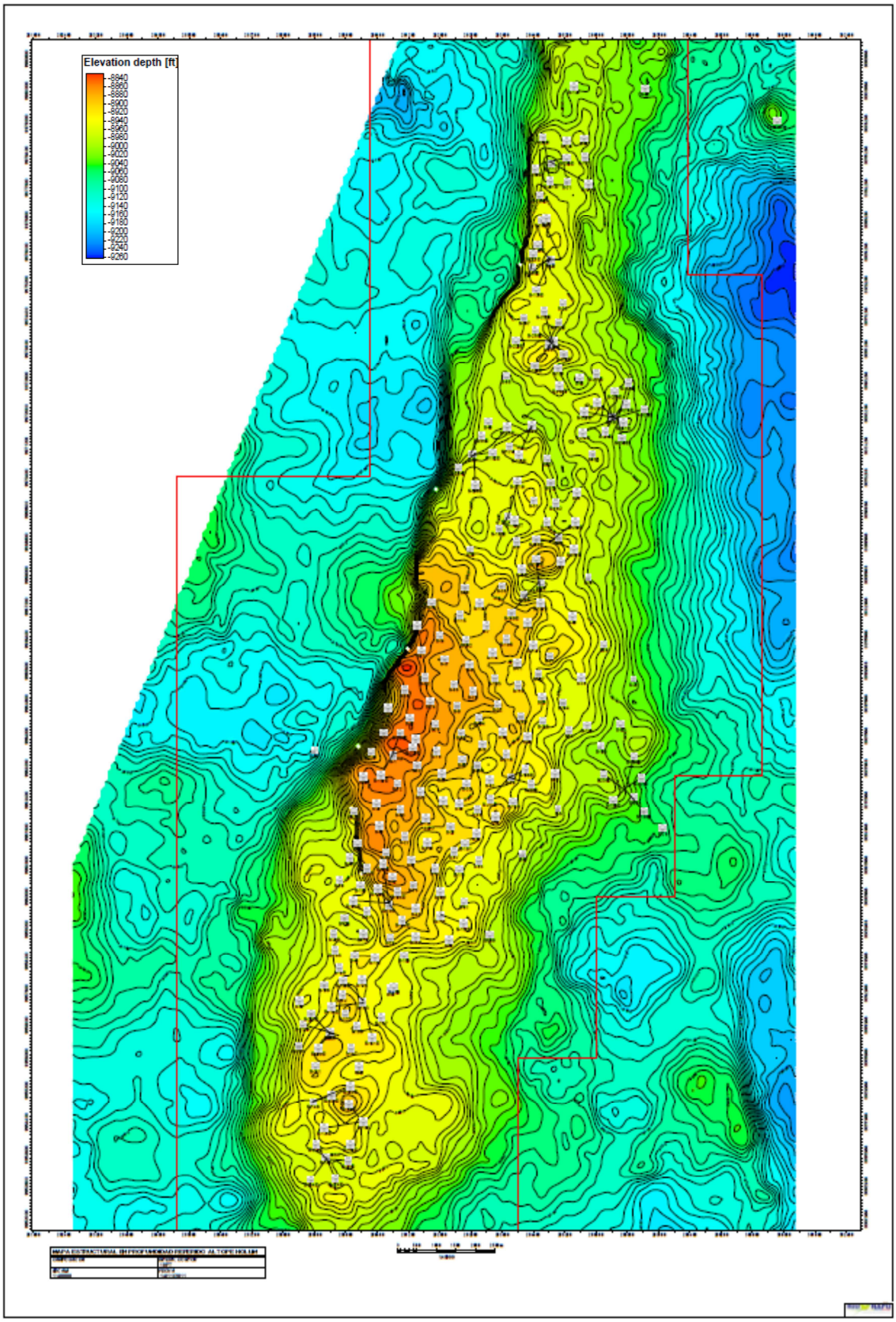
MAPA ESTRUCTURAL ARENA “U”



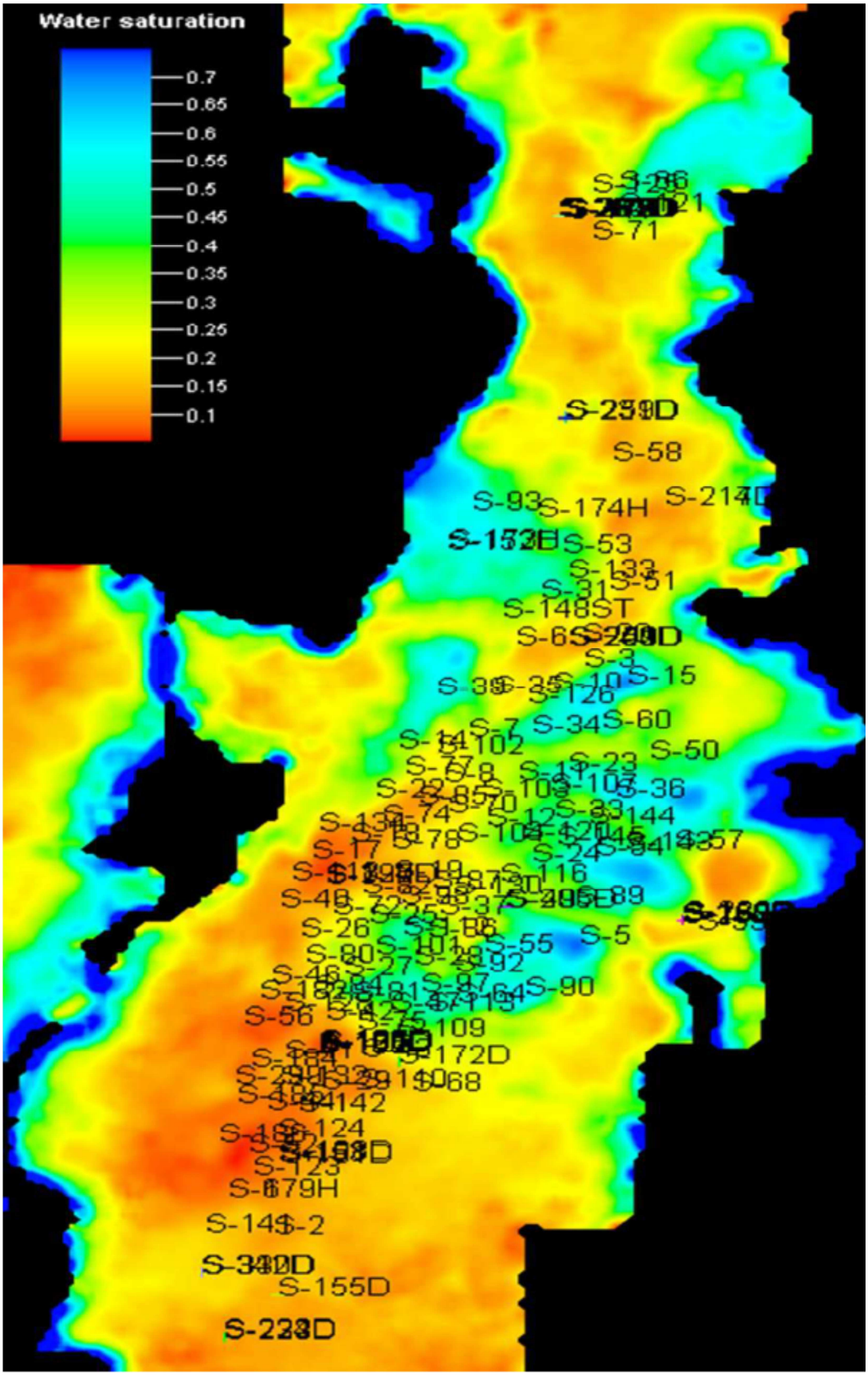
MAPA ESTRUCTURAL ARENA “T”



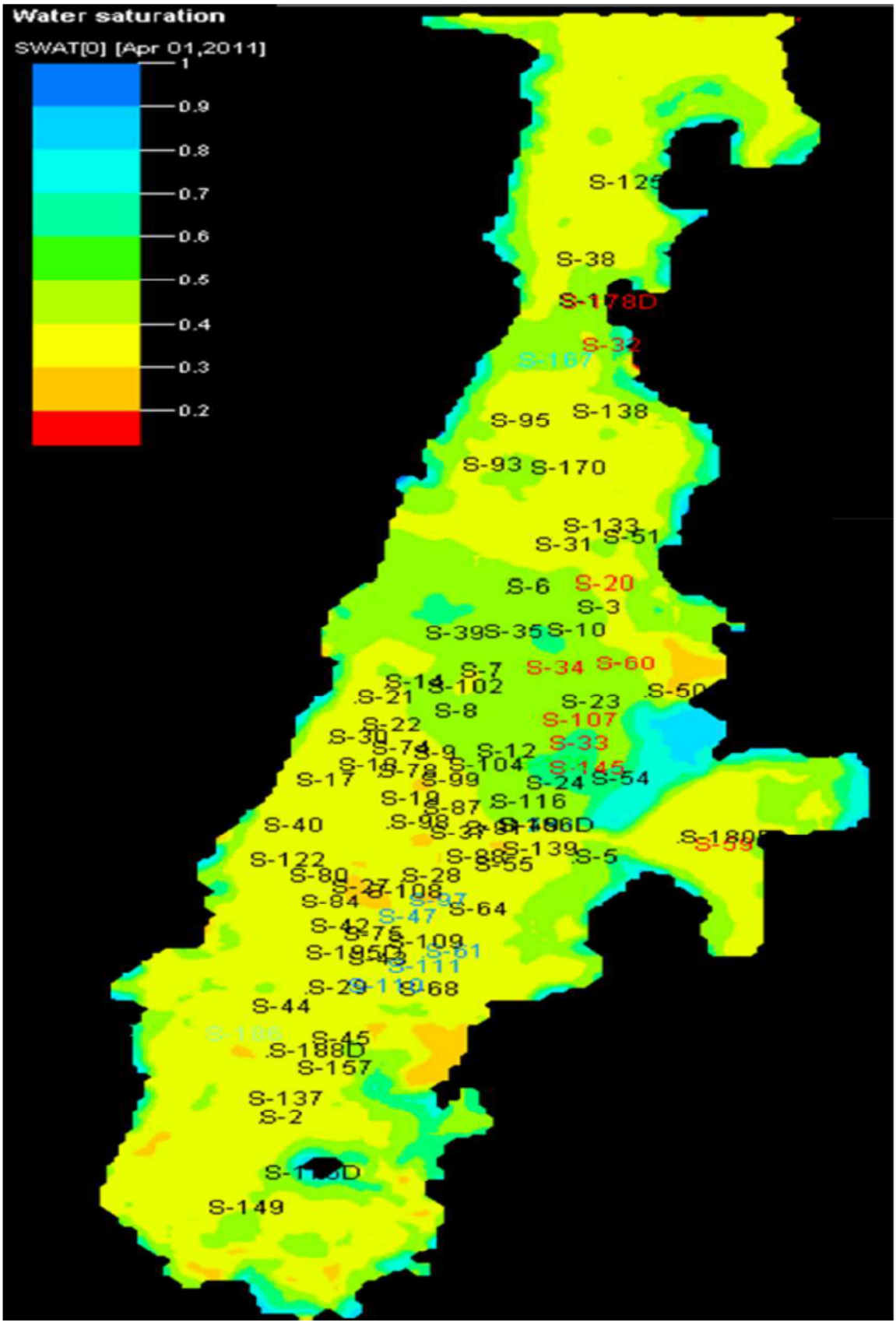
MAPA ESTRUCTURAL ARENA “HOLLÍN”



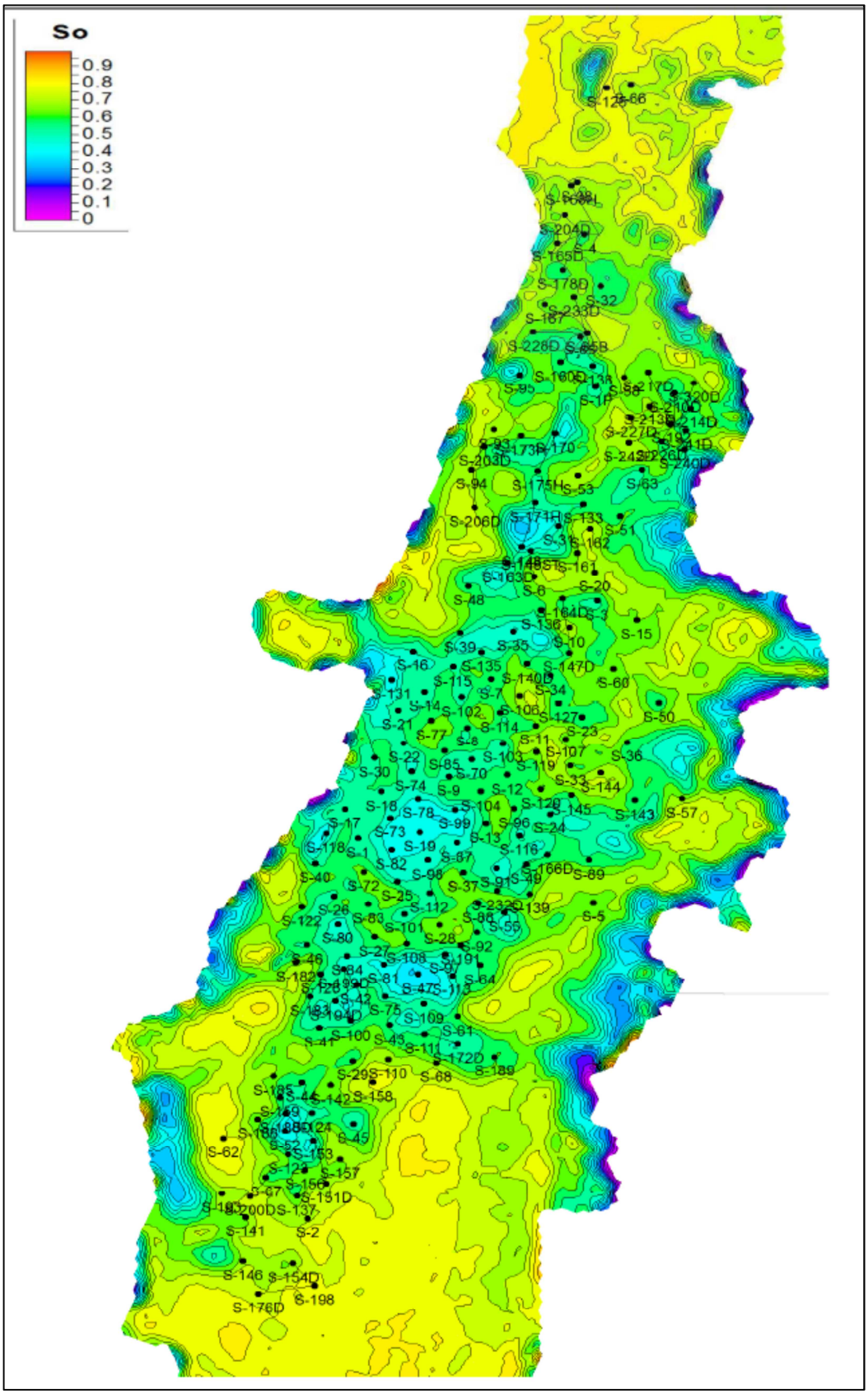
MAPA DE SATURACIÓN ARENA “U”



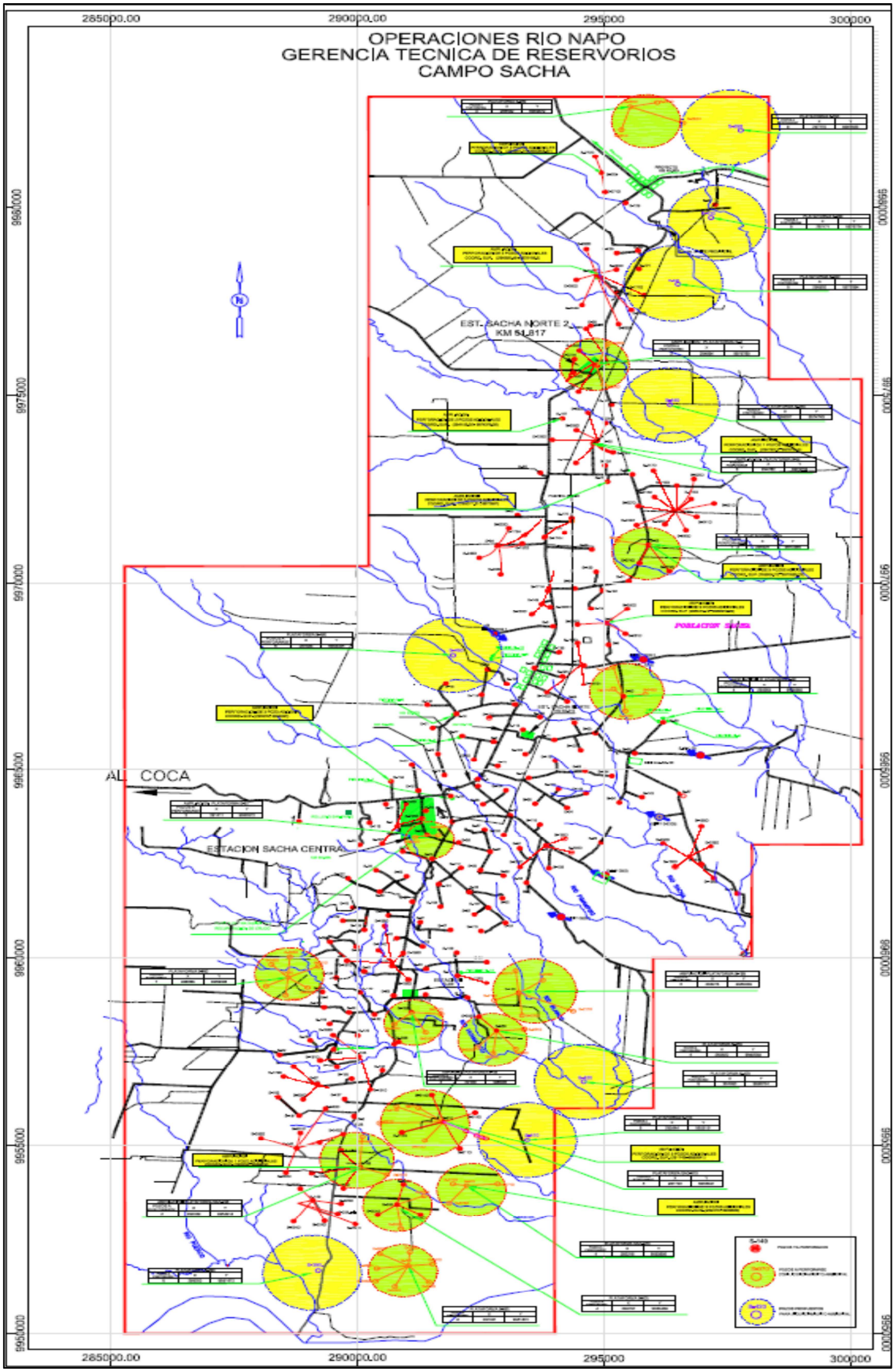
MAPA DE SATURACIÓN ARENA “T”



MAPA DE SATURACIÓN ARENA “HOLLÍN”



LOCALIZACIÓN DE LOS POZOS CAMPO SACHA



ANEXOS N° 2

ÁREAS DE GARGANTAS Y TOBERAS DE LAS BOMBAS JET

National - Oil Master				Kobe				Guiberson				Claw			
Tobera		Garganta		Tobera		Garganta		Tobera		Garganta		Tobera		Garganta	
No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área
1	0.0024	1	0.0064	1	0.0024	1	0.006	DD	0.0016	0	0.0044	1	0.0018	A	0.0046
2	0.0031	2	0.0081	2	0.0031	2	0.0077	CC	0.0028	0	0.0071	2	0.003	B	0.0072
3	0.0039	3	0.0104	3	0.004	3	0.01	BB	0.0038	0	0.0104	3	0.0038	C	0.0104
4	0.005	4	0.0131	4	0.0052	4	0.0129	A	0.0055	1	0.0143	4	0.0054	D	0.0142
5	0.0064	5	0.0167	5	0.0067	5	0.0167	B	0.0095	2	0.0189	5	0.0074	E	0.0187
6	0.0081	6	0.0212	6	0.0086	6	0.0215	C	0.0123	3	0.0241	6	0.0094	F	0.0239
7	0.0103	7	0.0271	7	0.0111	7	0.0278	D	0.0177	4	0.0314	7	0.0108	G	0.0311
8	0.0131	8	0.0346	8	0.0144	8	0.0359	E	0.0241	5	0.038	8	0.0122	H	0.0376
9	0.0167	9	0.0441	9	0.0186	9	0.0464	F	0.0314	6	0.0452	9	0.0148	I	0.0447
10	0.0212	10	0.0562	10	0.024	10	0.0599	G	0.0452	7	0.0531	10	0.0175	J	0.0526
11	0.0271	11	0.0715	11	0.031	11	0.0774	H	0.0661	8	0.0661	11	0.0239	K	0.0654
12	0.0346	12	0.091	12	0.04	12	0.1	I	0.0855	9	0.0804	12	0.0311	L	0.0796
13	0.0441	13	0.1159	13	0.0517	13	0.1242	J	0.1257	10	0.0962	13	0.045	M	0.0957
14	0.0562	14	0.1476	14	0.0668	14	0.1668	K	0.156	11	0.1125	14	0.0658	N	0.1119
15	0.0715	15	0.1879	15	0.0863	15	0.2154	L	0.196	12	0.1452	15	0.0851	O	0.1445
16	0.091	16	0.2392	16	0.1114	16	0.2783	M	0.2463	13	0.1772	16	0.1251	P	0.1763
17	0.1159	17	0.3046	17	0.1439	17	0.3594	N	0.3117	14	0.2165	17	0.1552	Q	0.2154
18	0.1476	18	0.3878	18	0.1858	18	0.4642	P	0.3848	15	0.2606	18	0.195	R	0.2593
19	0.1879	19	0.4938	19	0.24	19	0.5995			16	0.3127	19	0.2464	S	0.3127
20	0.2392	20	0.6287	20	0.31	20	0.7743			17	0.375	20	0.3119	T	0.376
						21	1			18	0.4513	21	0.385	U	0.4515
						22	1.2916			19	0.5424			V	0.5426
						23	1.6681			20	0.6518			W	0.652
						24	2.1544								

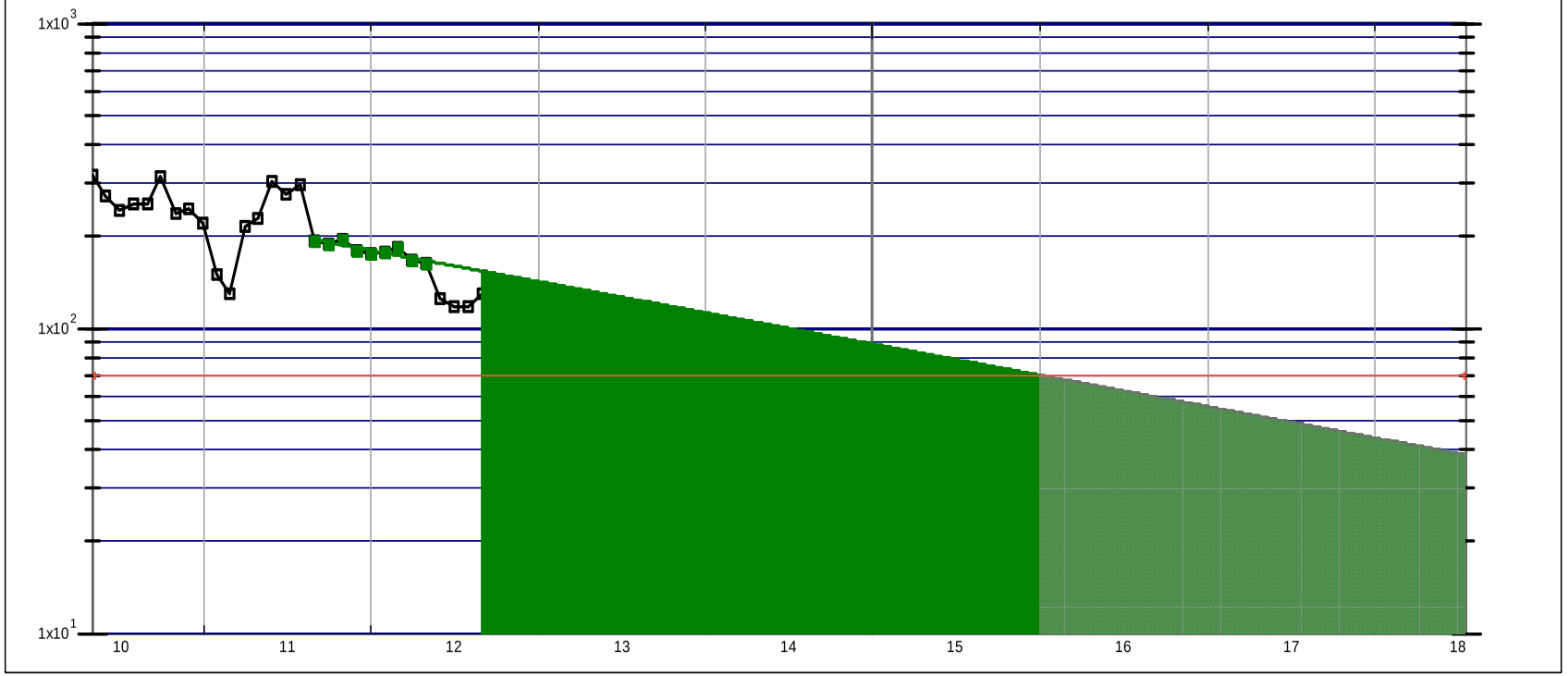
ANEXOS N° 3

CURVAS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

SAC-40 (ARENA “Ui”)

DECLINACION

SAC-040

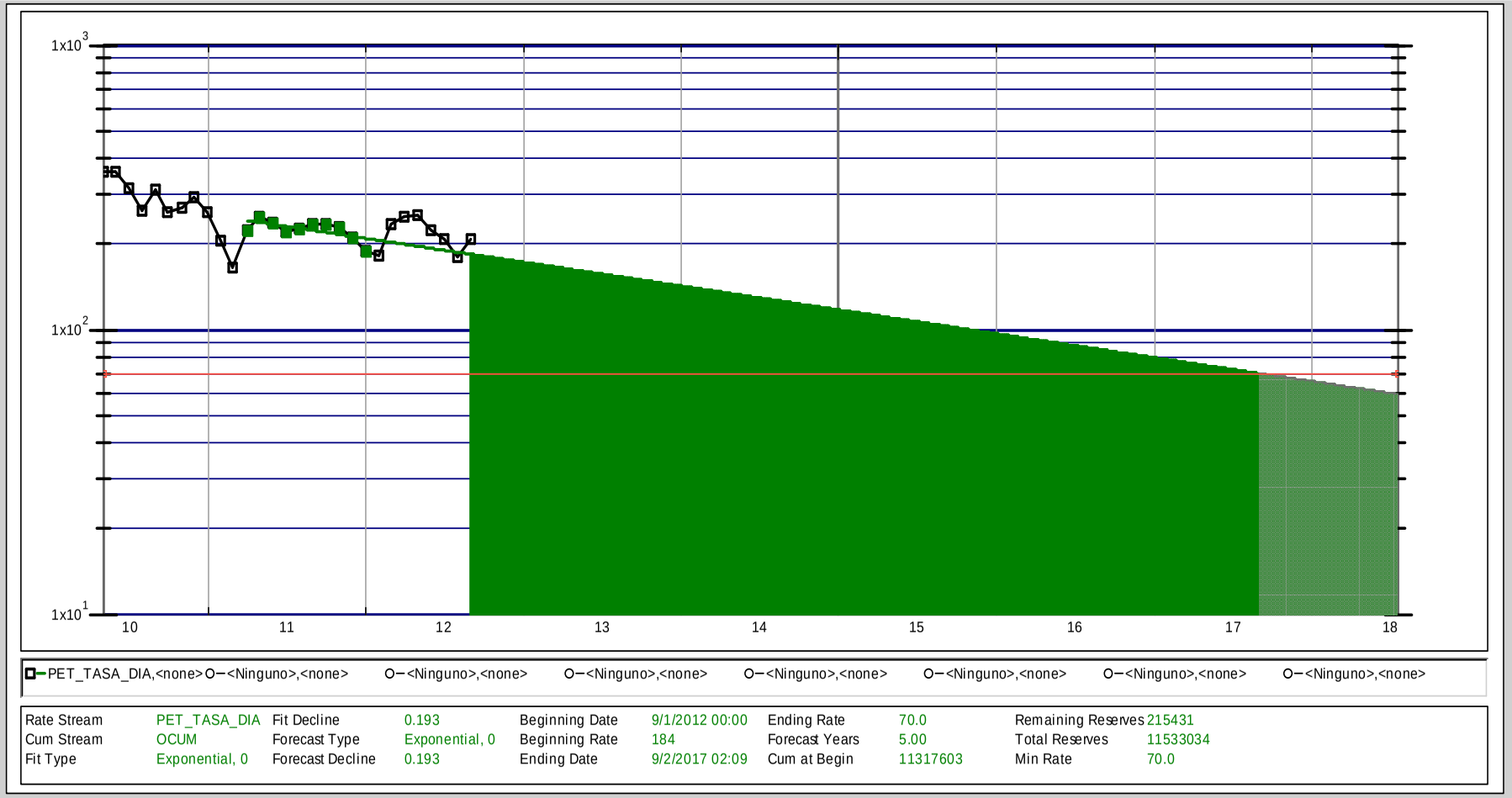


Rate Stream	PET_TASA_DIA	Fit Decline	0.236	Beginning Date	9/1/2012 00:00	Ending Rate	70.0	Remaining Reserves	129491
Cum Stream	OCUM	Forecast Type	Exponential, 0	Beginning Rate	154	Forecast Years	3.33	Total Reserves	10714292
Fit Type	Exponential, 0	Forecast Decline	0.236	Ending Date	12/31/2015 20:24	Cum at Begin	10584802	Min Rate	70.0

SAC-55 (ARENA “Ti”)

DECLINACION

SAC-055

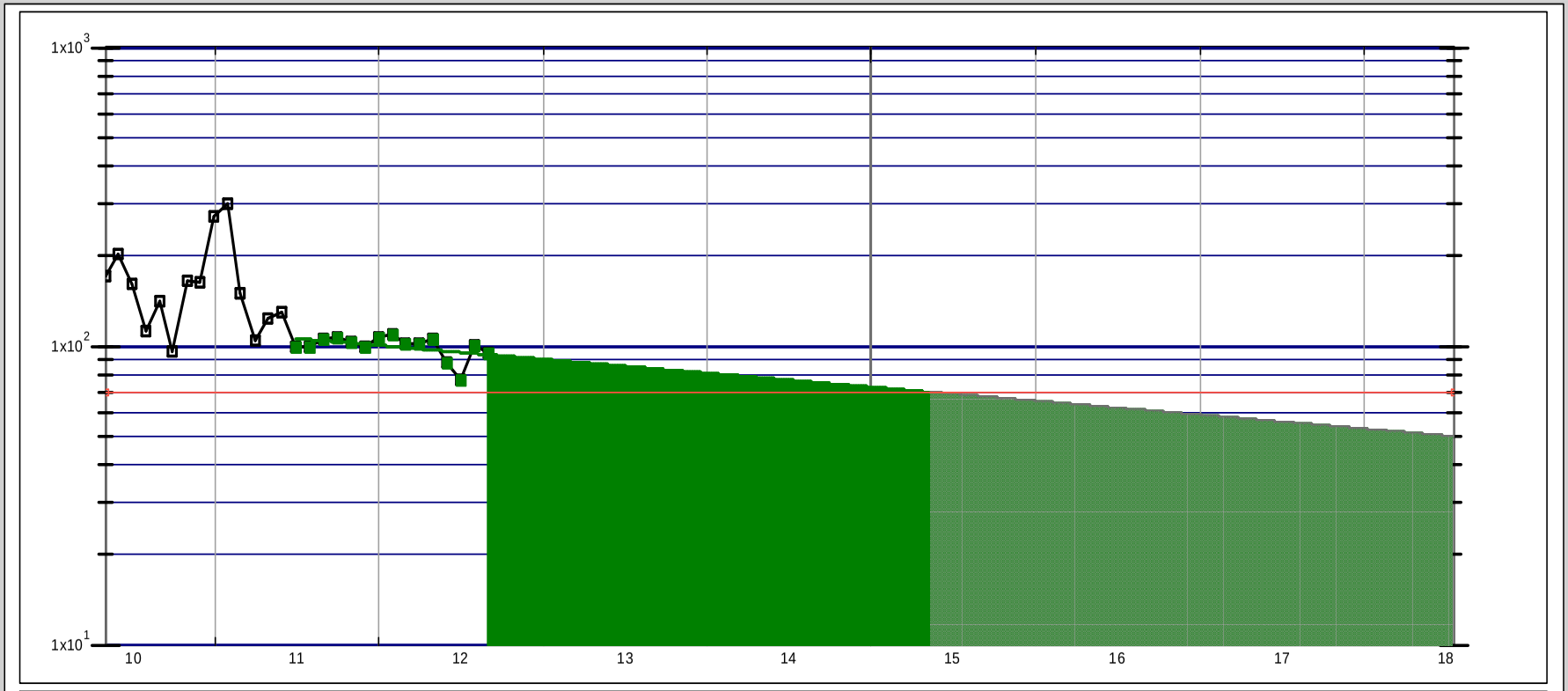


Rate Stream	PET_TASA_DIA	Fit Decline	0.193	Beginning Date	9/1/2012 00:00	Ending Rate	70.0	Remaining Reserves	215431
Cum Stream	OCUM	Forecast Type	Exponential, 0	Beginning Rate	184	Forecast Years	5.00	Total Reserves	11533034
Fit Type	Exponential, 0	Forecast Decline	0.193	Ending Date	9/2/2017 02:09	Cum at Begin	11317603	Min Rate	70.0

SAC-78 (ARENA “U”)

DECLINACION

SAC-078

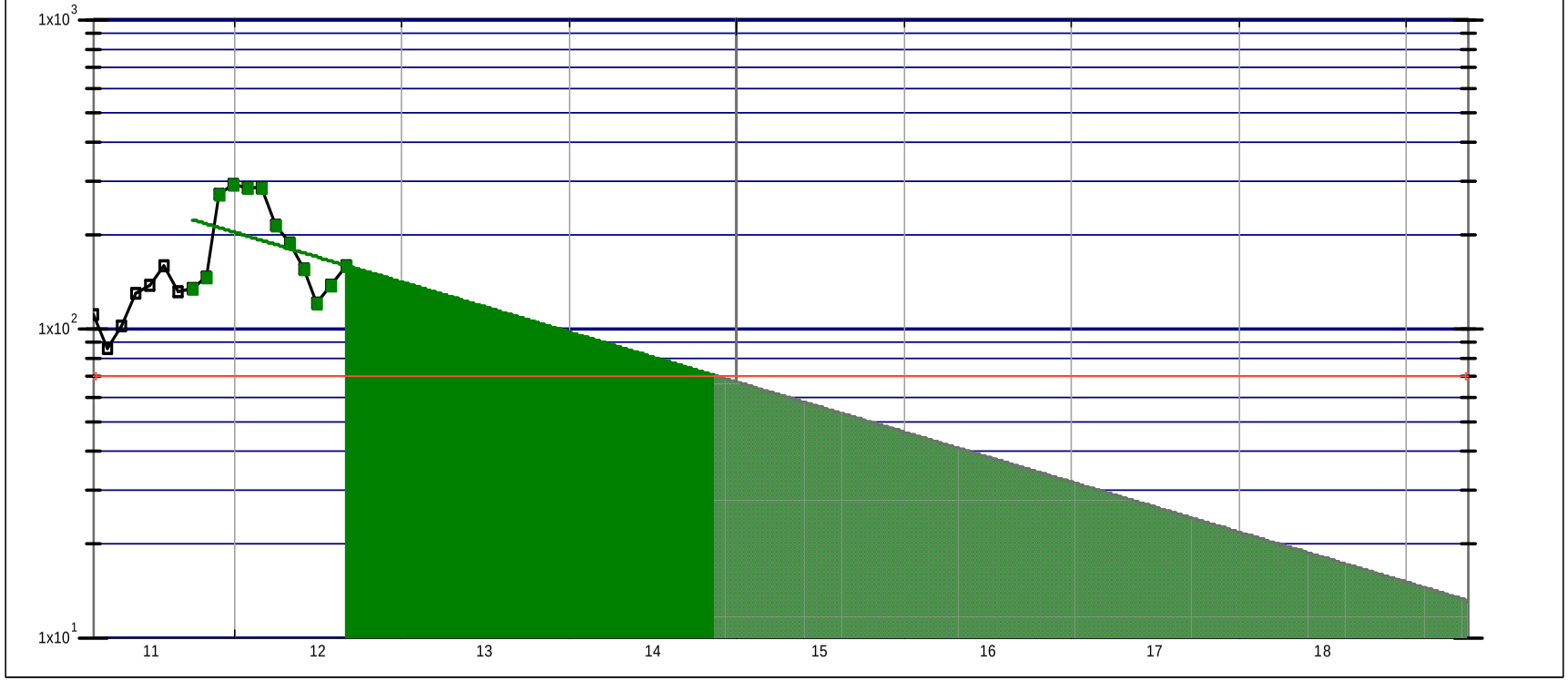


Rate Stream	PET_TASA_DIA	Fit Decline	0.107	Beginning Date	9/1/2012 00:00	Ending Rate	70.0	Remaining Reserves	79816
Cum Stream	OCUM	Forecast Type	Exponential, 0	Beginning Rate	93.5	Forecast Years	2.69	Total Reserves	6838525
Fit Type	Exponential, 0	Forecast Decline	0.107	Ending Date	5/12/2015 07:55	Cum at Begin	6758709	Min Rate	70.0

SAC-83 (ARENA “T”)

DECLINACION

SAC-083

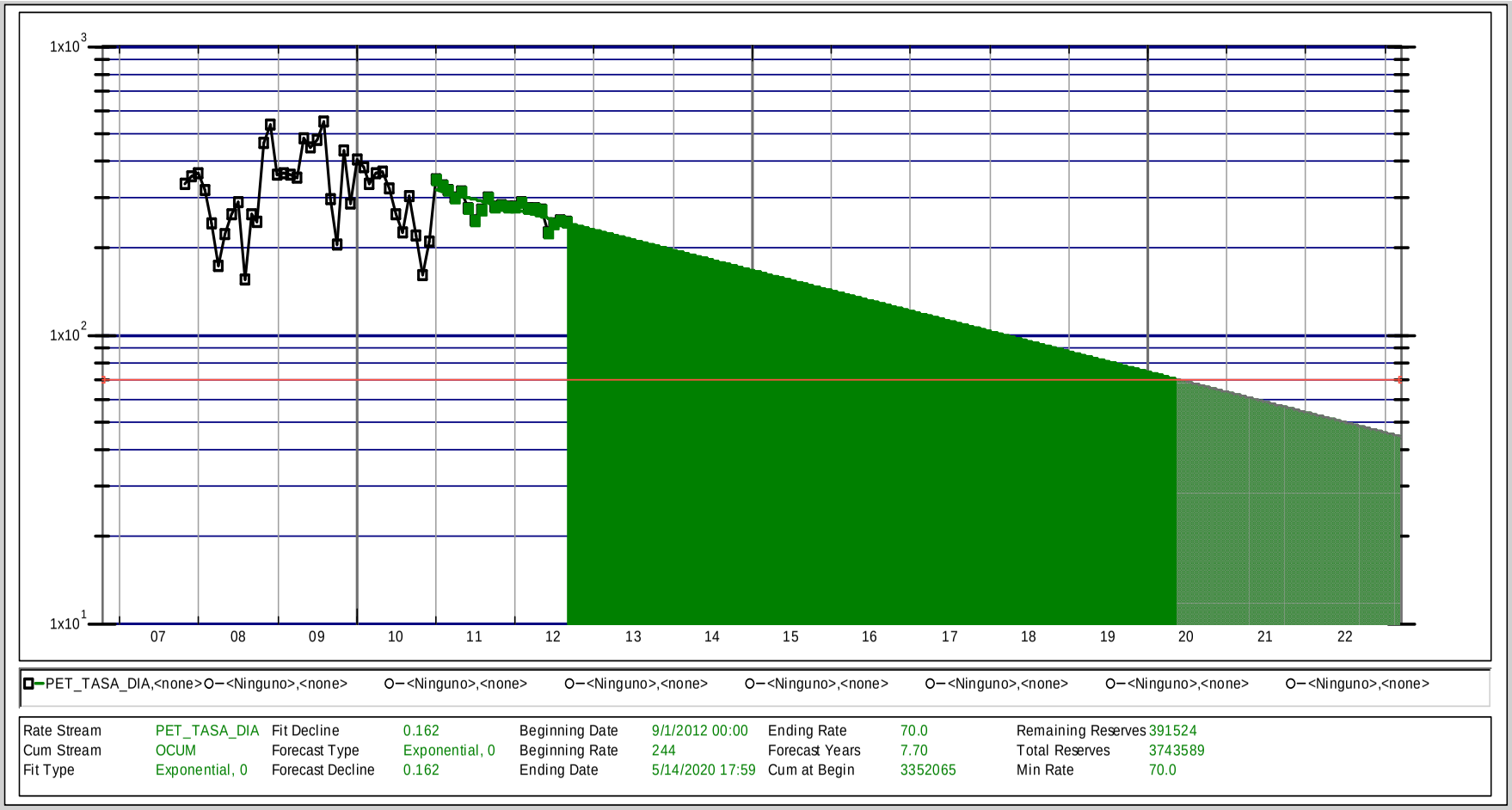


Rate Stream	PET_TASA_DIA	Fit Decline	0.373	Beginning Date	9/1/2012 00:00	Ending Rate	70.0	Remaining Reserves	87553
Cum Stream	OCUM	Forecast Type	Exponential, 0	Beginning Rate	159	Forecast Years	2.21	Total Reserves	10974851
Fit Type	Exponential, 0	Forecast Decline	0.373	Ending Date	11/16/2014 00:34	Cum at Begin	10887298	Min Rate	70.0

SAC-101 (ARENA “Ui”)

DECLINACION

SAC-101

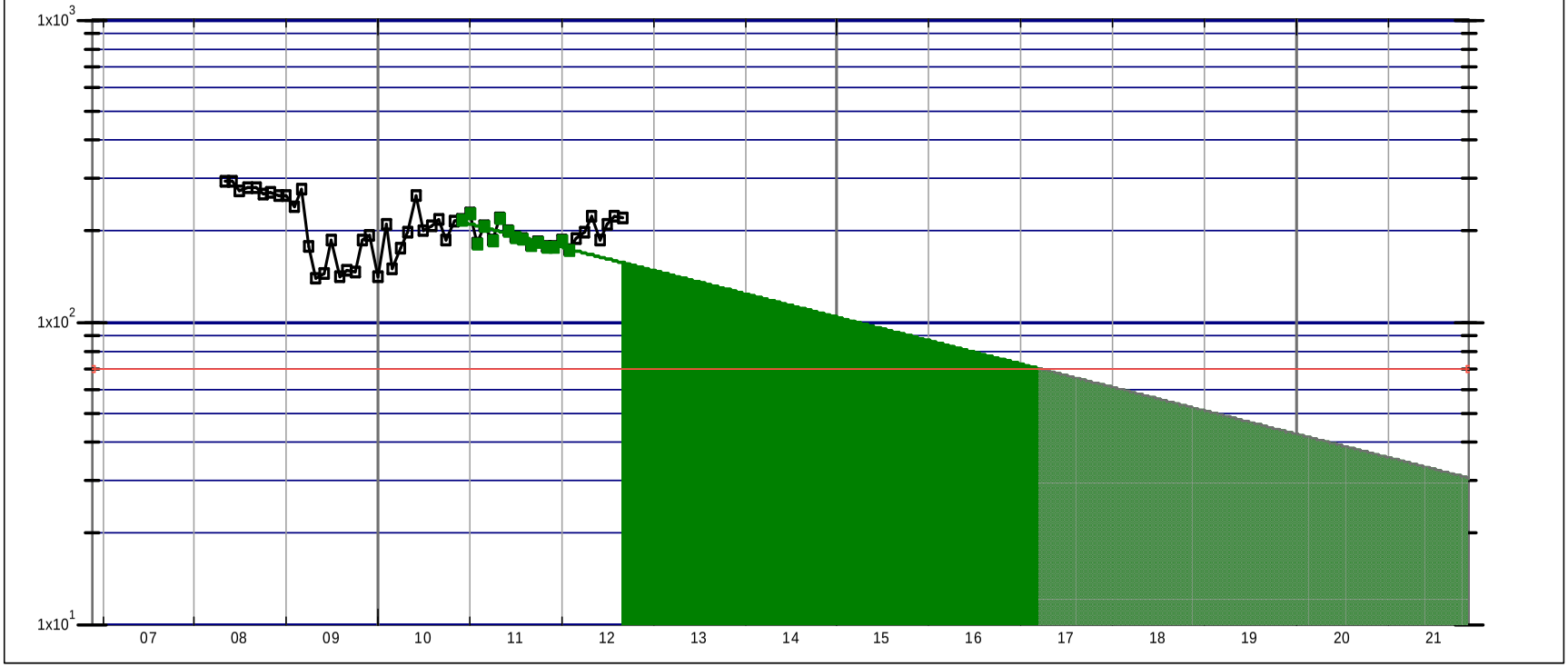


Rate Stream	PET_TASA_DIA	Fit Decline	0.162	Beginning Date	9/1/2012 00:00	Ending Rate	70.0	Remaining Reserves	391524
Cum Stream	OCUM	Forecast Type	Exponential, 0	Beginning Rate	244	Forecast Years	7.70	Total Reserves	3743589
Fit Type	Exponential, 0	Forecast Decline	0.162	Ending Date	5/14/2020 17:59	Cum at Begin	3352065	Min Rate	70.0

SAC-112 (ARENA “BT”)

DECLINACION

SAC-112

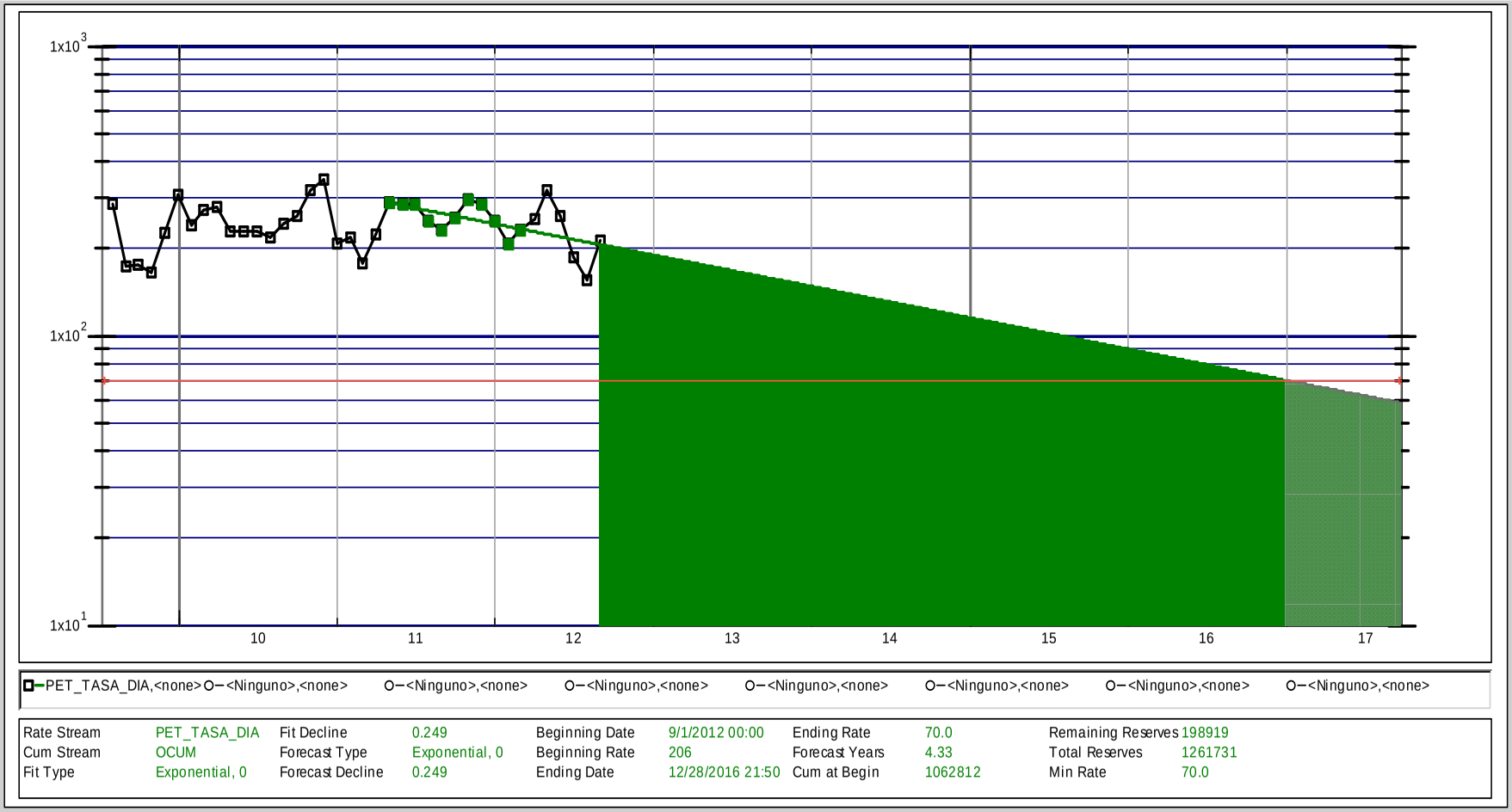


Rate Stream	PET_TASA_DIA	Fit Decline	0.178	Beginning Date	9/1/2012 00:00	Ending Rate	70.0	Remaining Reserves	177867
Cum Stream	OCUM	Forecast Type	Exponential, 0	Beginning Rate	157	Forecast Years	4.52	Total Reserves	3425339
Fit Type	Exponential, 0	Forecast Decline	0.178	Ending Date	3/11/2017 15:49	Cum at Begin	3247472	Min Rate	70.0

SAC-191 (ARENA “Hs”)

DECLINACION

SAC-191

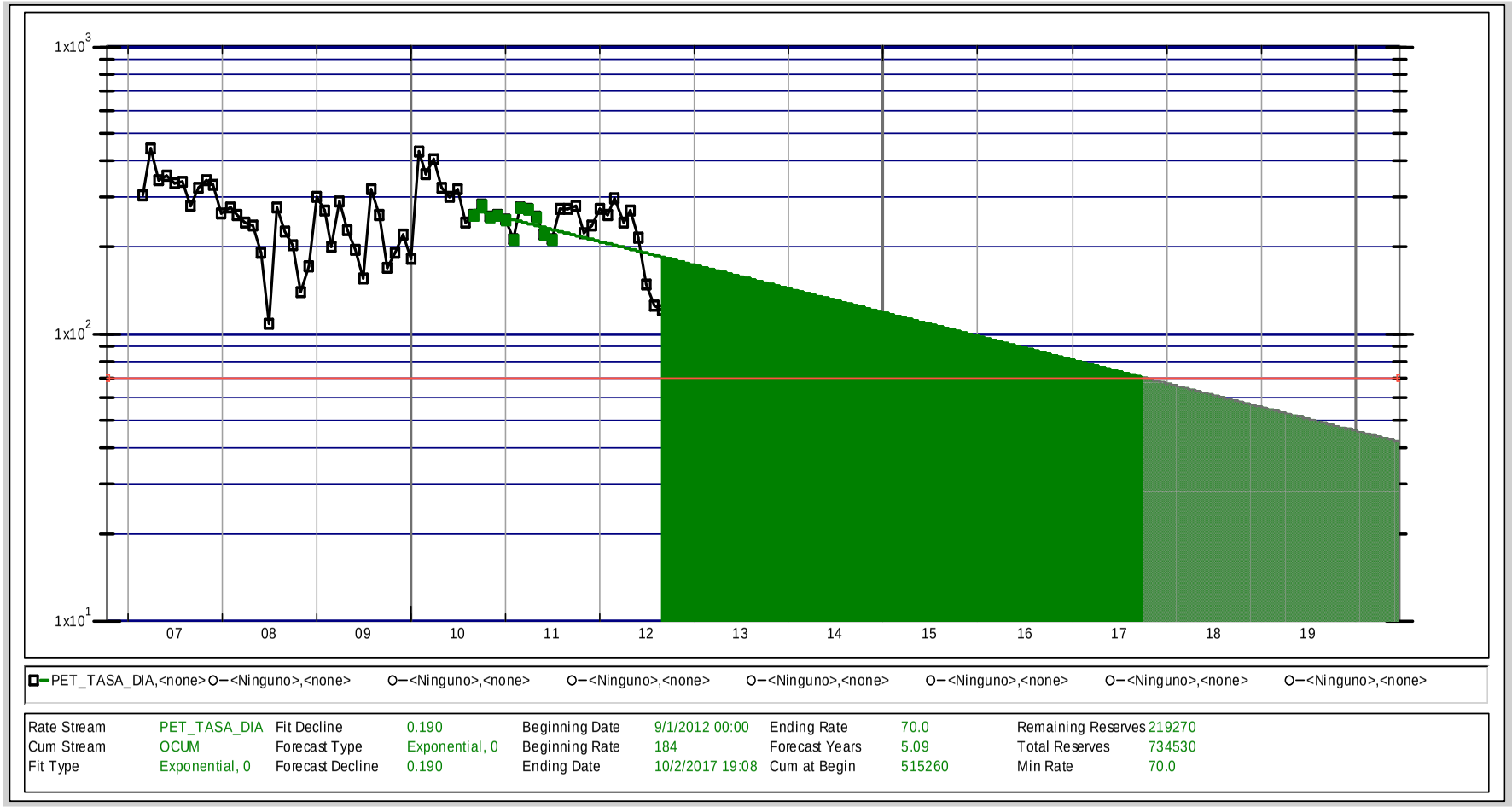


Rate Stream	PET_TASA_DIA	Fit Decline	0.249	Beginning Date	9/1/2012 00:00	Ending Rate	70.0	Remaining Reserves	198919
Cum Stream	OCUM	Forecast Type	Exponential, 0	Beginning Rate	206	Forecast Years	4.33	Total Reserves	1261731
Fit Type	Exponential, 0	Forecast Decline	0.249	Ending Date	12/28/2016 21:50	Cum at Begin	1062812	Min Rate	70.0

SAC-197D (ARENA “Ui”)

DECLINACION

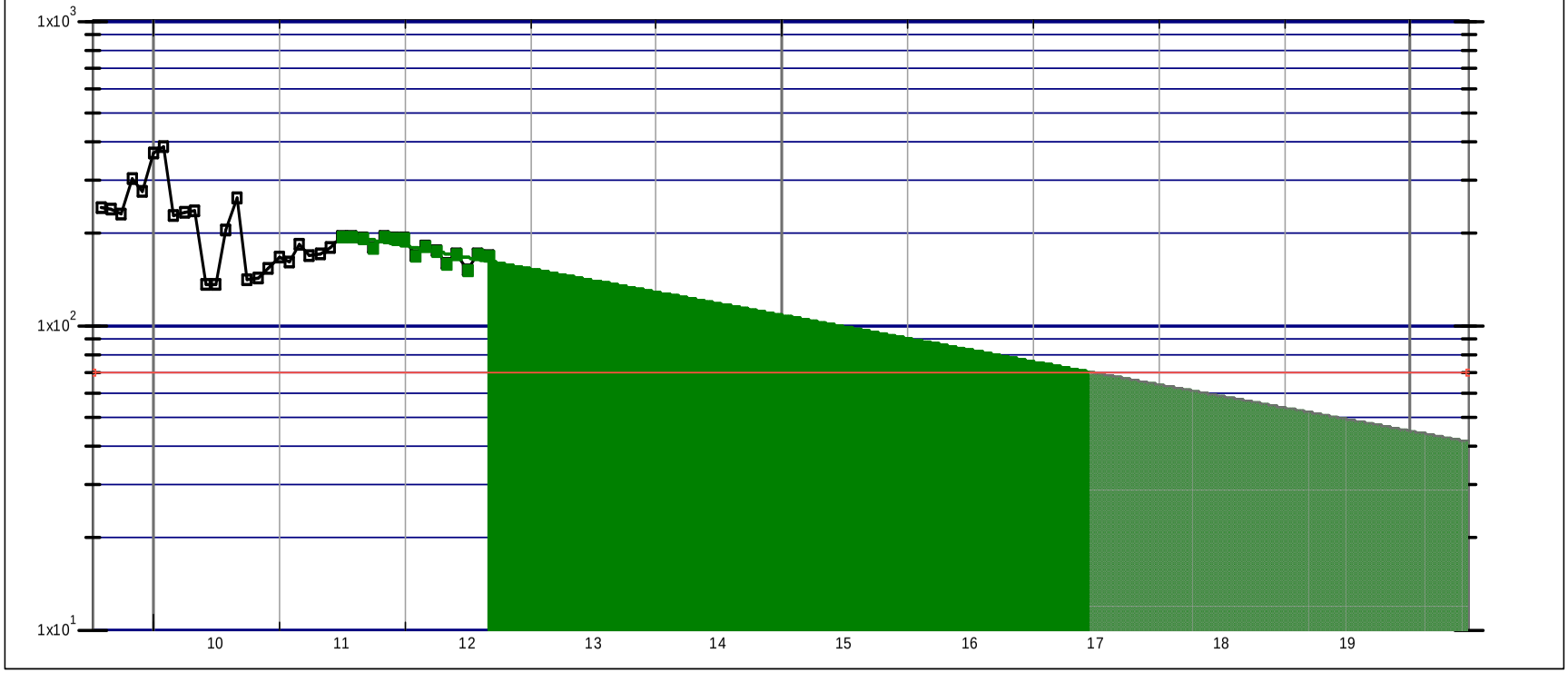
SAC-197D



SAC-225D (ARENA “Ui”)

DECLINACION

SAC-225D



Rate Stream	PET_TASA_DIA	Fit Decline	0.175	Beginning Date	9/1/2012 00:00	Ending Rate	70.0	Remaining Reserves	191513
Cum Stream	OCUM	Forecast Type	Exponential, 0	Beginning Rate	162	Forecast Years	4.78	Total Reserves	532776
Fit Type	Exponential, 0	Forecast Decline	0.175	Ending Date	6/13/2017 19:21	Cum at Begin	341263	Min Rate	70.0

ANEXOS N° 4

CURVAS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

SACHA – 40

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS

PERFORACIÓN: 27 – febrero – 1972.
COMPLETACIÓN Y PRUEBAS: 01 – marzo – 1972.

Perforan los siguientes intervalos a 2 DPP:

"HOLLÍN.": 9938' – 9952' (14')
9896' – 9928' (32')
9871' – 9886' (15')
9820' – 9850' (30')

"Ti": 9673' – 9698' (25')
9640' – 9656' (16')

"Ui": 9454' – 9410' (44')

NOTA: Cementación del casing de 7" se realiza en una sola etapa con 275 Sxs de cemento.

W.O # 1: (29 – enero – 1974).
Objetivo: Repunzonar intervalos de Hollín a 2 DPP.

- Repunzonan el siguiente intervalo :

Hollín: 9896' – 9928' (32')
9871' – 9886' (15')
9820' – 9850' (30')

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	25-nov-73	H, T, U	PPF	**1936**	31.1	30.2	NR	
DESPUES	02-feb-74	H, T, U	PPF	**1888**	45.0	30.8	NR	

- Trabajo no exitoso.

W.O # 2: (01 – enero – 1975).
Objetivo: Recuperación de tapón RZR del neplo de asentamiento, limpieza de tubería.

- Tapón RZR desplazado con petróleo.
- Finalizan operaciones 6 de enero de 1975.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	Cerrado							
DESPUES	18-ene-75	H	PPF	**884**	50.0	28.6	50	

W.O # 3: (30 – diciembre – 1977).
Objetivo: Recuperar pescado. Eliminar corte de agua de Hollín con CIBP. Estimular las arenas Napo "U,T" con repunzonamiento.

- Asientan tapón EZ-DRILL a 9933'.
- Repunzonan con cañones de 4" a 2 DPP los siguientes intervalos:

T : 9673' – 9698' (25')

U : 9454’ – 9410’ (44’)

- Realizan prueba de producción de arena T:
BPPD=112, BSW=80%, Salinidad=2580 ppm Cl-.
- Se intenta recuperar RBP sin éxito, dejan RBP y R-matic en el fondo del pozo.
- Bajan completación para flujo natural.
- Terminan operaciones el 30 de diciembre de 1977.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	05-dic-77	H	PPF	**415**	70.0	27.6	100	
DESPUES	15-ene-78	H	PPF	**269**	76.0	27.6	100	

- El aislamiento del corte de agua de la formación Hollín, no dio resultado con el tapón de hierro fundido, la formación Napo está siendo evaluada.

W.O # 4: (20 – agosto – 1978).
Objetivo: Recuperar pescado. Eliminar corte de agua de Hollín con CIBP.

- Inician operaciones el 16 de agosto de 1978.
- Con cable eléctrico asientan tapón CIBP a 9891’. Quedan aisladas intervalos (9896’-9928’).
- Realizan prueba de producción de Hollín : BPPD=784, BSW=6%, API=29,2°.
- Bajan completación para flujo natural.
- Terminan operaciones el 20 de agosto de 1978.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	Muerto							
DESPUES	21-sep-78	H	PPF	**850**	9.0	30.6	60	

- Trabajo exitoso, se incrementó 850 BPPD, lográndose además producir el pozo con bajo BSW.

W.O # 5: (27 – mayo – 1980).
Objetivo: Instalar cavidad Kobe para producir el pozo con levantamiento hidráulico.

- Inician operaciones el 21 de mayo de 1980.
- Con cable eléctrico asientan empacadura F-1 a 9750’.
- Bajan completación definitiva con cavidad Kobe tipo “D”.
- Abrieron camisa de Hollín a 9786’.
- Terminan operaciones el 27 de mayo de 1980.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	22-abr-80	H	PPF	**438**	17.0	29.8	NR	
DESPUES	Realizan instalación de líneas de producción.							

- No realizan prueba con el sistema hidráulico por no disponer línea de alta presión.

W.O # 6: (25 – agosto – 1982).
Objetivo: Cambio de cavidad. Bajar empacadura F-1 para arena Hollín.

- Inician operaciones el 17 de agosto de 1982.

- Recuperan empacadura F-1 a 9750'.
- Con cable eléctrico asientan empacadura F-1 a 9860'.
- Bajan completación definitiva con cavidad Kobe tipo "D".
- Terminan operaciones el 25 de agosto de 1982.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	14-ago-82	H	PPH	**796**	36.8	31.0	80	
DESPUES	18-sep-82	H	PPH	**1651**	0.23	31.0	156	

- Trabajo exitoso, se disminuye el corte de agua de 36.8 a 0.23% y se incrementan 855 BPPD.

W.O # 7: (02 – septiembre - 1983).
Objetivo: Recuperación de bomba Kobe no recuperable por circulación en reversa.

- Inician operaciones el 30 de agosto de 1983.
- Bajan nueva completación de fondo con cavidad Kobe tipo "D".
- Abren camisa de H a 9823'.
- Terminan operaciones el 02 de septiembre de 1983.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	10-ago-83	H	PPH	**1464**	2.9	31.5	156	
DESPUES	03-sep-83	H	PPH	**498**	53.0	31.7	48	

- Trabajo no exitoso, aumento BSW en 50%.

W.O # 8: (07 – octubre - 1983).
Objetivo: Cementación forzada a Hollín. Evaluar Hi.

- Inician operaciones el 28 de septiembre de 1983.
- Recuperan F-1 a 9891'.
- Bajan EZ-DRILL y asientan a 9765'.
- Realizan cementación forzada a Hollín con 100 Sxs de cemento, presión de cierre de 4000 Psi.
- Muelen retenedor y cemento hasta 9891'.
- Corren registro de control de cemento desde 9878' a 7850', existe buen cemento.
- Con cañones de 4" a 4 DPP punzonan el siguiente intervalo:

HI : 9871' – 9880' (9')

HS : 9820' – 9850' (30')

- Abren camisa de Hi a 9869'.
- Terminan operaciones el 07 de octubre de 1983.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	08-sep-83	H	PPH	**189**	81.0	31.5	165	
DESPUES	10-oct-83	Hi	PPH	**834**	55.9	32.5	100	Bomba D 1X1

- Trabajo exitoso se logró disminuir el BSW de Hi y después se probara Hs con bomba Kobe.

W.O # 9: (11 – diciembre – 1984).
Objetivo: Cambio de completación debido a que existe comunicación Tubing Casing bajo la cavidad.

- Inician operaciones el 08 de diciembre de 1984.
- Bajan scraper, circulan a 9857'.
- Bajan completación nueva con cavidad Kobe tipo "D".
- Abren camisa a 9822'.
- Terminan operaciones el 11 de diciembre de 1984.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	07-dic-84	Hs	PPH	**276**	2.2	31.0	42	
DESPUES	19-dic-84	Hs	PPH	**1601**	2.0	31.0	132	

- Trabajo exitoso, se incrementaron 1325 BPPD.

W.O # 10: (09 – enero – 1986).
Objetivo: Cambio de completación de fondo por posible daño en la cavidad. Comunicación Tubing Casing bajo la cavidad.

- Inician operaciones el 06 de enero de 1986.
- Circulan a 9850'.
- Bajan completación nueva con cavidad Kobe.
- Terminan operaciones el 09 de enero de 1986.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	12-dic-85	Hs	PPH	**862**	21.2	31.0	114	
DESPUES	10-ene-86	Hs	PPH	**955**	40.0	31.0	108	

- Trabajo exitoso, se ahorró 1790 bls de petróleo motriz.

W.O # 11: (11 – febrero – 1987).
Objetivo: Aislar entrada de agua de Hollín con cementación forzada, repunzonar Hs, evaluar.

- Inician operaciones el 30 de enero de 1987.
- Bajan packer picker recuperan F-1 a 9860'.
- Punzonan con cañón de 4" el intervalo de : 9856' – 9858' (2') para realizar cementación forzada.
- Bajan retenedor de cemento, asientan a 9760'.
- Realizan cementación forzada a Hollín con 150 Sxs de cemento tipo "G" bls bajo el retenedor 18, reversados 19 bls, presión de cierre de 4500 Psi.
- Muelen retenedor y cemento desde 9765' hasta 9870'.
- Con cañones de 4" punzonan el siguiente intervalo:

  HS : 9820' – 9850' (30')
- Con bomba Jet evalúan Hs : BPPD=288, BSW=12.2%, Salinidad=545 ppm Cl-.
- Realizan R.M.A con : 100 gls de JP-1 + 1000 gls de HCL al 5% + 750 gls de HF a 3% - HCL al 12% + NH4F al 2.8% + 350 gls de HCL al 5%.
- Evalúan arena Hs con bomba Jet después del ácido: BPPD=833, BSW=45%, Salinidad=5151 ppm Cl-, toman B'up.
- Bajan completación definitiva con cavidad Kobe tipo "D".
- Abren camisa de Hs a 9797'.
- Terminan operaciones el 11 de febrero de 1987.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	02-ene-87	Hs	PPH	**202**	79.2	31.0	65	
DESPUES	15-feb-87	Hs	PPH	**1269**	6.6	30.0	126	

- Trabajo exitoso, se incrementó 1067 BPPD y se bajó el BSW.

W.O # 12: (14 – junio – 1989).
Objetivo: Cambio de completación. Empacadura desasentada.

- Inician operaciones el 11 de junio de 1989.
- Desasientan empacaduras con 110000 lbs.
- Bajan completación nueva con cavidad Kobe tipo “D”.
- Terminan operaciones el 14 de junio de 1989.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	08-jun-89	Hs	Cerrado					
DESPUES	23-jun-89	Hs	PPH	**1092**	15.6	29.1	125	

- Trabajo exitoso, se recuperaron 1092 BPPD.

W.O # 13: (25-Feb-96).
Objetivo: Cambio de completación por comunicación tbg-csg (posible casing colapsado) correr registro CIT

- Inician operaciones el 21 de enero de 1996
- Realizan corte químico @ 9112’
- Corren registro de control de corrosión de casing CIT desde 9864’ hasta superficie, desgaste normal de casing, problemas de casing excentralizado u ovalado @: 5554’, 5620’, 5652’, 5876’, 5909’, 6010’, 6172’, 6338’, 6465’, 6500’, 6523’, 6565’, 6600’, 6663’, 6696’, 6728’, 6764’, 6796’, 6860’, 6892’.
- Bajan RBP y Retrieve-Matic para probar casing con presión a diferentes profundidades, existe caída de presión desde 9170’ hasta 9785’, ok.
- Asientan tapón CIBP @ 9780’.
- Realizan cementación forzada a la arena “T” con 21 Bls de lechada de cemento de 15.8 lpg: 20 Bls en formación, 1 Bl reversado. Pcierre=3500 psi.
- Asientan tapón CIBP @ 9330’.
- Realizan tapón balanceado con 50 sxs de cemento clase “G”: 10 Bls de lechada de 15.8 lpg, presurizan tapón con 1500 psi.
- Bajan nuevamente herramientas de presión, prueban casing con 1500 psi desde 9776’ hasta 9460’, ok.
- Corren registro de cemento desde 9865’ hasta 8836’, ok
- Evalúan arena “HS” con bomba Jet 10A: BFPD=888, BSW=58%, BPPD=373, TR=540 Bls, THE=15, Salinidad = 2000 ppm Cl. Toman build up (20 hrs).
- Bajan cañones convencionales punzonan el intervalo de la arena “T” @ 4 DPP: 9640’ – 9656’ (16’), 9673’ – 9698’ (25’)
- Bajan BHA para PPH con cavidad Guiberson de 2-7/8”, 2 packers Arrow
- Toman prueba de producción de arena “HS”: BFPD=456, BSW=100, THE=11, TR=147 Bls
- Terminan operaciones el 25 de Febrero de 1996.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	28-Dic-95	Hs	Cerrado					
DESPUES	21-Mar-91	Hs	PPH	**597**	39.2	28	63	Jet F9

- Trabajo exitoso, se realizó tapón balanceado desde 9330' hasta 9150', y squeeze desde 9780' hasta 9634'.

W.O # 14: (22 – abril – 1998).
Objetivo: Cambio de completación por cavidad mala.

- Inician operaciones el 16 Abril de 1998
- Bajan completación con cavidad Guiberson de 2-7/8", 3 packer Arrow
- Toman prueba de producción a la arena "HS" con bomba Jet E-8 a la estación: BFPD=1104, BSW=55%, BPPD=297, TR=253 Bls, THE=6
- Terminan operaciones el 22 de Abril de 1998

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	05-Abr-98	Hs	PPH	**141**	52.5	27	60	
DESPUES	26-Abr-98	Hs	PPH	**426**	45.7	28.7	63	

- Trabajo exitoso, se incrementó 285 BPPD

W.O # 15: (26 – octubre – 2001).
Objetivo: Cambio de completación por daño en cavidad

- Inician operaciones el 22 de octubre del 2001.
- Bajan completación con cavidad Guiberson de 2-7/8", 3 packers Arrow
- Realizan prueba de producción de la arena "HS" a la estación con sistema power oil con Jet E-8: BFPD=1560, BSW=70%, BPPD=468, THE=6, TR=409 Bls
- Terminan operaciones el 26 de Octubre de 2001

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	20-Oct-01	Hs	PPH	**467**	46.9	27	75	
DESPUES	8-Nov-01	Hs	PPH	**510**	39.4	27	72	

W.O # 16: (23 – Agosto - 2003).
Objetivo: Cambio de completación por cavidad dañada

- Inician operaciones el 20 de agosto del 2003.
- Bajan completación con cavidad Guiberson de 2-7/8", 3 packers Arrow
- Realizan prueba de producción de la arena "HS" a la estación con sistema power oil con Jet E-8: BFPD=840, BSW=100%, THE=6
- Terminan operaciones el 23 de Agosto del 2003.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	16-Ago-03	Hs	PPH	**207**	68.3	27	70	
DESPUES	27-Ago-03	Hs	PPH	**149**	75.49	27	90	Salin:13550 ppm Cl

W.O # 17: (08 – Mayo – 2005).
Objetivo: Cambio de completación por pescado de parte inferior de bomba PLII 2½x1½

- Inician operaciones el 05 de mayo del 2005.
- Desasientan empacaduras con 160000 lbs, sacan completación, tubing de 2-7/8" en mal estado, se recupera de cavidad: punta baja, dos cilindros hasta válvula de descarga superior.
- Bajan completación Guiberson de 2 7/8", 3 packers Arrow.

- Abren camisa de Hs a 9798'.
- Toman prueba de producción de arena "HS" con bomba Jet 11K a la estación con sistema power oil: BFPD=744, BSW=88%, BPPD=89, THE=6, TR=186 Bls
- Terminan operaciones el 08 de mayo del 2005.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	07-may-89	Hs	Cerrado					
DESPUES	14-may-05	Hs	PPH	**278**	42	27	75	Jet 11K

- Trabajo exitoso, se recupera producción

SACHA – 55

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS

Inicia perforación: 25-abril-1973
Termina perforación:15-mayo-1973

Completación y pruebas iniciales: (27-mayo-73).

- Inician operaciones el 21-mayo-1973.
- Bajan con broca + raspatubos hasta 9908', circulan, limpian, sacan.
- Mc Cullogh perfora el siguiente intervalo para SQZ.
  9686' – 9688' (2') a 4 DPP.
- Asientan RTTS a 9386', realizan SQZ con 50 sacos de cemento + aditivos.
  Presión de cierre = 3200 Psi a 2 BPM.
- Bajan broca + raspatubos hasta 9908', circulan, limpian, sacan.
- Punzonan los siguientes intervalos a 2 DPP.

9780' – 9802' (22')
9806' – 9826' (20')
9838' – 9848' (10') HOLLÍN
9858' – 9863' (5')
9867' – 9873' (6')

9621' – 9631' (10')
9642' – 9656' (14') ARENA "T"
9660' – 9676' (16')

9398' – 9434' (36') ARENA "U"

- Terminan operaciones el 27-mayo-1973.

W.O # 1: (30-mayo-74).
Aislar alto corte de agua de Hollín, estimular con ácido. Cementar, repunzonar arenas "T" y "U", bajar completación Power Oil.

- Inician operaciones el 13-mayo-74.
- Bajan broca + raspatubos hasta 9899', circulan, limpian, sacan.
- Asientan retenedor a 9750'. Realizan prueba de inyectividad a Hollín con agua fresca.
  Presión = 3000 Psi a 4 BPM.
- Realizan SQZ a Hollín con 26 sacos de cemento clase "G". Presión de cierre = 4500 Psi, reversan 3 bls.
- Bajan con broca, limpian hasta 9870', asientan retenedor a 9750', realizan SQZ a Hs+i con 83 sacos de cemento "G", reversan 2.5 bls.

- Bajan broca hasta 9870', circulan, limpian, sacan.
- Perforan los siguientes intervalos a 4 DPP :

9858' – 9853' (5')
9846' – 9838' (8') **HOLLÍN INFERIOR**

9826' – 9806' (20')
9802' – 9780' (22') **HOLLÍN SUPERIOR**

9676' – 9660' (16')
9656' – 9642' (14') **ARENA "T"**
9631' – 9621' (10')

9734' – 9412' (22') **ARENA "U"**

- Asientan RTTS a 9832'. Acidifican Hi con 500 gls de HCL al 15% + 500 gls de RMA + 230 gls de diésel con 20 gls de JP-40.
  Presión inicial = 3500 Psi
  Presión final = 2400 Psi a 5 BPM
- Pistonean Hi pozo no fluye, reasientan RBP a 9858' y RTTS a 9738', pistonean Hs+i recobran agua con oil, salinidad=1100 ppm Cl-.
- Reasientan RBP a 9710' y RTTS a 9590', realizan HYFLO-SQ a "T" bombeando 95 bls oil + 40 gls Hyflo. Presión=3000 Psi a 5 BPM.
- Reasientan RBP a 9470' y RTTS a 9360', realizan HYFLO-SQ a "U" bombeando 85 bls oil + 36 gls Hyflo. Presión=3000 Psi a 2.5 BPM.
- Reasientan RTTS a 9360' y RBP a 9710', pistonean por 14 hrs, pozo no fluye de U+T: Prod/día=2980 bls, BSW=4%.
- Bajan completación Power Oil con cavidad Kobe, pozo fluye al tanque: Prod/día=3000 BPPD, BSW=1.8%.
- Terminan operaciones el 30-mayo-74.

W.O # 2: (04-noviembre-76).
Estimular arena "T" mediante fracturamiento y "U" con ácido, taponamiento de la formación.

- Inician operaciones el 25-octubre-76.
- Sacan completación, no se encuentra incrustaciones, corren registro CBL-VDL-GR, cemento en buen estado.
- Asientan CIBP a 9745', RTTS a 9570', realizan prueba de inyectividad a la arena "T". Presión=4250 Psi a 12 BPM.
- Realizan fracturamiento a la arena "T". Presión final=4500 Psi.
- Limpian el pozo, sacan RTTS, bajan con collar dentado, encuentran tope de arena de frac. @ 9647'. sacan.
- Bajan RBP asientan a 9337'. Realizan prueba de inyección con 2450 Psi a 3.2 BPM.
- Acidifican arena "U" con 1260 gls de ácido spearhead + 1400 gls ácido regular de lodos. Presión=2600 Psi a 1.3 BPM.
- Sacan RTTS + RBP. Bajan completación de producción para flujo natural.
- Terminan operaciones el 04-noviembre-76.

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	BSW	GOR	API
Antes	02-oct-76	U,T	PPF	**407**	1.2	273	30.7
Después	16-nov-76	U,T	PPF	**3438**	0.7	273	31.7

W.O # 3: (17-marzo-81).
Instalar Cavidad Kobe para producir por levantamiento artificial.

- Inician operaciones el 16-marzo-81.
- Sacan completación de flujo natural, bajan completación Power Oil con cavidad Kobe tipo “D”.
- Terminan operaciones el 17-marzo-81.

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	BSW	GOR	API
Antes	07-mar-81	U+T	PPF	**966**	1.0	273	28.8
Después	23-mar-81	U+T	PPH	**2249**	3.0	273	26.0

W.O # 4: (27-noviembre-81).
Recuperar bomba Kobe. No recuperable por recirculación ni pesca.

- Inician operaciones el 24-noviembre-81.
- Realizan tubing punch a 9230’, controlan el pozo, sacan completación.
- Con broca + raspatubos bajan hasta 9704’, circulan, limpian, sacan.
- Bajan completación con cavidad Kobe tipo “D”.
- Terminan operaciones el 27-noviembre-81.

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	BSW	GOR	API
Antes	17-nov-81	U+T	PPH	**611**	0.8	273	31.7
Después	01-dic-81	U+T	PPH	**1815**	0.4	273	31.7

W.O # 5: (01-septiembre-88).
Cambio de completación, bomba no recuperable, evaluar U,T por separado.

- Inician operaciones el 26-agosto-88.
- Realizan tubing punch, controlan el pozo, sacan completación.
- Con broca + raspatubos bajan hasta 9695’, circulan, limpian, sacan.
- Bajan BHA para evaluar **arena T** con B’up:
  Prod/día=1752 bls, BSW=12%, TR=1093 bls, Salinidad=7878 ppm Cl-.
- Reasientan RBP a 9521’, evalúan **arena U** con B’up:
  Prod/día=**11248 bls,** BSW=18%, TR=345 bls, Salinidad=10000 ppm Cl-, sacan BHA.
- Bajan completación con cavidad Kobe tipo “D”.
- Terminan operaciones el 01-septiembre-88.

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	BSW	GOR	API
Antes	15-ago-88	U+T	PPH	**1039**	12.5	209	29.0
Después	14-sep-88	U+T	PPH	**1323**	13.7	233	31.5

W.O # 6: (15-marzo-92).
Evaluar Hollín para incrementar el potencial de Hollín.

- Inician operaciones el 05-marzo-92.
- Sacan completación, bajan broca, muelen CIBP a 9745’, bajan hasta 9909’, circulan, limpian, sacan. Existe presencia de arena.
- Bajan BHA con mini cavidad “HR”. Asientan RTTS a 9732’, comp. Packer a 9390’. Evalúan arena Hollín con bomba Jet-10A.
  Prod/día=768 bls, BPPD=760 bls, BSW=1%, TR=2209 bls, Salinidad=3700 ppm Cl-.
- Reversan bomba, sacan BHA, arman y bajan completación power oil.
- Terminan operaciones el 15-marzo-92.

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	BSW	GOR	API
Antes	02-mar-92	U	PPH	**32**	90.0		28.3
Después	15-mar-92	H	PPH	**762**	2.1		28.4

W.O # 7: (08-abril-93).
Cambio de completación empacadura desasentada.

- Inician operaciones el 04-abril-93.
- Sacan BHA, bajan broca + raspatubos hasta 9900', circulan, limpian, sacan.
- Bajan BHA de producción con cavidad National.
- Terminan operaciones el 08-abril-93

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	BSW	GOR	API
Antes	03-abr-93	Hs+i	PPH	**270**	0.7	370	28.3
Después	25-abr-93	Hs+i	PPH	**556**	0.5	305	28.2

Observación: Al sacar la completación el packer sale con los cauchos rotos, se cambia de tipo de cavidad.

W.O # 8: (02-julio-98).
Cambio de completación por comunicación tubing casing.

- Inician operaciones el 29-junio-98.
- Sacan BHA, bajan broca + raspatubos hasta 9900', circulan no hay retorno. Pozo toma +/-700 bls de agua, sacan.
- Bajan BHA de producción con cavidad National.
- Terminan operaciones el 02-julio-98

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	BSW	GOR	API
Antes	18-jun-98	Hs+i	PPH	**350**	2.2		28.6
Después	03-ago-98	Hs+i	PPH	**533**	1.1		27.5

Trabajo satisfactorio se incrementa la producción en +/- 200 BPPD.

W.O # 9: (02-febrero-06).
Cambio de BHA por tubería colapsada debajo de cavidad Nacional 2 7/8"x48"

- Inician operaciones el 20-Ene-06
- Realizan corte químico+sacan BHA ,bajan TBG clase "A"
- Realizan Tratamiento con 50 bls de ácido orgánico "**Hi**" , Pf=500 psi @ 0.5 BPM, evalúan Hi (BFPD=480, BSW=100%, TR=120 BLS, THE=6.
- Realizan Tratamiento con 150 bls de ácido orgánico "Hs", P Iny i=3200 psi @ 0.7 BPM, PInyf=1665 psi @ 0.74 BPM, evalúan Hs+i (BFPD=768, BSW=12%, BPPD=676,TR=977 BLS, THE=30)
- Bajan BHA de producción con cavidad OILMASTER (3X48)
- Terminan operaciones el 2-Feb-06.

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	BSW	GOR	API
Antes	3-ENE-06	Hs+i	PPH	**156**	6.02	25	28
Después	6-FEB-06	Hs+i	PPH	**614**	13.1	10	27

Trabajo Exitoso se incrementa la producción en +/- 450 BPPD.

W.O # 10: (02-mayo-12).
Correr registro gr-espectral para "T" y "U". Repunzonar arena "T" en 9622'-9642' (10') y 9642'-9658' (16') (a confirmar según registro). Bajar completación para bombeo hidráulico.

- Rig. Dygoil 20 inicia operaciones el 27 de abril de 2012 a las 22:00 horas.
- Filtran 500 bls de agua fresca de 4 NTU y densifican de 8.3 lpg a 8.5 lpg + tratando con químico. Controlan el pozo csg-tbg a través de 2 7/8" cavidad @ 9260' con retorno al tk bota del rig.
- Desarman cabezal de 7 1/16" x 3 1/2" x 3000 psi. Arman BOP de 11" x 3000 psi, prueban funcionamiento, ok
- Desasientan empacaduras (3) phl de 7" x 3 1/2". Sacan completación de fondo power oil en 3 1/2" EUE tbg, desarman completación de fondo sale según programa, ok.
- Cía. Halliburton baja 5.9" canasta calibradora hasta 9885', ok + arman y bajan 5.5" herramienta gr-ccl acoplado con tapón **cibp ez-drill** y asienta @ **9740'** para aislar arena **"hi" y "hs".**
- Bajan BHA de limpieza con 6 1/8" broca, 4 3/4" bit-sub, 5 1/2" canasta, 7" scraper, 7" cepillo, 7" magneto, 3 1/2" if pin x 3 1/2" EUE box x-over, en 3 1/2' EUE tubería midiendo hasta 9730'. Circulan, limpian, sacan.
- Cía. Schlumberger wireline baja equipo para realizar registro eléctrico **gamma ray espectral** a la arena T inf desde 9740' hasta 9250' (490') + saca herramienta. Bajan cañones de 4 1/2" con cargas de alta penetración power jet omega acoplado a herramientas gr-ccl y repunzonan los siguientes intervalos a 5 dpp:
  Arena t inf: 9642' - 9650' (8')
  9622' - 9632' (10').
- Arman completación de fondo como sigue: 2 7/8" tapón ciego, 2 7/8" (1) tubo, 2 7/8" camisa abierta, 2 7/8" (1) tubo, 7" x 2 7/8" dlh pkr, 2 7/8" (8) tubos, 7" x 2 7/8" dlh pkr, 3 1/2" x 2 7/8" x-over, 3 1/2" (1) pup joint, 3 1/2" no-go con 2.75" std valve, 3 1/2" (1) pup joint, 5 1/2" x 3 1/2" on-off conector derecho, 3 1/2" eue (1) tubo, 3 1/2" camisa. Bajan bha de fondo en tubería 3 1/2" eue, midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas hasta 9648'.
- Retiran BOP shaffer de 11" x 3000 psi + adapter de 11" x 3000 psi a 7 1/16" x 5000 psi. Arman cabezal de producción 7 1/16" x 3 1/2" x 5000 psi + prueban con 3000 psi; ok.
- Tec. Cia Petrotech asienta **7" x 2 7/8" dlh pkr** @ **9578'** con 1500 psi y **7" x 2 7/8" dlh pkr** @ **9322**' con 1700 psi. Prueban asentamiento de packer por espacio anular con 600 psi; ok.
- Desplazan bomba jet 9A de cia Solipet hasta 3 1/2" camisa @ 9265'. Realizan prueba de producción a la **arena T inf** con bomba jet 9A de cia Solipet con sistema power oil con retorno a la estación.
  BFPD = 696 bls, BSW = 98%, TBREC = 160 bls, THE = 6, Salinidad = 800 ppmcl.
- Finalizan operaciones en el pozo sacha 55 el 02 de mayo de 2012 a las 09:00 horas.

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	BSW	GOR	API
Antes	20-ABR-12	T	PPH	**0**	0		28
Después	4-MAY-12	Ti	PPH	**0**	100		27

Reacondicionamiento satisfactorio.

SACHA - 78

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS

Fecha de completación: 29-julio-1976

- Inician perforación el 07 de julio del 19976.
- Toman registro CBL cemento bueno, tope a 7286'.
- Con cañón 4" punzonan el siguiente intervalo:
  Arena Hi : 9828' – 9853' (25') a 4 DPP
- Terminan operaciones el 29 de julio de 1976.

W.O. # 1: (10-junio-79).
Objetivo: Instalar cavidad Kobe.

- Recuperan BHA de producción, bajan cavidad Kobe.
- Terminan operaciones el 10 de junio de 1979.

W.O. # 2: (15-octubre-82).
Objetivo: Cementación forzada a Hi (aislar agua), punzonamiento a Hs, evaluar.

- Inician operaciones el 05 de octubre de 1982.
- Realizan cementación forzada a Hi: 9828'-9853' (25') con 100 sxs clase "G". Presión máx = 4800 psi.
- Con cañón 2 1/8" punzonan los siguientes intervalos:
  Arena Hs : 9795' - 9802' (7') @ 4 DPP
  9772' - 9792' (20') @ 4 DPP
- Pozo fluye TR=140 bls, T=1/2 hora, BSW=0.2%, API=29.9, Pc=260 Psi.
- Con cañón 4" punzonan los siguientes intervalos:
  Arena Hi : 9802' - 9805' (3') @ 4 DPP
  9828' - 9838' (10') @ 4 DPP
- Terminan operaciones el 15 de octubre de 1982.

Prueba	Fecha	Zona	Met.	BPPD	BSW	GOR	API	Pc	Pm
Antes	25-sep-82	H	PPH	302	73.2	8	28.8	48	40
Después	24-oct-82	Hs+i	PPH	1086	4.2	8	28.7	50	36

W.O. # 3: (05-junio-90)
Objetivo: Cambio de cavidad Kobe (disminuir inyección de power oil).

- Inician operaciones el 02 de junio de 1990.
- Cambian completación con nueva cavidad Kobe.
- Terminan operaciones el 5 de junio de 1990.
- 22-junio-90 : tratamiento con solventes a Hs+i.
- 26-febrero-91 : tratamiento con solventes a Hs+i.
- 31-agosto-91: Estimulan con HCL al 15% Hs+i.

Prueba	Fecha	Zona	Met.	BPPD	BSW	GOR	API	Pc	Pm
Antes	31-may-90	Pozo	C	E	R	R	A	D	O
Después	07-jun-90	Hs+i	PPH	315	21.4	8	28.2	NR	35

W.O. # 4: (11-septiembre-91)
Objetivo: Cambio de completación por cavidad mala, insert roto, Std-valve no hace buen sello. Hay recirculación.

- Inician operaciones el 07 de septiembre de 1991.
- Bajan completación con nueva cavidad.
- Terminan operaciones el 11 de septiembre de 1991.

Prueba	Fecha	Zona	Met.	BPPD	BSW	GOR	API	Pc	Pm
Antes	19-sep-91	Pozo	Cerrado						
Después	12-sep-91	Hs+i	PPH	306	14.0	NR	28.1	44	38

-

W.O. # 5: (28-diciembre-91)
Objetivo: Cambio de completación por obstrucción a 9777', empacadura desasentada. Evaluar Hs+i por separado.

- Inician operaciones el 19 de diciembre de 1991.
- Sacan completación se observa corrosión.
- Bajan BHA de evaluación, RBP a 9845', RTTS a 9811', Comp-packer a 9675', evalúan Hi intervalo: 9828'-9838'.
  Prod/día=382 bls, BPPD=382, BSW=0.1%, TR=293 bls, TE=23 hrs.

- Evalúan Hi con RBP a 9815', RTTS a 9701', Comp-packer a 9565', intervalo : 9802'-9805':
  Prod/día=384 bls, BPPD=326, BSW=15%, TR=236 bls, TE=17 hrs.

- Terminan operaciones el 28 de diciembre de 1991.

Prueba	Fecha	Zona	Met.	BPPD	BSW	GOR	API	Pc	Pm
Antes	05-dic-91	Hs+i	PPH	148	1.3	NR	28.6	42	37
Después	30-dic-91	Hs+i	PPH	385	1.0	NR	28.5	39	25

W.O. # 6: (14-octubre-92)
Objetivo: Repunzonar Hs con cañones de alta penetración.

- W.O no exitoso (sumario extraviado).
- Terminan operaciones el 14 de octubre de 1992.
- 01-noviembre-92 : Estimulan Hs con solventes.

W.O. # 7: (18-agosto-93)
Objetivo: Fracturar Hs.

- Inician operaciones el 10 de julio de 1993.
- HLS baja CIBP, no pasa a 9840', asientan a 9815'.
- Con Ret-matic a 9715' bombea 12 bls de HCL al 15% + 170 bls de acuafrac G-3500. Realiza fracturamiento de Hs con:
  a.- 135 bls spectra frac G-3500 (rata=14 bpm, P.Tbg = 3700 psi, P.Csg = 1300 psi).

  b.- 53 bls spectra frac G-3500 + 2 lbs/gl carbolite 20/40 (rata=13 bpm, P.Tbg = 3200 psi, P.Csg = 1000 psi).

  c.- 84 bls spectra frac G-3500 + 4 lbs/gl carbolite 20/40 (rata=17 bpm, P.Tbg = 4300 psi, P.Csg = 800 psi).

  d.- 67 bls spectra frac G-3500 + 6 lbs/gl carbolite 20/40 (rata=12 bpm, P.Tbg = 3000 psi, P.Csg = 800 psi).
- Inician desplazamiento con 58 bls de frac-10 a 8000 psi y 6000 en el anular, intentan reversar lo restante sin éxito. Tope de arena a 8110'. Tratan de desasentar Ret-matic, sin éxito.
- Realizan varias operaciones de pesca sin éxito. Queda pescado lo siguiente: Ret-matic 7" + reducción 2 7/8" x 3 ½" + no-go + 2 7/8" + 2 tubos + 27' de tubo. Tope de pescado a 9684'.
- Intentan evaluar Hs sin éxito, sacan BHA.
- Con zapata 6" muelen pescado hasta 9709'.
- Toman registro CIT-CAST-PET. Detectan hueco y ovalación a 9709'. Bajan tubería punta libre.

- Terminan operaciones el 18 de agosto de 1993.

Prueba	Fecha	Zona	Met.	BPPD	BSW	GOR	API	Pc	Pm
Antes	10-jul-93	Hs	PPH	418	6.6	NR	NR	NR	NR
Después	18-agst-93	Casing Ovalado y roto @ 9709'							

W.O. # 8: (11-septiembre-93).
Objetivo: Aislar Hollín con CIBP (casing ovalado y roto a 9709'), punzonar U y T. Evaluar por separado.

- Inician operaciones el 02 de septiembre de 1993.
- Con broca 6 1/8" + raspatubos 7" bajan hasta 9700'.
- Realizan tapón temporal para U+T.
- Asientan CIBP a 9692'. Con cañón 5" punzonan los siguientes intervalos:
  Arena U : 9352' - 9424' (72') a 4 DPP

  Arena Hi : 9615' - 9620' (5') a 4 DPP
  9624' - 9647' (23') a 4 DPP

- Evalúan arena "T": Prod/día=768 bls, BPPD=764, BSW=0.5%, TR=382 bls.
- Evalúan arena "U":Prod/día=984 bls, BPPD=982, BSW=0.2%, TR=513 bls.
- Terminan operaciones el 11 de septiembre de 1993.

Prueba	Fecha	Zona	Met.	BPPD	BSW	GOR	API	Pc	Pm
Antes	Pozo	Cerrado por casing ovalado y roto @ 9709'							
Después	11-sep-93	U+T	PPH	625	0.7	NR	28.5	66	NR

Trabajo exitoso, ganancia 625 BPPD, se punzona arenas U y T.

-

W.O. # 9: (11-marzo-97)
Objetivo: Cambio de completación por bomba atascada en cavidad.

- Inician operaciones el 05 de marzo de 1997.
- Terminan operaciones el 11 de marzo de 1997.

Prueba	Fecha	Zona	Met.	BPPD	BSW	GOR	API	Pc	Pm
Antes	03-mar-97	U	C	E	R	R	A	D	O
Después	17-mar-97	U	PPH	560	1.4	NR	28.5	55	33

Trabajo exitoso se recupera 560 BPPD.

W.O. # 10: (22-abril-00)
Objetivo: Cambio de completación por bomba atascada en cavidad.

- Inician operaciones el 18 de abril de 2000.
- Terminan operaciones el 22 de abril de 2000.

Prueba	Fecha	Zona	Met.	BPPD	BSW	GOR	API	Pc	Pm
Antes	12-abr-00	U	CERRADO						
Después	09-may-00	U	PPH	523	1.8	NR	28.7	48	34

- Después del W.O pozo queda con producción baja, el 03 de mayo se realiza estimulación con solventes a "U", se logra incrementar la producción a 523 BPPD.

W.O. # 11: (8-Sep-07)
Objetivo: Cambio de BHA por comunicación TBG-CSG

- Inician operaciones el 4 de septiembre del 2007
- Sacan BHA de producción
- Bajan BHA final P.Oil prueban con 3000 psi c/20 paradas hasta 5782' presión cae 1500 psi/min, sacan 20 paradas hasta 4518', prueban con 3000 psi , sin éxito, presión cae 1500 psi/min
- Cambian Std-valve +prueban TBG con 3000 psi ,OK
- Continúan bajando BHA de producción ,prueban c/20 paradas con 300 psi hasta 9638'.
- Retitan BOP+arman cabezal+prueban con 3000 psi , Ok
- Recuperan Std/valve + cierran camisa de "T"
- Asientan +prueban Pks con 3000 psi Ok, prueban anular con 700 psi,Ok
- Abren camisa de "U", prueban asentamiento de Pkr superior por debajo con 1500 psi ,Ok
- Prueban admisión a la "U" con 1500 psi, presión cae 0 psi, desplazan bomba JET-9B realizan prueba de producción BFPD=504, BSW=95%, BIPD=1968,THE=7 hrs,
- Terminan operaciones el 8 de Septiembre de 2007.

Prueba	Fecha	Zona	Met.	BPPD	BSW	GOR	API	Pc	Pm
Antes	29-Ago-07	U	CERRADO por comunicación TBG-CSG						
Después	11-Sep-07	U	PPH	134	66.7	NR	27	NR	27

Trabajo Satisfactorio, luego de WO el 14-sep-07 se detecta comunicación TBG-CSG por debajo del primer PKR.

W.O. # 12: (20-Ene-08)
Objetivo: Cambio de BHA por comunicación TBG-CSG

- Inician operaciones el 12-enero-2008
- Sacan BHA de producción
- Bajan tbg clase "A" de 3 ½"
- Arman y bajan BHA sin pkrs, prueban detectan liqueo en x-over bajo 1ra camisa de fondo, cambian x-over y bajan BHA ,prueban ok.
- Bajan cavidad Kobe tipo D
- Asientan packers a 9302' y 9504', prueban existe comunicación, sacan BHA
- Arman BHA, asientan packers a 9302' y 9504', prueban ok
- Realizan prueba de admisión a "U" con 1500 psi, desplazan Jet-9ª, prueban a estación:
  BFPD=744, BSW=100%, BIPD=2008, BTR=179, THE=6 hrs
- Terminan operaciones el 20-enero-2008

Prueba	Fecha	Zona	Met.	BPPD	BSW	GOR	API	Pc	Pm
Antes	7-Ene-08	U	Cerrado por comunicación TBG-CSG						
Después	22-ene-08	U	PPH	211	66.2	NR	27.3	30	27

Trabajo Exitoso, pozo recupera producción, la comunicación se debió a liqueo en x-over bajo la camisa de fondo. En la primera completación definitiva fallaron las empacaduras (no asentaron)

W.O. # 13: (23-Dic-10)
Objetivo: Realizar cementación forzada arena "T", y "U" repunzonar según registro de saturaciones.

- Inician operaciones el 02-diciembre-2010.
- Realizan registro electromagnético a tubería.
- Asienta CIBP a 9692'.
- Bajan BHA de cementación en 3 ½" tbg midiendo, calibrando y prueban con 300psi.
- Asientan 7" retenedor @9557' realizan SQZ a "T" presión final 2330psi.
- Asientan retenedor de cemento @ 9311' realizan SQZ a "U"
- Corren registro CBL-SBC-GR desde 9678' hasta 7678'.
- Corren registro de saturación desde 9424' hasta 9352' en modo PNC.
- Corren registro de saturación desde 9678' hasta 8678'de arenas "U" y "T".
- Sueltan barra y disparan arena U: 9351'-9361'(10') soplo leve.
- Desplazan Jet-9A, evalúan con MTU al tk bota en locación: BFPD=384, BSW=78%, BPPD=84,BTR=309, THE=19 hrs
- Cierran pozo por 20 horas para BUP'S.
- Disparan con cañones convencionales arena t 9615'-9619'(4') 9624'-9635'(11') 5 DPP
- Bajan completación definitiva con marca radioactiva.
- Desplazan Jet-9A, evalúan con MTU al tk bota en locación: BFPD=384, BSW=78%, BPPD=84,BTR=309, THE=19 hrs
- Terminan operaciones el 23-diciembre-2010.

Prueba	Fecha	Zona	Met.	BPPD	BSW	GOR	API	Pc	Pm
Antes	27-Nov-10	U	Cerrado por alto BSW 100%						
Después	27-Dic-10	U	PPH	211	35.47	NR	25	30	27

Trabajo exitoso, ganancia 211 BPPD, se punzonan arenas U y T.

SACHA – 83

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS

Pozo queda Completado el 8-Nov-78

Perforaciones: Arena Hollín: 9832´- 9850´
9854´- 9862´
9872´- 9894´

	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW	RGP	API
ANTES	05/03/1978	H I	PPF	1924	1920	0.2	8	27.4
DESPUES					1920			

W.O # 1: (19-02-81).
Objetivo: Instalar cavidad Kobe, para producir por levantamiento Hidráulico.

	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW	RGP	API
ANTES	01-II-81	HI	PPF	1669	1335	20.0		
DESPUES	22-II-81	HI	PPF	3522	2888	18.0		

Exitoso, se incrementa 1563 BPPD

W.O # 2: (20-10-82).

Objetivo: Cambio de cavidad Kobe para reparación.

	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW	RGP	API
ANTES	15/10/1982	H	PPH	1301	666	49.3		31
DESPUES	24/10/1982	H	PPH	1539	2252	40.6		32

Trabajo exitoso se incrementa 1586 BPPD

W.O # 3: (03-08-86).
Objetivo: Aislar entrada de agua de Hollín con cementación forzada. Estimular con ácido Hs , Cambio de cavidad.

	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW	RGP	API
ANTES	14/05/1986	H	PPH	1840	597	75.5		30
DESPUES	06/08/1986	H S	PPH	1213	1118	7.8		30

Trabajo exitoso se recupera 521 BPPD

W.O # 4: (19-12-86).
Objetivo: Aislar entrada de agua de Hollín con CIBP y perforar Napo U y T.

	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW	RGP	API
ANTES	16/XI/86	HS	PPH	943	150	84.1		30
DESPUES	05/I/87	HS	PPH	465	464	0.3		30

Trabajo exitoso se incrementa 314 BPPD

W.O # 5: (04-06-87).
Objetivo: Recuperar pescado (Herramientas de pesca) y bomba Kobe (no recuperable por recirculación ni por pesca).

	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW	RGP	API
ANTES	POZO	CERRADO						
DESPUES	27/VIII/87	HS	PPH	805	800	0.6		30

Trabajo exitoso se incrementa 800 BPPD

W.O # 6: (23-10-87).
Objetivo: Estimular con ácido regular para lodos a Hs y cambio de completación.

	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW	RGP	API
ANTES	04/10/1987	H S	PPH	121	107	11.3		28
DESPUES	25/10/1987	H S	PPH	543	520	4.3		28

Trabajo exitoso se incrementa 413 BPPD

W.O # 7: (15-10-91).
Objetivo: Cambio de completación cavidad en malas condiciones.

	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW	RGP	API
ANTES	05/10/91	H S	PPH	700	695	0.7		28.1
DESPUES	17/10/91	H S	PPH	POZO	NO	APORTO		

Trabajo no exitoso, después del W.O Pozo no produce.
Se estimula con solventes a la formación con programa sin torre.

W.O # 8: (24-08-01).
Objetivo: Cambio de Completación por cavidad defectuosa.

- Bajan completación de fondo para bh en cavidad Guiberson Pl II Recuperan F-1 a 9891'.

	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW	RGP	API
ANTES	19/VII-01	H S	PPH	493	419	15		27.6
DESPUES	02/IX/01	H S	PPH	816	762	6.6		27.6

W.O # 9: (15-11-07).
Objetivo: Cambio de Completación por comunicación TBG-CSG. Redisparar "Hs".

- Cía. Schlumberger asienta Tapón CIBP A 9870'.
- Cía. Schlumberger redispara "Hs": 9832' - 9843' (14') A 5 DPP.
- Bajan completación de fondo para BH en cavidad Guiberson Pl II".

	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW	RGP	API
ANTES	22/10/2007	Cerrado por comunicación TBG-CSG						
DESPUES	28/11/2007	Hs	PPH	512	440	14		27.7

W.O # 10: (12/06/2011).
Objetivo: Punzonar arena "T" 9672'-9692' (20'). Evaluar, diseñar completación a bajar.

- Cía. Baker Atlas asienta Tapón CIBP A 9780'..
- Cía. Halliburton baja conjunto TCP y dispara Arena "T": 9672'-9692' (20') a 5 DPP.
- Evalúan arena "T" con bomba jet: BFPD=312, BSWf=28%, Sal=12800 ppm, THE=45 HRS, TBREC.= 596 bls.
- Bajan completación de fondo para BH en cavidad Guiberson Pl II.

	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW	RGP	API
ANTES	15/05/2011	Pozo queda cerrado sin bomba. Existe pescado						
DESPUES	22/06/2011	T	PPH	128	107	16.4		27.7

SACHA-101

HISTORIAL DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTOS

FECHA DE COMPLETACIÓN: 18 DE ENERO 1983
Inicialmente queda completado para Hollín, arena que no fue disparada debido a que el pozo fluyó después de bajar la completación de fondo.

PRUEBA OFICIAL

FECHA	ARENA	BPPD	MÉTODO	GOR	BSW	API	PM
23-01-83	HOLLÍN	814	FN	8	0,2	28,2	26

W.O#1
Fecha; 17-may-83
OBJETIVO: AISLAR ENTRADA DE AGUA DE HOLLÍN INFERIOR CON CEMENTACIÓN FORZADA. PUNZONAR HI Y HS. BAJAR CAVIDAD KOBE TIPO D.

- Asientan EZ-Drill a 9854'. Realizan cementación forzada con 50 SXS de cemento clase G.
- SLB dispara a 4 DPP, Hollín Inferior: 9843.5' – 9851.5'. Hollín superior: 9790'-9800' , 9810'-9821'

- Asientan RTTS a 9746'. Pistonean Hollín, pozo fluye: BFPD=312; BSW=2%; API=29,2
- Bajan RBP a 9830' y RTTS a 9748'. Pistonean HS: TR=231 BLS; BSW=2.2%, NF=1800'
- Bajan BHA definitivo con cavidad KOBE tipo D.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MÉTODO	PC	OBSERV
ANTES		HI						MUERTO
DESPUES	10-MAY-83	HI	752	48.3	29,7	PPH	65	

Trabajo exitoso

W.O #2
Fecha: 9- nov-85
OBJETIVO: ESTIMULAR CON ACIDO A HOLLÍN SUPERIOR

- Bajar RBP a 9832' y RTTS a 9738'. Halliburton realiza tratamiento con ácido regular.
- Pistonean HS: TR=368 BLS; NF=3100'; BSW=20%; SAL=3312 PPMCL-
- Bajan BHA definitivo. Dejan abierta camisa de HS.

PRUEBA	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	OBSERV.
ANTES	4-10-85	HS	311	2,9	31	PPH	64	
DESPUES	20-11-85	HS	1647	0,4	31	PPH	70	BOMBA D2X1

Trabajo exitoso.

W.O#3
Fecha: 25-dic-86
OBJETIVO: CAMBIO DE CAVIDAD KOBE

- Bajan completación de Power Oil definitiva.

PRUEBA	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	OBSERV.
ANTES	13-12-86	HS	1073	1,9	31	PPH	40	JET
DESPUES	05-01-87	HS	834	5,3	31	PPH	54	BOMBA D1X1

Trabajo exitoso. Se ahorró 1200 BFPD de inyección.

W.O#4
Fecha: 15-nov-87
OBJETIVO: ACIDIFICACIÓN A HS CON ACIDO CLORHÍDRICO

- Asientan RBP a 9828' y RTTS a 9725'. Realizan tratamiento con 500 galones de HCL al 15% + solventes.
- Evalúan HS: BFPD=648; BSW=100%; TR=210 BLS.
- Bajan BHA definitivo. Dejan abierta camisa de HS.

PRUEBA	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	OBSERV.
ANTES	30-10-87	HS	489	8,6	28	PPH	58	
DESPUES	23-11-87	HS	805	10,1	28	PPH	48	

Trabajo exitoso. Se incrementó 316 BPPD.

W.O#5
Fecha: 07-JUN-88
OBJETIVO: CAMBIO DE BHA Y EVALUAR HS. CEMENTACIÓN FORZADA PARA ARREGLAR CASING QUE TIENE HUECO ENTRE 6529' Y 6591'.

- Bajan herramienta de prueba. Detectan hueco en casing entre 6529' y 6591'.

- Asientan CIBP a 9740 y retenedor de cemento a 6482'. Reparan casing con 150SXS de cemento clase G (33 bls. Bajo el retenedor).
- Muelen retenedor. Prueban casing con 1500 psi. Ok. Muelen CIBP.
- Evalúan Hs: 672 BFPD, BSW=15%.
- Bajan completación definitiva.

PRUEBA	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	OBSERV.
ANTES	23-05-88	HS	31	11,4	28	PPH	42	
DESPUÉS	17-06-88	HS	803	1,7	28	PPH	48	

Trabajo exitoso.

W.O#6
Fecha: 05-FEB-98
OBJETIVO: CAMBIO DE BHA POR COMUNICACIÓN TUBING-CASING

- Evalúan HS + HI con jet 9ª; BFPD=1680; BSW=86%; BPPD=235; SAL=970PPMCL, TR=2671
- HLS toma registro de saturaciones en Hollín y Napo.
- Asientan retenedor de cemento a 9740'. Realizan cementación forzada a Hollín con 100 SXS de cemento G, quedan 19 bls en la formación.
- Disparan HS a 6DPP: 9806-9817 y 9790-9800-
- Queda con SQUEEZE intervalos (9817'-9821' y 9845'-9851').
- Bajan herramienta de prueba. Detectan perdida de presión bajo las perforaciones. Corren registro CIT. Detectan posible hueco a 9834.
- Asientan EZ D rill a 9820 (Aislando Hi)
- Evalúan HS con Jet 9ª y B'UP: BFPD=312; BSW=57%; SAL=4800 PPMCL; HRS=32
- Asientan CIBP a 9450 y disparan 9418-9422 para SQZ. Asientan retenedor de cemento a 9350'.
- Realizan cementación forzada con 150 SXS de cemento G a U.
- Disparan U a 4 DPP: 9364-9408
- Bajan herramientas de prueba, detectan perdida de presión entre 6537-6566.
- Toman registro USIT y detectan huecos a 6544, 6609. Asientan CIBP a 6690 y punzonan 6632-6634 a 4 DPP para SQZ. Asientan retenedor de cemento a 6516'. Reparan hueco con 270 SXS de cemento G, quedan 52 bls en la formación.
- Perforan y limpian hasta 9450'. Bajan herramientas de prueba, pasan atrancándose, por lo que bajan casing roller.
- Evalúan U con JET 9ª y BUP: BFPD=672; BSW=49%; TIEMPO=36 HORAS (8 con elementos); SAL=10900 PPMCL.
- Perforan CIBP a 9450.
- Bajan completación definitiva. Dejan abierta camisa de U.

PRUEBA	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	OBSERV.
ANTES	29-11-97	HS	75	67	28	PPH	36	B2X0
DESPUES	21-02-98	U	396	2,5	28,3	PPH	70	D1X1

Trabajo exitoso. Se cambió de arena HS a U.

W.O#7
Fecha: 18-jun-99
OBJETIVO: CAMBIO DE BHA POR DESASENTAMIENTO DE EMPACADURA. COMUNICACIÓN DE U CON HOLLÍN.

- Bajan BHA para bombeo hidráulico con cavidad National de 3 ½"
- Realizan prueba de producción a arena "U": 628 BFPD, BSW=30%

PRUEBA	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	OBSERV.
ANTES	05-05-99	U						CERRADO
DESPUÉS	19-06-99	U	171	72,6	26	PPH	36	

Trabajo no satisfactorio. Pozo produce con BSW=75%. Se detecta comunicación de Hollín con Napo por detrás del casing.

W.O#8
Fecha: 12-ago-05
OBJETIVO: SACAR TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

- Sacan BHA de producción.
- Arman y bajan BHA de limpieza midiendo hasta 9600 pies. Circulan, limpian y sacan.
- Halliburton baja CIBP de 7 pg. Asientan a 6500 pies.
- Retiran BOP, arman cabezal.

W.O#9
Fecha: 02-oct-07
OBJETIVO: DISPARAR ARENA "T" EN INTERVALO: 9604'-9620'. EVALUAR CON BUP.

- Inician operaciones el 8 de septiembre de 2007.
- Punzonan arena "T" en intervalo: 9604'-9620'.
- Realizan tratamiento a arena "T" con 22 bls de ácido acético.
- Desplazan bomba Jet 11-K y evalúan arena "T": 48 BFPD, BSW=100%.
- Realizan tratamiento con ACID-SOL a arena "U".
- Evalúan arena "U" con bomba Jet 10-J y bajan elementos de presión: 576 BFPD, BSW=65%.
- Asientan CIBP a 9720' (aislando arena Hollín). Repunzonan a 5 DPP los intervalo: "T" (9628'-9680') y "U" (9350'-9357').
- Evalúan arena "U" : 744 BFPD, BSW=100%

PRUEBA	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	OBSERV.
ANTES	05-05-99	U						CERRADO
DESPUÉS	19-06-99	U	171	72,6	26	PPH	36	

Trabajo no satisfactorio. Pozo produce con BSW=75%. Se detecta comunicación de Hollín con Napo por detrás del casing.

SACHA-112

HISTORIAL DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTOS

FECHA DE COMPLETACIÓN: 16- ABRIL – 88

Perforan a 4DPP con cañones de 4'' el siguiente intervalo:

Hollín inferior 9858' – 9877' (19')

Prueba	Zona	Método	BPPD	BSW	API
13-Abr-1998	Hi	FN	1442	15	31.1

WO # 01 (09-Ago-89)
AISLAR ENTRADA DE AGUA CON CEMENTACIÓN FORZADA A Hi. PUNZONAR Hs. EVALUAR PARA PRODUCIR CON BH.

- Circulan a 9878'. Bajan retenedor de cemento. Asientan a 9800'. Realizan prueba de inyectividad sin éxito. Realizan limpieza de punzados de Hi con 500 gls de HCL al 15%.
- Realizan cementación forzada con 100 Sxs de cemento tipo "G". Cemento bajo el retenedor 14 Bls. Reversados 10 Bls. Muelen retenedor.
- Punzonan con cañones de 4" a 4 DPP el siguiente intervalo:
- Hollín inferior (9858' – 9868') (10')
- Evalúan Hi con bomba jet: BFPD = 2400, BSW = 42%, SALINIDAD = 1500 ppmCl-, RECUPERADO = 1606 BLS, TIEMPO = 20 HRS.
- Bajan CIBP y asientan a 9788'
- Bajan cañón de 4" y cañonean a 4 DPP el siguiente intervalo:
- Hollín superior (9810' – 9840') (10')
- Evalúan Hollín superior con bomba jet 11 –A: BFPD = 360, BSW = 3%, SALINIDAD = 1500 ppmCl-, RECUPERADOS = 163 BLS, TIEMPO = 14 HRS.
- Bajan empacaduras F – 1 y asienta a 9846'
- Bajan completación definitiva con cavidad kobe tipo "D"

Prueba	Fecha	Zonas	Método	BPPD	BSW
Antes	13-Jul-89	Hi	PPH	379	54.4
Después	13-Ago-89	Hi	PPH	890	55.2

WO # 02 (03-Sep-90)
CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR CAVIDAD MALA.

- Circulan a 9845'. Bajan completación definitiva con cavidad Kobe tipo "D".

Prueba	Fecha	Zonas	Método	BPPD	BSW
Antes	28-Ago-90	Hs+i	PPH	374	77.8
Después	04-Sep-90	Hs+i	PPH	825	62.5

WO # 03 (11-Feb-94)
CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR CAMISAS DEFECTUOSAS.

- Circulan a 9840'. Bajan completación definitiva con cavidad Kobe tipo "D".

Prueba	Fecha	Zonas	Método	BPPD	BSW
Antes	06-Feb-94	Hs+i	PPH	128	13.5
Después	27-Feb-94	Hs+i	PPH	547	63.2

WO # 04 (13-JUL-95)
AISLAR HOLLÍN CON CIBP POR ALTO CORTE DE AGUA. PUNZONAR Y EVALUAR NAPO "U"

- Circulan hasta 9750', limpian y sacan.
- Con cable eléctrico asientan tapón CIBP @ 9730'
- Bajan cañones de 5'' y Punzonan el siguiente intervalo:

NAPO "U" @ 4DPP (9402'-9448') (46')
(9452'-9464') (12')

NAPO "T" @ 4DPP (9664'-9682') (18')

- Bajan elementos de presión @ 9306', desplazan bomba jet - E8 de camisa, evalúan arena "U": BFPD = 840, BPPD = 831, BSW = 1.1%, API = 28.7, TIEMPO = 24 H
- Cierran pozo para Build Up 18 hrs
- Desplazan bomba jet – C5 evalúan arena "T": BFPD = 288, BPPD = 287, BSW = 0.4%, TIEMPO = 35 HRS, API = 28.3
- Cierran pozo 14 Hrs para Build Up.
- Arman y bajan BHA de producción definitiva con cavidad Guiberson de 2 7/8''.
- Reversan bomba ciega. Asientan empacaduras Arrow @ 9540' y 9337'.
- Desplazan bomba jet – E8 Guiberson, realizan prueba de producción de arena "U": BFPD = 1272, BPPD = 1056, BSW = 17%, TIEMPO = 6 HRS.

Prueba	Fecha	Zonas	Método	BPPD	BSW
Antes	26-Mar-95	Hi	PPH	-	100%
Después	13-Ago-95	U	PPH	694	2.8%

WO # 05 (9-ABR-2008)
REALIZAR SQZ A HS+I, REDISPARAR HS, EVALUAR T COMPLETAR PARA PPH.

- Inicia operaciones con equipo Triboilgal-08 el 2-mar-08
- Se suspenden operaciones el 5-mar-08
- Se re inicia operaciones con equipo Geopet-03 el 2-mar-08
- Queda pescado Wash Pipe de 5 ½" +Zapata de 6 1/8" .
- Bajan TBG 3 ½" clase "A"
- Se punzona el siguiente intervalo:
  Arena " Hs " @ 5 DPP 9810' - 9840' (30')
- Desplazan bomba JET-8A BFPD=96, BPPD=11,BSWF=89%, TR=400 bls, THE=65, SAL=11200 ppmcl
- Se punzona el siguiente intervalo:
  Arena " BT " @ 5 DPP 8684' - 8698' (14')
- Desplazan bomba JET-10A BFPD=360, BPPD=288,BSWF=89%, TR=1292 bls, THE=79, SAL=11200 ppmcl
- Toman Bup de BT , bomba JET-10A BFPD=360, BPPD=216,BSWF=40%, TR=1229 bls, THE=66 (35 C/Elementos), Pwf=621 psi, Pws=823 psi
- Finaliza operaciones con equipo Geopet-03 el 8-abr-08

Prueba	Fecha	Zona	Método	BPPD	BSW
Antes	15-Oct-01	U	CERRADO POR ALTO BSW		
Después	17-Abr	BT	PPH	302	3

Trabajo Satisfactorio, se recupera la producción de arena BT , queda pescado en el fondo Wash Pipe+Zapata.

SACHA - 190 D

HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO

COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES
19-NOV-06

- Punzona arena HI: 10136’-10156’ (20’) a 5 DPP.
- Evalúan arena Hi. BPPD= 237, Bsw=87%
- Asientan tapón CIBP a 10132’, aislando arena Hi.
- Punzonan arena UI: 9724’-9750’ (26’).
- Evalúan arena “Ui”: 504 BFPD, BSW=40%, API=25,3°.
- Punzonan arena “Ti” en el intervalo 9952’-9970’.
- Evalúan arena Ti: 480 BFPD, BSW=20%, API=24,5°.
- Bajan completación definitiva de bombeo hidráulico con cavidad Guiberson PL II.
- Terminan operaciones el 19 de noviembre de 2006.
- Cierran camisa de Ti porque arena NO APORTA. Abren camisa de Ui.

FECHA	MÉTODO	BFPD	% BSW	°API	ARENA
2-NOV-06	PPH	1824	87	29,1	H inf.
7-nov-06	PPH	504	40	25,3	U inf.
14-NOV-06	PPH	480	20	24,5	T inf.

SACHA – 191

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS

PERFORACIÓN: **03– julio – 2004.**
COMPLETACIÓN Y PRUEBAS: (24-julio-2004).

- Bajan conjunto TCP en tubería 3 ½”, asientan packer a 9762’, sueltan barra para detonar cañones y punzonar el siguiente intervalo:

Hi: 9847’ – 9856’ (9’) a 6 DPP

- Bajan BHA de producción para bombeo hidráulico en tubería 3 ½” hasta 9856’.

PRUEBA OFICIAL						
Prueba	**Arena**	**Met.**	**BPPD**	**BSW**	**Api**	**Pc**
12-ju-04	Hi	PPF	**1126**	0.2	29.8	15
21-jul-04	Hi	PPH	**2180**	0.2	29.8	NR

W.O # 1: (11 – Febrero – 2006)
Objetivo: Aislar Hi con CIBP, punzonar Hs, evaluar, punzonar arenas Ti y Ui, bajar completación de bombeo hidráulico.

- Inician operaciones el 02 de febrero del 2006.
- Cía. Schlumberger asienta 7” CIBP a 9844’.
- Arman conjunto TCP con cañones de 4 ½” + BHA de prueba, bajan en 3 ½” Tbg hasta 9338’, correlacionan profundidad y asientan positrive packer a 9670’, se dispara **arena Hs: 9816’ – 9832’ (16’) a 5 DPP.**
- Terminan operaciones el 11 de febrero de 2006.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	31-ene-06	Hi	PPH	**49**	93.7	28.0	45	
DESPUES	13-feb-06	Hs	PPH	**674**	1.6	28.0	45	

- Trabajo exitoso, se incrementó +/- 600 BPPD de Hs a la producción.

SACHA – 197D

HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO

COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES

14-FEBRERO-2007

- Punzonan intervalo de Ui (9768'-9772') para realizar SQUEEZE en Ui por mala cementación.
- Realizan cementación forzada con 300 sxs de cemento "G", entran 25 bls a la formación.
- Punzonan arena "Ui" en el intervalo (9728'-9764') (36') a 5 DPP.
- Desplazan bomba Jet 11-K con elementos de presión acoplados y evalúan arena Ui: 600 BFPD, BSW=6%, Sal= 5500 ppmcl, API=25,2°.
- Bajan completación definitiva con cavidad Guiberson PL II.
- Finalizan operaciones el 14 de febrero de 2007.

FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	% BSW	° API
09-feb-07	U inf.	PPH	600	564	6,0	25,2

SACHA – 225D

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS

- FECHA DE PERFORACIÓN: 7- Abril-2008

- FECHA DE COMPLETACIÓN: 17-Mayo-2008

- Cía. Halliburton corre registro de GYRO+control de cemento desde 10280' hasta 9300'. Existe buen cemento.
- Bajan conjunto TCP y punzonan arena Hi en el intervalo:

10168' – 10174' (6') a 5 DPP.
10190' – 10196' (6') a 10 DPP
10196' – 10200' (4') a 5 DPP

- Realizan estimulación RMA a "Hi".
- Bajan bomba Jet 10-J y evalúan Hi: 1512 BFPD, BSW=84%, Sal=2200 PPMCL.
- Cía. Schlumberger asienta tapón CIBP a 10163'. (Aislando arena Hi).
- Bajan TCP y disparan arena "Hs" en el intervalo:

10138'-10158' (20') a 5 DPP

- Desplazan bomba Jet 10-J y evalúan arena Hs: 1416 BFPD, BSW=92%, Sal=2800 PPMCL.
- Cía. Schlumberger asienta tapón CIBP a 9850'. (Aislando arena Hs).
- Bajan conjunto TCP y dispara arena "Ui" en los siguientes intervalos a 5 DPP:

9738'-9748' (10')
9760'-9765' (5')
9779'-9784' (5')

- Se desplaza bomba Jet 11-J + elementos de presión y evalúan arena "Ui": 456 BFPD, BSW=44%.
- Finalizan operaciones el 17 de mayo de 2008.

PRUEBA OFICIAL

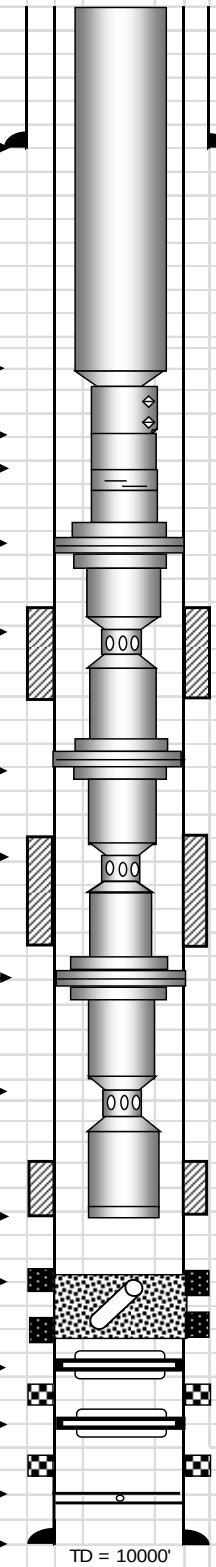
FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	PC	MET.	Observación
5-may-08	HI	242	84	31,4	CTK	PPH	
9-may-08	HS	113	92	-	CTK	PPH	
13-may-08	UI	184	41	25,2	CTK	PPH	Prueba con elementos de presión

ANEXOS N° 5

DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

SACHA - 40

W.O. # 17



RTE : 958'
GLE : 944'

COMPLETACION : 03-MAR-1972
W.O. # 14 22-ABR-1998
W.O. # 15 25-OCT-2001
W.O. # 16 23- AGO-2003
W.O. # 17 08-MAY-2005

9 5/8" CASING SUPERF. H-40, 32 LBS / FT, 17 TUBOS

559' — ZAPATA GUIA SUPERF. CEMENTADO CON 250 sxs "A"

7" CASING, 60 JTS;K-65; 23 LBS/FT @ 1921'
107 JTS; K-65 ; 23 LBS /FT @ 5451'
60 JTS ; K-55 ; 26 LBS / FT @ 7361'
85 JTS ; K-95 ; 23 LBS / FT @ 9998'

3 ½" EUE N-80, 292 JOINTS.

9224' — 3 ½" x 2 7/8" EUE, X-OVER

2 7/8" CAVIDAD GUIBERSON PL II

9243'

2 7/8" EUE N-80, 1 JOINT .

9273' — 2 7/8" EUE N-80, SAFETY JOINT

2 7/8" EUE N-80, 1 JOINT .

9307' — 7 x 2 7/8" EUE, PACKER ARROW

2 7/8" EUE N-80 ; 4 JOINTS

ARENA "U" (4DPP)
9410'- 9454' (44')

9435' — 2 3/8" x 2 7/8" EUE, X-OVER

2 3/8" EUE, CAMISA DESLIZABLE, ID = 1.81

2 3/8" x 2 7/8" EUE, X-OVER

2 7/8" EUE N-80; 3 JOINTS

9534' — 7" X 2 7/8" EUE ; PACKER ARROW

2 7/8" EUE N-80 ; 4 JOINTS.

ARENA "T" (8DPP)
9640'- 9656' (16')
9673'- 9698' (25')

9662' — 2 7/8" x 2 3/8" EUE, X-OVER

2 3/8" EUE ; CAMISA DESLIZABLE, ID = 1.81

2 3/8" x 2 7/8" EUE, X-OVER

2 7/8" EUE N-80; 3 JOINTS.

9761' — 7" X 2 7/ 8" EUE ; PACKER ARROW

2 7/8" EUE N-80 ; 4 JOINT.

9798' — 2 7/8" X 2 3/8" EUE, X-OVER

2 3/8" EUE ; CAMISA DESLIZABLE, ID = 1.81

2 3/8" X 2 7/8" EUE, X OVER .

" HOLLIN SUP" (4DPP)
9820' - 9850' (30')

2 7/8" EUE N-80 ; 1 JOINT.

9833' — 2 7/8" EUE, TAPÓN CIEGO

9855' — COTD

9856'-9858' (2') SQZ WO 11

"HOLLIN INF" (4DPP)
9871' - 9880' (9')
9880' - 9886' (6')

Pescado con 2 7/8" Bull plug + 1 TUBO SUPING

9891' — CIBP

9896' - 9928' (32')a 4DPP

9933' — EZ DRILL B.P (W.O#3)

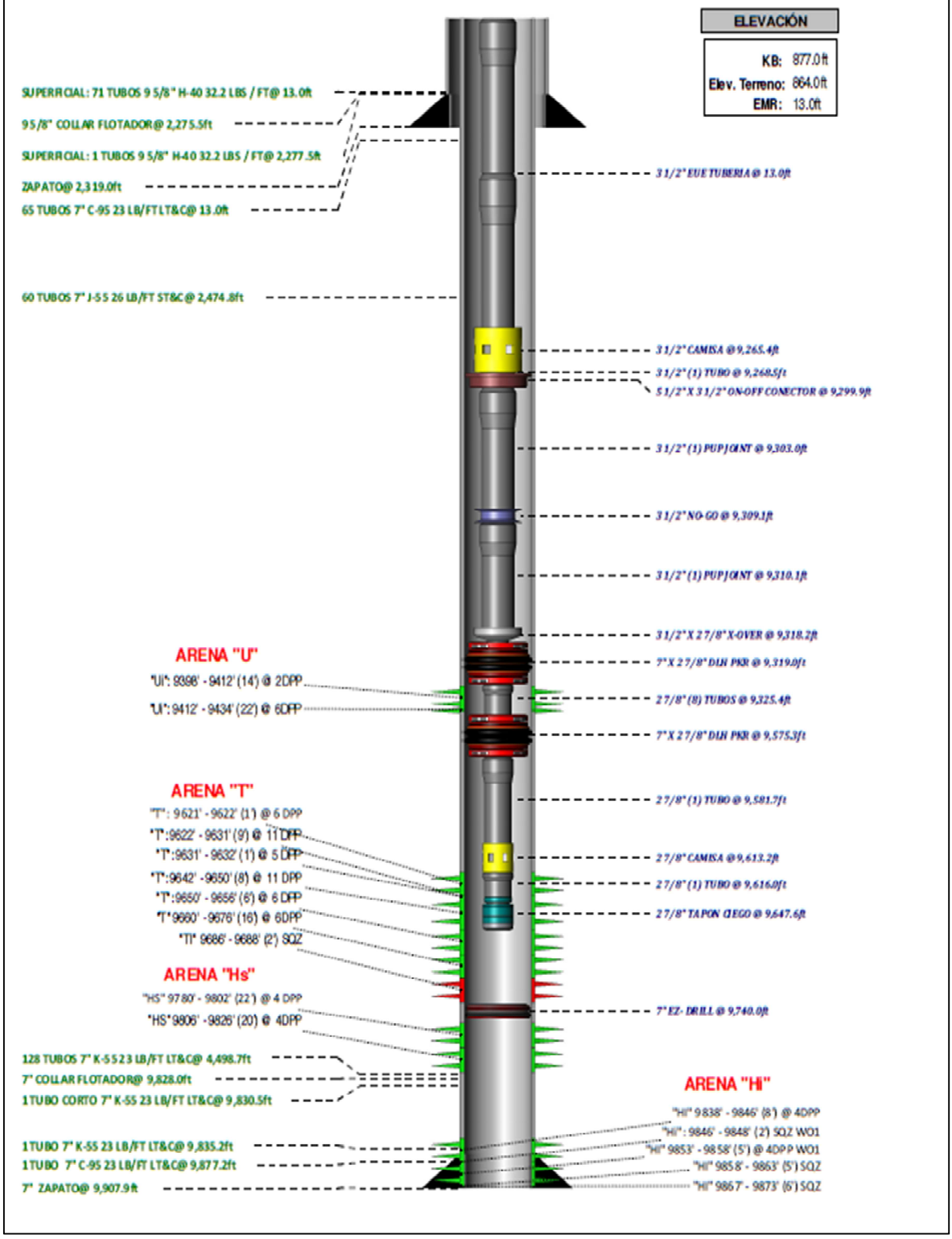
9938' - 9952' (14')a 2DPP

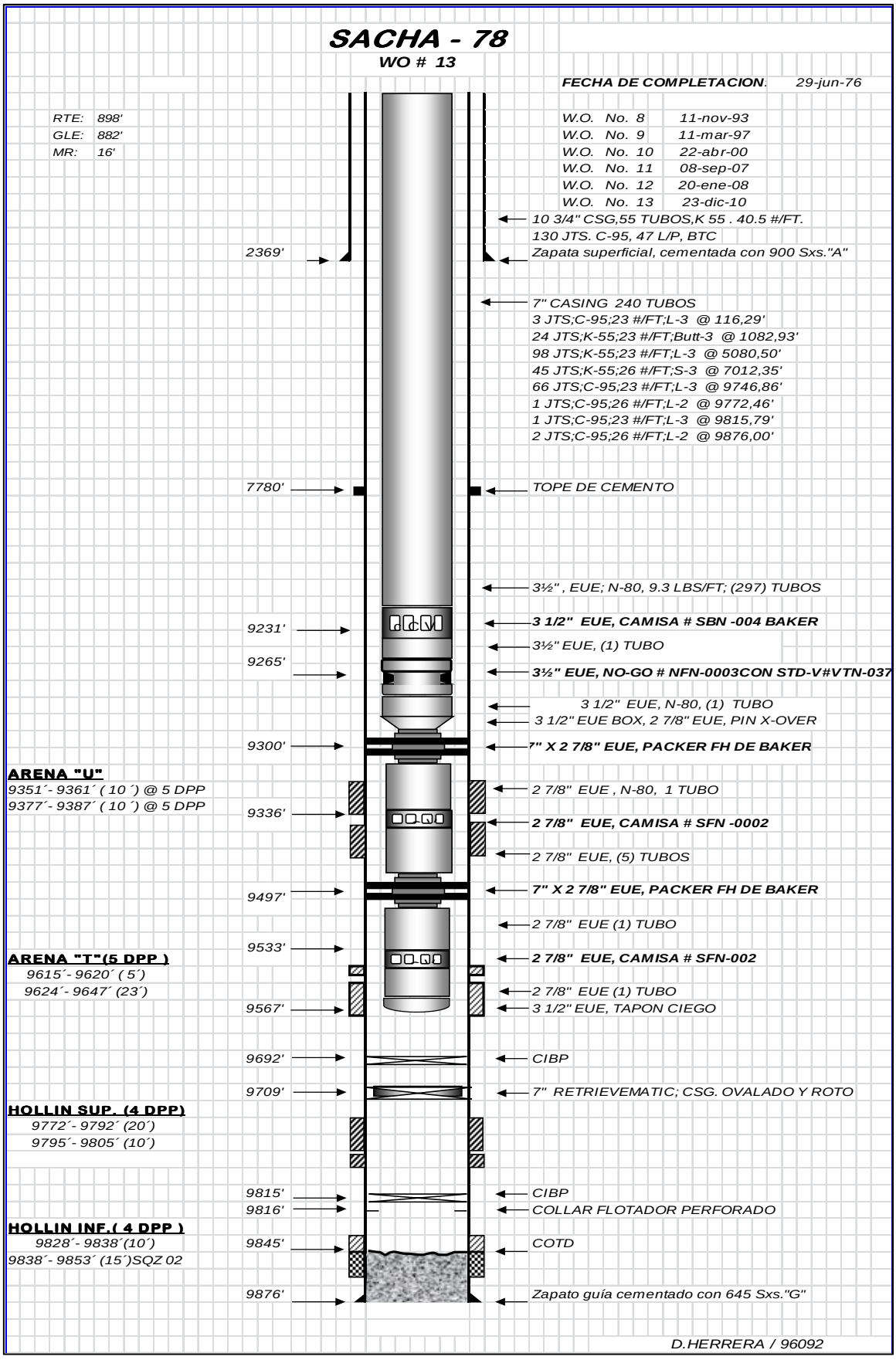
9980' — COLLAR FLOTADOR PERFORADO

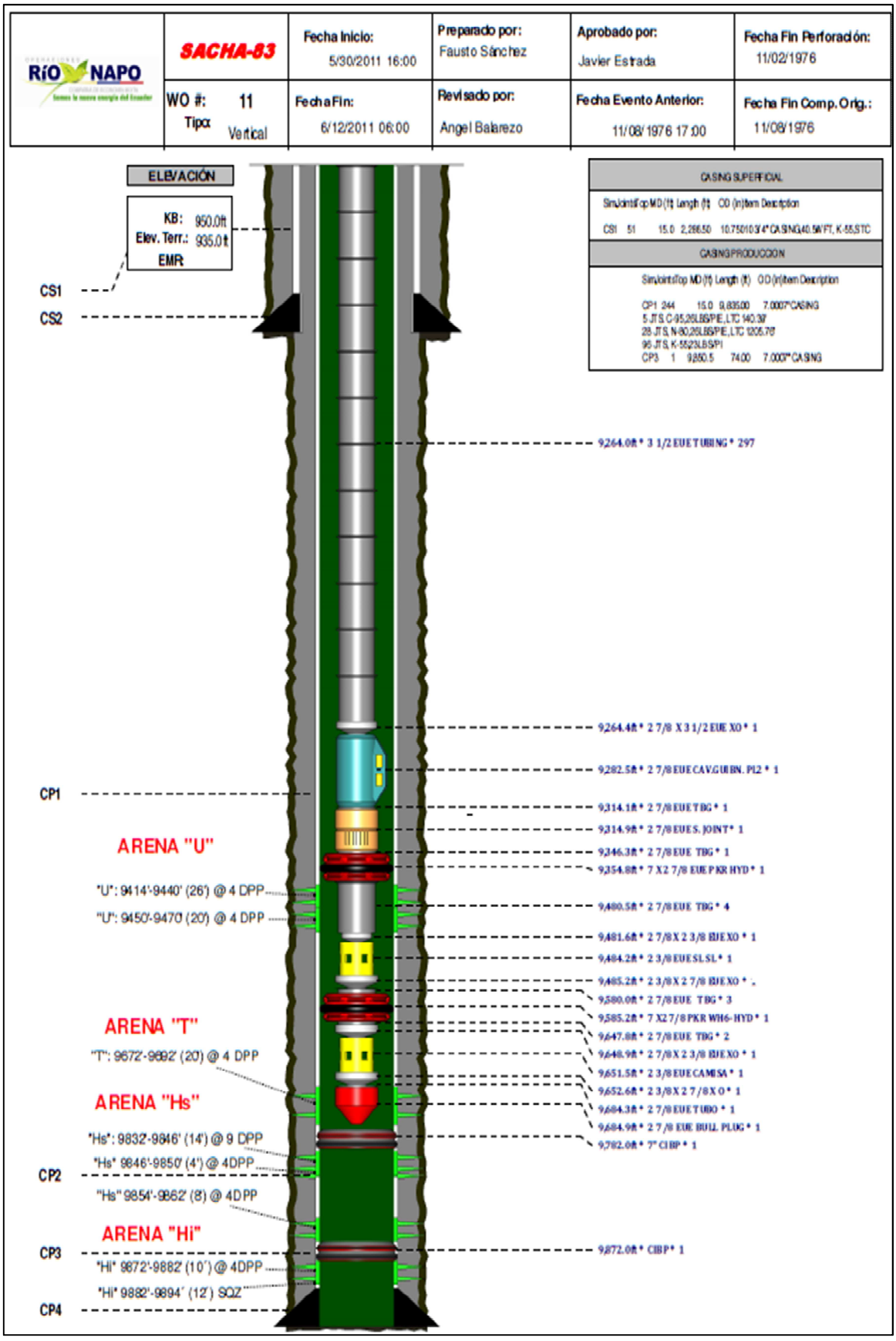
9998' — ZAPATO GUÍA, CEMENTADO CON 275 SXS CLASE "G".

POR: Z. Mezza
95029

RÍO NAPO	SACHA-055	Fecha Inicio: 4/27/2012 22:00	Preparado por: F. SANCHEZ / C. TOAPANTA	Aprobado por: FIRMA: CODIGO:	Fecha Fin Perforación: 05/15/1973
	WO #: 10 Tipo: Vertical	Fecha Fin: 5/2/2012 09:00	Revisado por: FIRMA: CODIGO:	Fecha Evento Anterior: 12-ene-2012	Fecha Fin Comp. Orig.: 05/27/1973

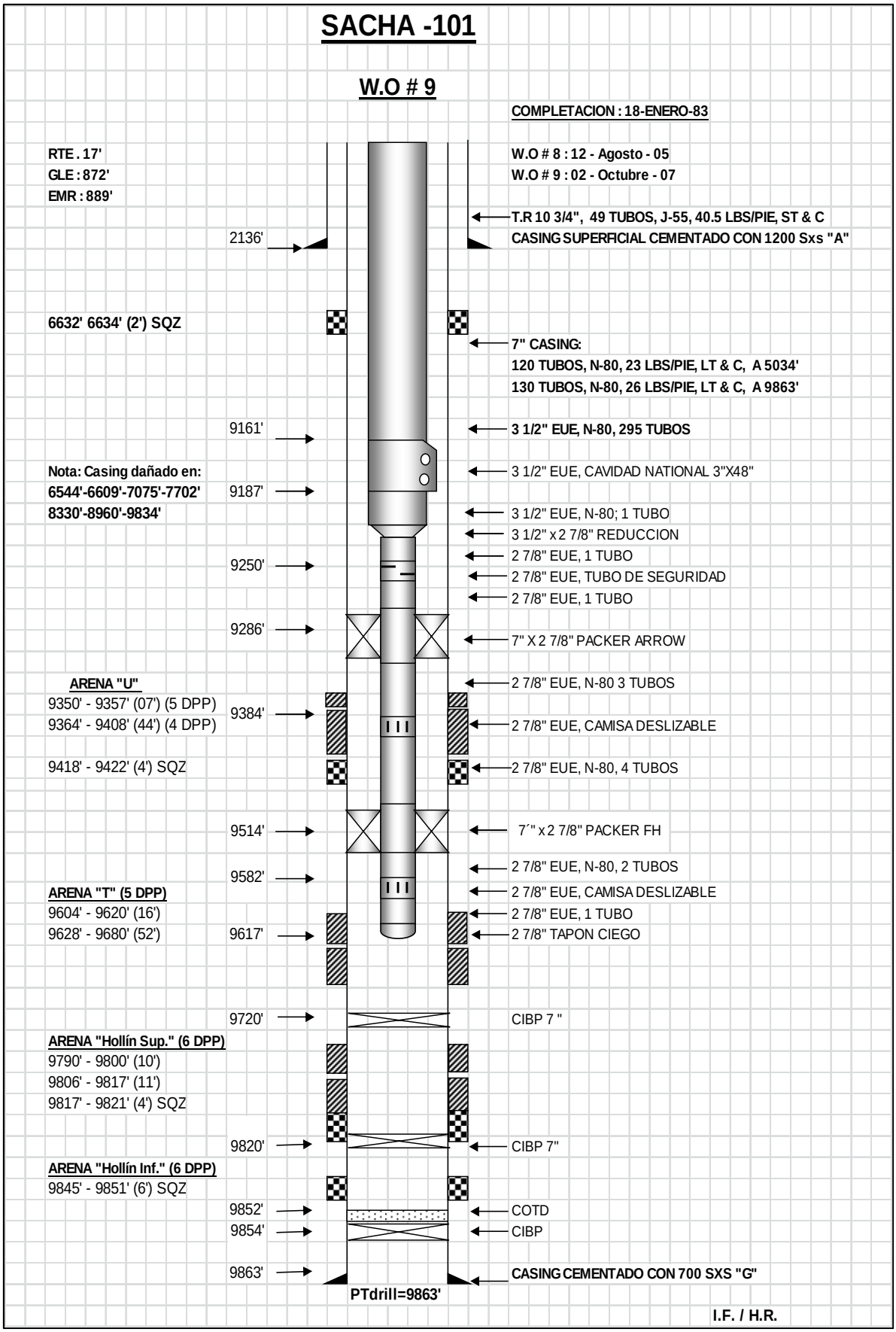



SACHA - 78
WO # 13
FECHA DE COMPLETACION: 29-jun-76
RTE: 898'
GLE: 882'
MR: 16'
W.O. No. 8 11-nov-93
W.O. No. 9 11-mar-97
W.O. No. 10 22-abr-00
W.O. No. 11 08-sep-07
W.O. No. 12 20-ene-08
W.O. No. 13 23-dic-10
10 3/4" CSG,55 TUBOS,K 55 . 40.5 #/FT.
130 JTS. C-95, 47 L/P, BTC
2369'
Zapata superficial, cementada con 900 Sxs."A"
7" CASING 240 TUBOS
3 JTS;C-95;23 #/FT;L-3 @ 116,29'
24 JTS;K-55;23 #/FT;Butt-3 @ 1082,93'
98 JTS;K-55;23 #/FT;L-3 @ 5080,50'
45 JTS;K-55;26 #/FT;S-3 @ 7012,35'
66 JTS;C-95;23 #/FT;L-3 @ 9746,86'
1 JTS;C-95;26 #/FT;L-2 @ 9772,46'
1 JTS;C-95;23 #/FT;L-3 @ 9815,79'
2 JTS;C-95;26 #/FT;L-2 @ 9876,00'
7780'
TOPE DE CEMENTO
3½" , EUE; N-80, 9.3 LBS/FT; (297) TUBOS
9231'
3 1/2" EUE, CAMISA # SBN -004 BAKER
3½" EUE, (1) TUBO
9265'
3½" EUE, NO-GO # NFN-0003CON STD-V#VTN-037
3 1/2" EUE, N-80, (1) TUBO
3 1/2" EUE BOX, 2 7/8" EUE, PIN X-OVER
9300'
7" X 2 7/8" EUE, PACKER FH DE BAKER
ARENA "U"
9351´- 9361´ (10´) @ 5 DPP
9377´- 9387´ (10´) @ 5 DPP
2 7/8" EUE , N-80, 1 TUBO
9336'
2 7/8" EUE, CAMISA # SFN -0002
2 7/8" EUE, (5) TUBOS
9497'
7" X 2 7/8" EUE, PACKER FH DE BAKER
2 7/8" EUE (1) TUBO
9533'
ARENA "T"(5 DPP)
9615´- 9620´ (5´)
9624´- 9647´ (23´)
2 7/8" EUE, CAMISA # SFN-002
2 7/8" EUE (1) TUBO
9567'
3 1/2" EUE, TAPON CIEGO
9692'
CIBP
9709'
7" RETRIEVEMATIC; CSG. OVALADO Y ROTO
HOLLIN SUP. (4 DPP)
9772´- 9792´ (20´)
9795´- 9805´ (10´)
9815'
CIBP
9816'
COLLAR FLOTADOR PERFORADO
HOLLIN INF.(4 DPP)
9828´- 9838´(10´)
9838´- 9853´ (15´)SQZ 02
9845'
COTD
9876'
Zapato guía cementado con 645 Sxs."G"
D.HERRERA / 96092


RÍO NAPO
SACHA-83
Fecha Inicio: 5/30/2011 16:00
Preparado por: Fausto Sánchez
Aprobado por: Javier Estrada
Fecha Fin Perforación: 11/02/1976
WO #: 11
Tipo: Vertical
Fecha Fin: 6/12/2011 06:00
Revisado por: Angel Balarezo
Fecha Evento Anterior: 11/08/1976 17:00
Fecha Fin Comp. Orig.: 11/08/1976
ELEVACIÓN
KB: 950.0ft
Elev. Terr.: 935.0ft
EMR
CASING SUPERFICIAL
Sim.Joint# Top MD (ft) Length (ft) OD (in) Item Description
CSI 51 15.0 2,286.50 10.750 10 3/4" CASING,40.5#/FT, K-55,STC
CASING PRODUCCION
Sim.Joint# Top MD (ft) Length (ft) OD (in) Item Description
CP1 244 15.0 9,835.00 7.000 7"CASING
5 JTS, C-95,26LBS/FT,E,LTC 140.39'
28 JTS, N-80,26LBS/FT,E,LTC 1205.76'
96 JTS, K-55,23LBS/FT
CP3 1 9,850.5 74.00 7.000 7" CASING
CS1
CS2
CP1
CP2
CP3
CP4
9,264.0ft * 3 1/2 EUE TUBING * 297
9,264.4ft * 2 7/8 X 3 1/2 EUE XO * 1
9,282.5ft * 2 7/8 EUE CAV.GUIBN. PI2 * 1
9,314.1ft * 2 7/8 EUE TBG * 1
9,314.9ft * 2 7/8 EUE S. JOINT * 1
9,346.3ft * 2 7/8 EUE TBG * 1
9,354.8ft * 7 X2 7/8 EUE PKR HYD * 1
9,480.5ft * 2 7/8 EUE TBG * 4
9,481.6ft * 2 7/8 X 2 3/8 BJE XO * 1
9,484.2ft * 2 3/8 EUE SL SL * 1
9,485.2ft * 2 3/8 X 2 7/8 BJE XO * 1
9,580.0ft * 2 7/8 EUE TBG * 3
9,585.2ft * 7 X2 7/8 PKR WH6-HYD * 1
9,647.8ft * 2 7/8 EUE TBG * 2
9,648.9ft * 2 7/8 X 2 3/8 BJE XO * 1
9,651.5ft * 2 3/8 EUE CAMISA * 1
9,652.6ft * 2 3/8 X 2 7/8 X O * 1
9,684.3ft * 2 7/8 EUE TUBO * 1
9,684.9ft * 2 7/8 EUE BULL PLUG * 1
9,702.0ft * 7" CIBP * 1
9,872.0ft * CIBP * 1
ARENA "U"
"U": 9414'-9440' (26') @ 4 DPP
"U": 9450'-9470' (20') @ 4 DPP
ARENA "T"
"T": 9672'-9682' (20') @ 4 DPP
ARENA "Hs"
"Hs": 9832'-9846' (14') @ 9 DPP
"Hs" 9846'-9850' (4') @ 4DPP
"Hs" 9854'-9862' (8') @ 4DPP
ARENA "Hi"
"Hi" 9872'-9882' (10') @ 4DPP
"Hi" 9882'-9894' (12') SQZ

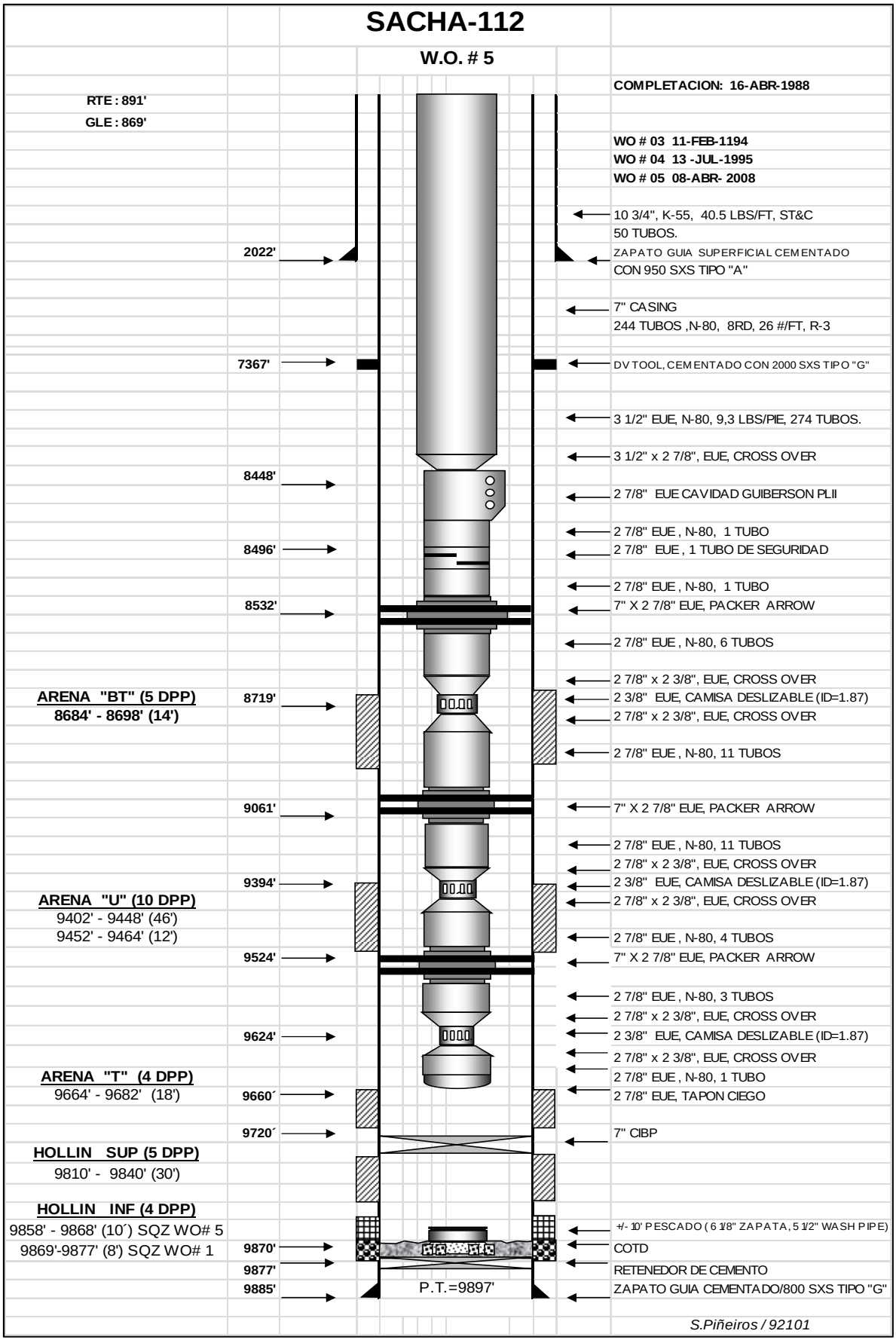
SACHA -101

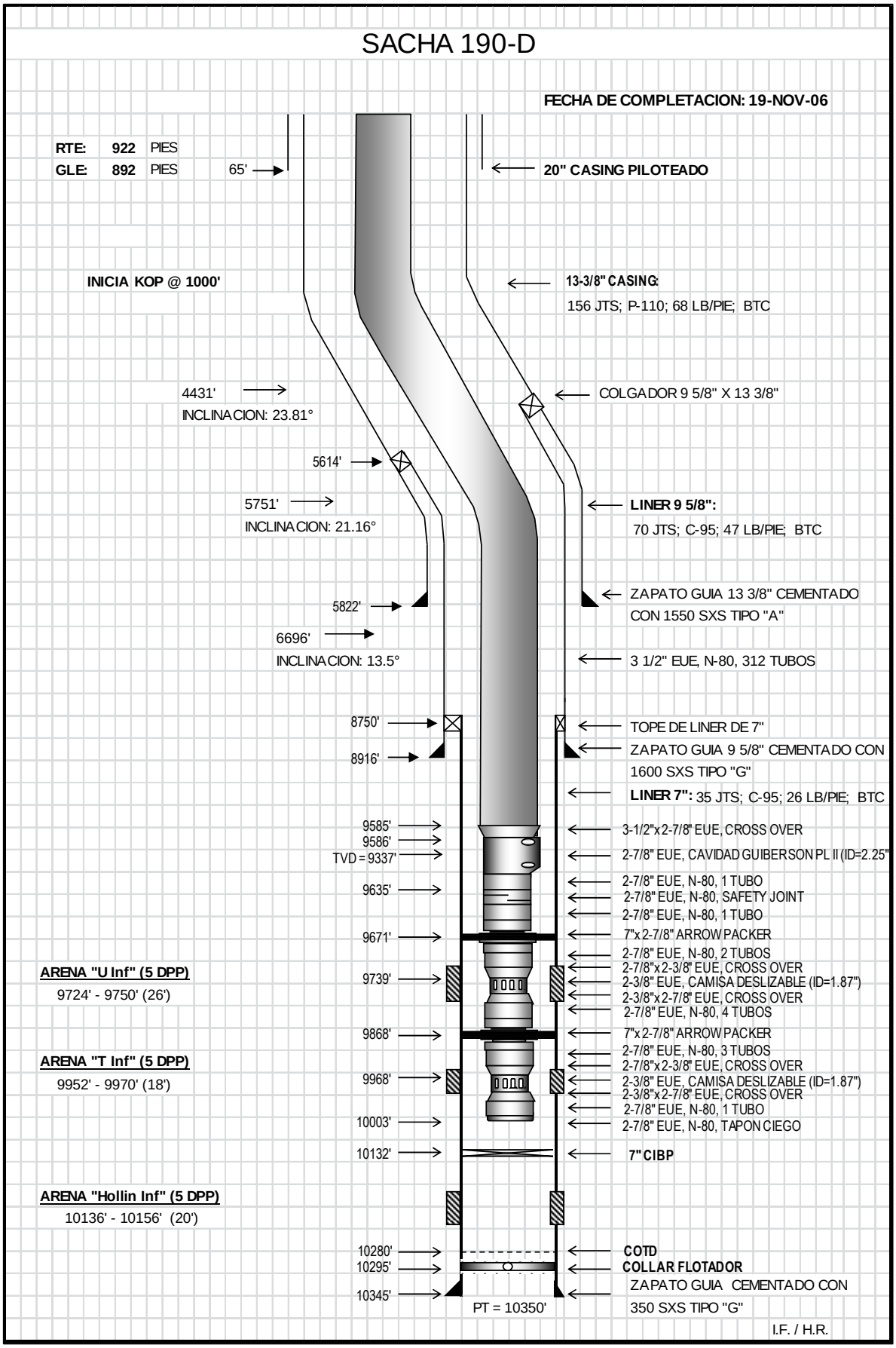
W.O # 9



SACHA-112

W.O. # 5



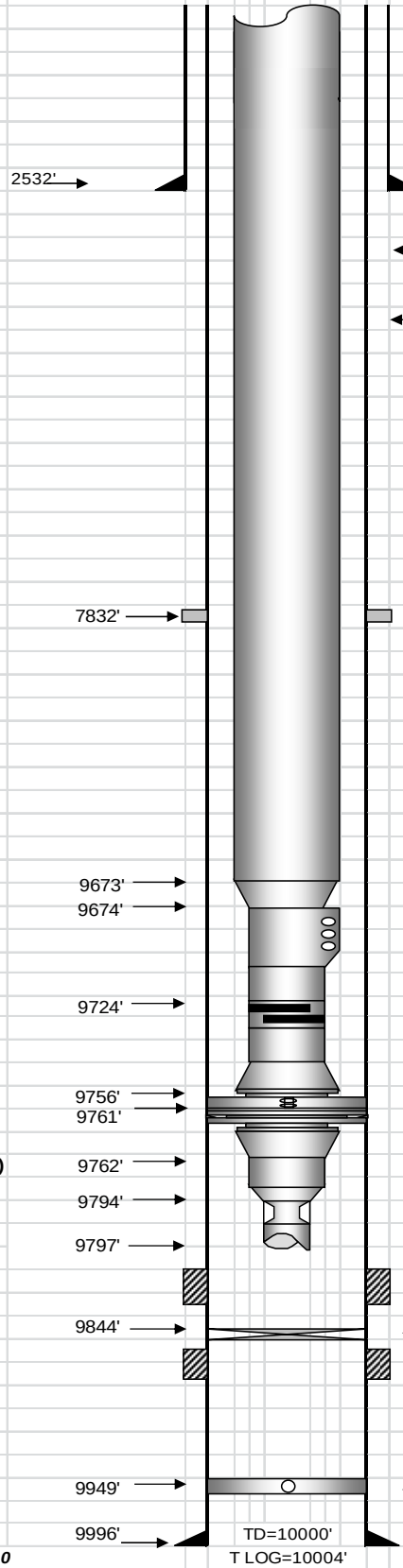

SACHA 190-D
FECHA DE COMPLETACION: 19-NOV-06
RTE: 922 PIES
GLE: 892 PIES
65'
20" CASING PILOTEADO
INICIA KOP @ 1000'
13-3/8" CASING:
156 JTS; P-110; 68 LB/PIE; BTC
4431'
INCLINACION: 23.81°
COLGADOR 9 5/8" X 13 3/8"
5614'
5751'
INCLINACION: 21.16°
LINER 9 5/8":
70 JTS; C-95; 47 LB/PIE; BTC
5822'
ZAPATO GUIA 13 3/8" CEMENTADO
CON 1550 SXS TIPO "A"
6696'
INCLINACION: 13.5°
3 1/2" EUE, N-80, 312 TUBOS
8750'
TOPE DE LINER DE 7"
8916'
ZAPATO GUIA 9 5/8" CEMENTADO CON
1600 SXS TIPO "G"
LINER 7": 35 JTS; C-95; 26 LB/PIE; BTC
9585'
9586'
TVD = 9337'
3-1/2"x 2-7/8" EUE, CROSS OVER
2-7/8" EUE, CAVIDAD GUIBERSON PL II (ID=2.25"
9635'
2-7/8" EUE, N-80, 1 TUBO
2-7/8" EUE, N-80, SAFETY JOINT
2-7/8" EUE, N-80, 1 TUBO
9671'
7"x 2-7/8" ARROW PACKER
2-7/8" EUE, N-80, 2 TUBOS
ARENA "U Inf" (5 DPP)
9724' - 9750' (26')
9739'
2-7/8"x 2-3/8" EUE, CROSS OVER
2-3/8" EUE, CAMISA DESLIZABLE (ID=1.87")
2-3/8"x 2-7/8" EUE, CROSS OVER
2-7/8" EUE, N-80, 4 TUBOS
9868'
7"x 2-7/8" ARROW PACKER
2-7/8" EUE, N-80, 3 TUBOS
ARENA "T Inf" (5 DPP)
9952' - 9970' (18')
9968'
2-7/8"x 2-3/8" EUE, CROSS OVER
2-3/8" EUE, CAMISA DESLIZABLE (ID=1.87")
2-3/8"x 2-7/8" EUE, CROSS OVER
10003'
2-7/8" EUE, N-80, 1 TUBO
2-7/8" EUE, N-80, TAPON CIEGO
10132'
7" CIBP
ARENA "Hollin Inf" (5 DPP)
10136' - 10156' (20')
10280'
COTD
10295'
COLLAR FLOTADOR
ZAPATO GUIA CEMENTADO CON
10345'
350 SXS TIPO "G"
PT = 10350'
I.F. / H.R.

SAC - 191

WO - 02

Completación : 23 - Julio - 2004
W.O. 01: 11-Febero-2006
W.O. 02: 24-Marzo-2009

GLE : 872'
RTE : 902'



10 3/4" CASING SUPERFICIAL
K-55, 40.5 LBS/Pie, 8 RD, 62 TUBOS

2532'
ZAPATO GUIA SUPERFICIAL
CEMENTADO CON 1000 SxS TIPO "A"

7" CASING : C-95, 26 LBS/PIE, 216 TUBOS

3 1/2" EUE , N-80 308 TUBOS (TBG CLASE "B")

CEMENTACION SEGUNDA ETAPA:
1350 SxS DE CEMENTO TIPO "G" +
ADITIVOS. 13.5 LPG

7832' — DV TOOL

CEMENTACION PRIMERA ETAPA:
550 SxS DE CEMENTO TIPO G" +
ADITIVOS. 13.5 LPG

9673' — 3 1/2" x 2 7/8" EUE, X-OVER
9674' — 2 7/8" CAVIDAD GUIBERSON, PLII DE SERTECPET
2 7/8" EUE, N-80, 1 TUBO, CLASE "A"
9724' — 2 7/8" EUE, SAFETY JOINT COMPRADO A WEATHERFORD
2 7/8" EUE, N-80, 1 TUBO, CLASE "A"
2 7/8" x 3 1/2" EUE, X-OVER
9756' — 7" X 3 1/2" EUE, PACKER "HS" BAKER KCP-003
9761'
3 1/2" x 2 7/8" EUE, X-OVER

HOLLIN SUP.(10 DPP)
9816' - 9832' (16')

9762' — 2 7/8" EUE, N-80, 1 TUBO, CLASE "A"
2 7/8" x 2 3/8" EUE, X-OVER
9794' — 2 3/8" EUE, NO-GO SERTECPET NRP-3040
9797' — 2 3/8" PATA DE MULA

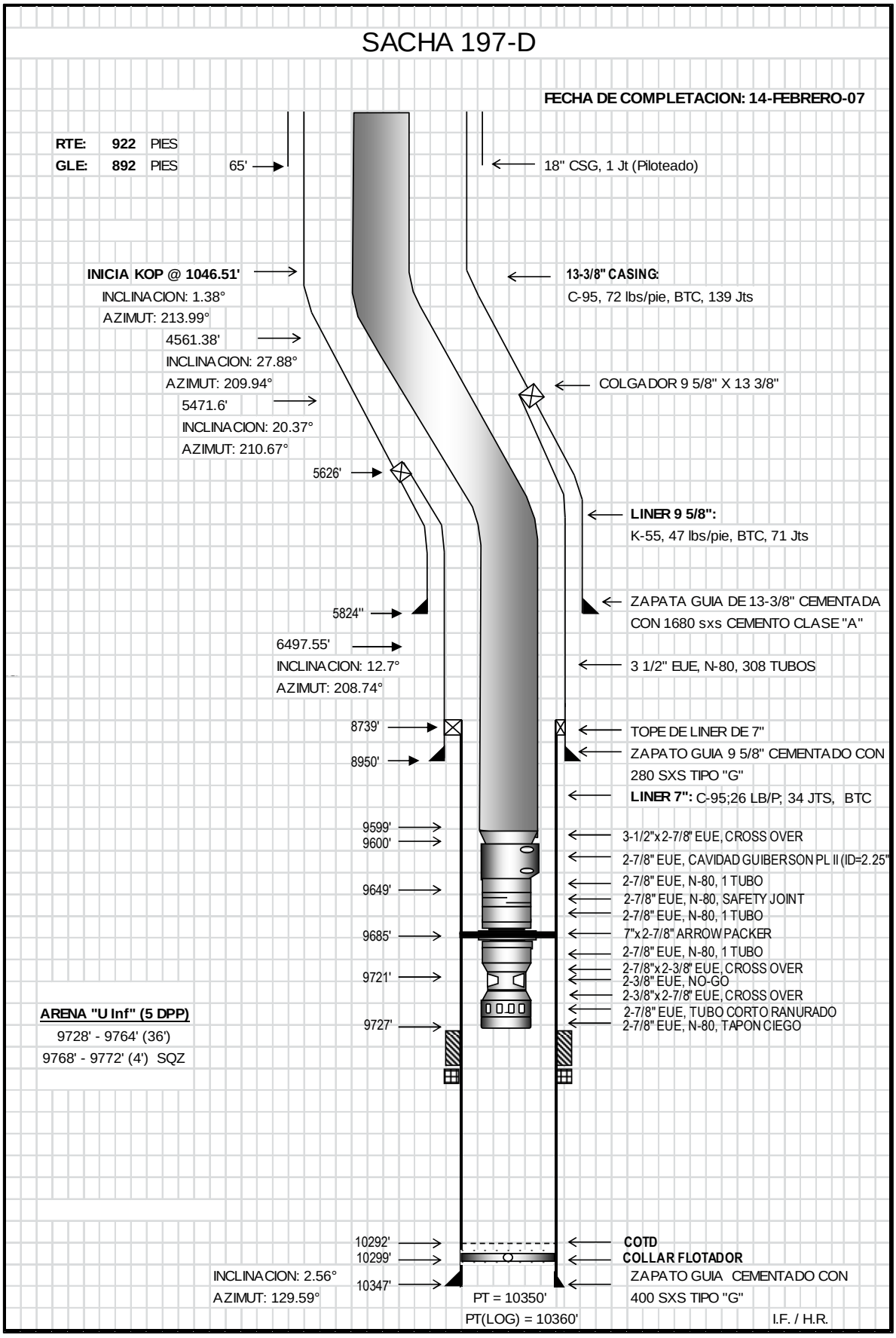
9844' — 7" CIBP

HOLLIN INF.(6DPP)
9847' - 9856' (9')

9949' — COLLAR FLOTADOR

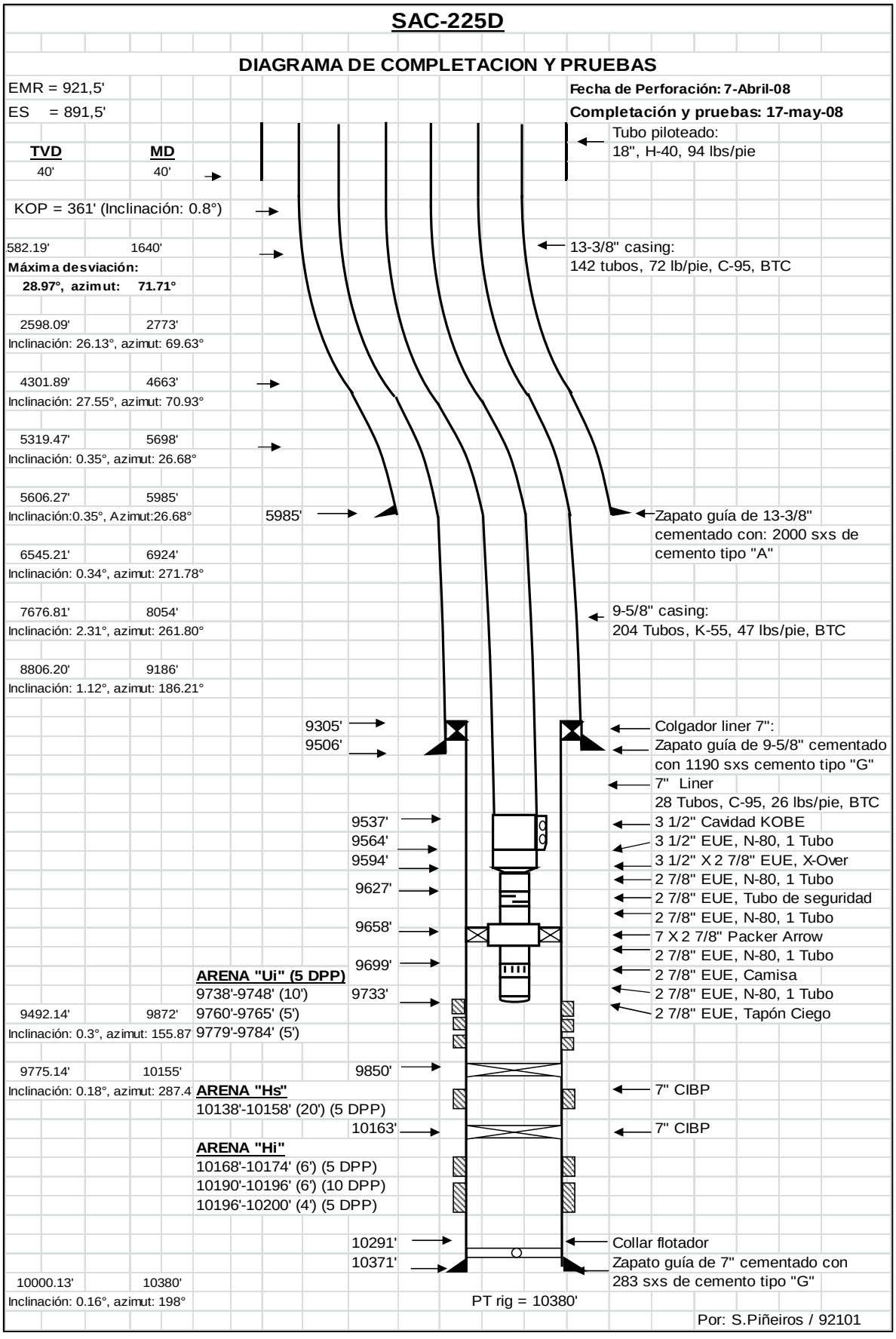
9996' — TD=10000' — ZAPATO GUIA CEMENTADO CON 1900 SxS TIPO "G"
T LOG=10004'

por: J. Cotrina / 90742
Revisado: A. Egas / 92020


SACHA 197-D
FECHA DE COMPLETACION: 14-FEBRERO-07
RTE: 922 PIES
GLE: 892 PIES
65'
18" CSG, 1 Jt (Piloteado)
INICIA KOP @ 1046.51'
INCLINACION: 1.38°
AZIMUT: 213.99°
4561.38'
INCLINACION: 27.88°
AZIMUT: 209.94°
5471.6'
INCLINACION: 20.37°
AZIMUT: 210.67°
13-3/8" CASING:
C-95, 72 lbs/pie, BTC, 139 Jts
COLGADOR 9 5/8" X 13 3/8"
5626'
LINER 9 5/8":
K-55, 47 lbs/pie, BTC, 71 Jts
5824"
ZAPATA GUIA DE 13-3/8" CEMENTADA
CON 1680 sxs CEMENTO CLASE "A"
6497.55'
INCLINACION: 12.7°
AZIMUT: 208.74°
3 1/2" EUE, N-80, 308 TUBOS
8739'
TOPE DE LINER DE 7"
8950'
ZAPATO GUIA 9 5/8" CEMENTADO CON
280 SXS TIPO "G"
LINER 7": C-95;26 LB/P; 34 JTS, BTC
9599'
9600'
3-1/2"x2-7/8" EUE, CROSS OVER
2-7/8" EUE, CAVIDAD GUIBERSON PL II (ID=2.25"
9649'
2-7/8" EUE, N-80, 1 TUBO
2-7/8" EUE, N-80, SAFETY JOINT
2-7/8" EUE, N-80, 1 TUBO
9685'
7"x2-7/8" ARROW PACKER
2-7/8" EUE, N-80, 1 TUBO
9721'
2-7/8"x2-3/8" EUE, CROSS OVER
2-3/8" EUE, NO-GO
2-3/8"x2-7/8" EUE, CROSS OVER
2-7/8" EUE, TUBO CORTO RANURADO
9727'
2-7/8" EUE, N-80, TAPON CIEGO
ARENA "U Inf" (5 DPP)
9728' - 9764' (36')
9768' - 9772' (4') SQZ
10292'
10299'
COTD
COLLAR FLOTADOR
INCLINACION: 2.56°
AZIMUT: 129.59°
10347'
ZAPATO GUIA CEMENTADO CON
400 SXS TIPO "G"
PT = 10350'
PT(LOG) = 10360'
I.F. / H.R.

SAC-225D

DIAGRAMA DE COMPLETACION Y PRUEBAS



ANEXO N° 6

PRUEBAS DE PRESIÓN DE LOS POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

POZO	ZONA	FECHA	INTERVALO	Qo	Qw	BSW	Pwf	Pws	Sf	S Total	IP Ideal	IPA	Ko	ϕ
SAC-1	U	04-dic-87	9353-9390 9395-9407	306	20	6.1	139	1286	6.41	7.27	0.84	0.28	19.1	0.18
	Hs	19-dic-87	9754-9784	558	357	39.0	882	2508	2.92	3.20	0.79	0.56	48.2	0.176
	U	19-ene-93	9353-9390 9395-9407	220	12	5.2	243	1208	19.39	20.76	0.89	0.24	38.0	0.126
	U	05-ene-96	9353-9390 9395-9407	466	1	0.2	1099	1292	10.75	12.06	5.98	2.42	284.0	0.126
	U	07-jul-97	9353-9390 9395-9407	554	2	0.4	1017	1142	13.16	14.49	12.12	4.45	638.0	0.18
	U	11-abr-03	9393-9390 9395-9407	585	17	2.8	988	1089	1.46	1.46	3.80	5.96	151.4	0.19
SAC-18	U	24-jun-88	9752-9782 9792-9832	1618	158	8.9	1997	2412	7.69	7.69	9.05	4.28	300.6	0.18
	U	25-jun-88	10056-10067	339	15	4.2	206	1553	6.32	6.50	0.66	0.26	88.6	0.17
	Hs	30-ene-89	9760-9776 9779-9783	415	161	28.0	66	2512	3.64	4.16	-0.30	0.24	42.3	0.176
	Hs	19-ene-90	9760-9770 9779-9783	408	2	0.5	264	2238	3.11	4.60	0.31	0.21	44.4	0.176
	Hs	07-abr-91	9760-9776 9779-9783	234	126	35.0	232	2812	-0.06	-0.06	0.17	0.14	16.9	0.176
	Hi	10-abr-91	9802-9811	277	131	32.1	254	2792	0.49	1.19	0.17	0.16	35.4	0.176
	Hi+s	24-ago-00	9760-9802 9783-9811	396	453	53.4	1145	2792	-0.63	2.89	0.52	0.52	7.9	0.19
SAC-19	U	30-mar-96	9350-9355 9370-9378 9396-9416	703	3	0.4	1075	1337	1.51	2.99	3.65	2.69	232.0	0.19
	U	16-jun-97	9350-9355 9370-9378	511	5	1.0	985	1163	0.50	S/D	3.03	2.90	S/D	0.18
SAC-25	Hs	20-may-96	9772-9800 9800-9802 9804-9808	347	41	10.6	634	1573	0.00	-1.14	0.41	0.41	23.0	0.18
	U	30-sep-97	9358-9388 9400-9414	667	7	1.0	1074	1193	2.00	3.00	6.12	5.66	140.0	0.17
SAC-26	Hs	22-may-90	9776-9792 9802-9810	508	156	23.5	1439	2630	3.32	3.70	0.97	0.56	97.9	0.176
	U	13-feb-98	9360-9365 9372-9402	527	9	1.7	970	1237	8.89	11.43	5.02	2.01	342.0	0.18
SAC-37	T	21-ene-91	9638-9648 9648-9676	120	100	45.5	252	5441	0.00	0.80	0.04	0.04	1.0	0.16
	U	23-ene-91	9398-9438	655	218	25.0	1238	1422	0.00	1.08	4.74	4.74	175.0	0.16
	T	11-ene-95	9638-9648 9648-9673	696	8	1.1	1037	1386	0.59	1.81	2.49	2.02	116.0	0.17
	U	12-ene-95	9398-9438	44	0	0.0	431	1238	47.19	48.40	0.43	0.05	22.0	0.126
	T	27-nov-99	9638-9673	634	3	0.5	646	1084	0.61	3.30	1.41	1.45	72.4	0.15
	T	07-abr-02	9638-9648 9648-9673	516	17	3.2	539	1217	13.40	13.40	2.50	0.79	72.0	0.17
SAC-40	Hs	22-feb-96	9820-9850	373	515	58.0	1300	1760	0.00	1.17	1.93	1.93	77.0	0.1
	U	19-mar-03	9410-9454	303	18	5.6	493	1136	9.00	9.00	0.81	0.50	31.0	0.16
	U	06-abr-10	9410-9458	256	3	1.2	709	1273	17.39	17.54	0.46	0.46	40.2	0.16
SAC-55	T	22-jun-90	9621-9676	515	850	62.3	1486	1593	-2.62	-2.62	7.16	12.76	119.7	0.162
	U	26-jun-90	9398-9474 9412-9434	562	637	53.1	1452	1561	0.37	0.37	11.60	11.0	326.5	0.18
	Hs+I	11-mar-92	9780-9858	692	40	5.5	1210	3792	0.18	1.44	0.34	0.28	9.0	0.17
	Hs+I	27-jul-98	9838-9846 9853-9858	486	16	3.2	279	1634	0.75	0.75	0.40	0.37	15.0	0.17
	T	24-nov-08	9621-9631 9642-9656 9660-9676	468	12	2.5	1141	1259	0.15	0.15	4.13	4.07	98.0	0.162
SAC-78	Hs	19-abr-92	9772-9792 9795-9805	372	27	6.8	298	1831	50.50	56.75	1.62	0.26	78.0	0.12
	Hs	17-oct-92	9772-9792 9795-9805	119	121	50.4	119	2126	0.00	5.26	0.12	0.12	4.0	0.12
	T	07-sep-93	9624-9647 9615-9620	764	4	0.5	844	1320	32.42	33.63	8.08	1.61	514.0	0.17
	U	09-sep-93	9352-9424	982	2	0.2	1050	1242	25.72	26.89	19.70	5.13	780.0	0.15
	U	21-jun-97	9352-9424	744	2	0.3	946	1315	27.85	29.06	9.25	2.02	330.0	0.18

POZO	ZONA	FECHA	INTERVALO	Qo	Qw	BSW	Pwf	Pws	Sf	S Total	IP Ideal	IPA	Ko	ϕ
SAC-78	T	12-sep-08	9624-9647 9615-9620	383	463	54.7	1276	1420	7.60	7.60	9.42	5.88	504.0	0.17
	U	19-dic-10	9351-9361 9377-9387	167.1	120.9	42.0	968	1391	16.00	16.00	0.75	0.68	183.0	0.16
SAC-83	Hs	17-dic-86	9832-9850 9854-9862	327	201	38.1	812	2587	11.10	11.47	0.85	0.30	62.3	0.18
	Hs	19-oct-91	9832-9850 9854-9862	283	10	3.4	312	1580	40.67	58.26	0.76	0.23	42.0	0.12
	T		9672-9692	225	87	0.3	990	1341		108.00	1.37	0.89	86.3	0.14
	T	10-jun-11	9672-9692	243	69	22.0	1001	1352	0.16	0.16	1.01	0.89	19.5	0.15
SAC-87	Hs	03-oct-91	9793-9802 9803-9816	519	4	0.8	225	1697	0.00	2.18	0.36	0.36	10.0	0.12
	T	23-ene-93	9644-9678	319	17	5.1	806	1330	43.77	46.97	-1.48	0.64	69.0	0.16
	U	26-ene-93	9396-9444	767	49	6.0	969	1357	6.00	7.25	4.24	2.10	287.0	0.18
	T	09-jul-93	9644-9678	415	2	0.5	967	1317	15.30	18.43	3.43	1.19	137.0	0.17
	U	14-ene-94	9396-9444	583	5	0.9	912	1244	13.18	14.39	5.11	1.77	237.0	0.13
	U	08-jun-95	9396-9444	709	6	0.8	1158	1235	3.14	15.17	35.96	9.29	116.0	0.12
	T	07-abr-96	9644-9678	1093	11	1.0	1153	1271	0.00	-17.00	9.31	9.36	468.0	0.17
	U+T	07-mar-97	9396-9444 9644-9678	732	13	1.7	1134	1239	0.00	-1.13	7.10	7.10	101.0	0.18
	T	11-jul-97	9644-9678	562	29	4.9	820	1095	16.20	16.20	2.97	2.15	297.0	0.19
SAC-88	Hs	19-abr-86	9804-9822 9826-9830	870	335	27.8	3448	3949	1.48	1.98	2.92	2.41	320.7	0.18
	Hs	24-ago-90	9804-9822 9826-9830	657	1071	62.0	2638	4292	9.14	11.70	2.63	1.04	109.0	0.09
	T	24-jul-91	9640-9660 9674-9692	557	11	1.9	1351	1476	6.95	9.60	8.51	4.54	318.1	0.16
	T	20-ene-95	9754-9761 9780-9800	1057	10	0.9	1338	1443	7.37	14.69	18.30	10.16	790.0	0.17
	T	09-jun-95	9640-9660 9674-9692	729	8	1.1	1290	1409	0.00	2.77	6.44	6.19	234.0	0.17
	T	23-jun-97	9640-9660 9674-9692	848	12	1.4	1303	1403	2.23	6.52	11.87	8.60	618.0	0.17
SAC-98	T	02-dic-93	9620-9636 9670-9685	453	3	0.7	401	1337	26.88	28.38	2.21	0.49	112.0	0.17
	U	04-dic-93	9376-9400	1146	6	0.5	691	1632	8.69	14.40	1.86	1.22	242.0	0.13
	U	05-ago-95	9376-9400	995	1	0.1	1053	1230	9.14	14.84	10.86	5.63	825.0	0.12
	U	29-jul-97	9376-9400	731	4	0.5	1089	1274	7.48	13.20	7.58	3.97	546.0	0.18
SAC-101	Hs	23-oct-91	9790-9800 9810-9821	382	29	7.1	624	2556	37.32	39.00	1.30	0.21	124.0	0.12
	Hs	17-ene-98	9790-9800 9806-9817	134	178	57.1	321	3030	17.13	20.19	0.40	0.12	36.0	0.17
	U	02-feb-98	9364-9408	343	329	49.0	709	1276	69.30	71.38	13.29	1.19	342.0	0.18
	U	27-sep-07	9364-9408	202	374	64.9	1258	1325	12.00	12.00	12.20	8.64	650.0	0.18
SAC-108	H	31-ene-90	9848-9875	293	172	37.0	3499	4365	35.63	45.80	2.23	0.54	141.0	0.18
	Hi	06-sep-95	9848-9858	568	1208	68.0	2406	4564	20.29	41.75	2.39	0.82	96.0	0.17
	Hs	08-sep-95	9810-9832	624	336	35.0	1246	3402	0.42	2.14	0.55	0.45	46.0	0.12
	T	03-feb-02	9646-9680	724	20	2.7	3084	3574	4.10	4.10	2.33	1.52	80.0	0.18
	T	14-ago-02	9646-9680	353	1	0.3	833	1164	8.46	8.46	1.12	1.07	216.0	0.18
SAC-112	Hi	13-ago-89	9858-9868	1793	664	27.0	2935	4366	35.30	44.83	5.35	1.72	959.9	0.18
	U	07-jul-95	9402-9448 9452-9464	831	78	8.6	888	1274	11.32	12.72	2.87	2.35	895.0	0.13
	T	11-jul-95	9664-9682	281	7	2.4	498	3508	8.99	10.22	0.10	0.10	800.0	0.17
	U	02-may-96	9402-9448 9452-9464	1197	13	1.1	1045	1221	28.61	29.83	27.18	6.88	1850.0	0.12
	U	17-jun-97	9402-9448 9452-9464	538	29	5.1	1161	1259	3.96	5.23	9.30	5.79	421.0	0.18
	BT	06-abr-08	8684-8698	216	144	40.0	662	864	1.10	1.10	1.91	1.78	163.0	0.18
SAC-118	Hi	30-oct-91	9900-9914	376	2312	86.0	4037	4388	16.93	53.30	21.70	7.66	291.0	0.17
	Hs	14-nov-91	9837-9860	0	120	100	450	1902	4.28	12.54	0.22	0.08	0.0	0.12
	U	23-nov-91	9434-9472	713	6	0.8	844	1370	18.42	19.63	4.69	1.37	291.0	0.13
	Hi	25-nov-91	9900-9908 9870-9885	1636	18	1.1	2217	4412	80.11	91.01	5.02	0.75	326.0	0.17

POZO	ZONA	FECHA	INTERVALO	Qo	Qw	BSW	Pwf	Pws	Sf	S Total	IP Ideal	IPA	Ko	ϕ
SAC-118	Hi	12-abr-93	9900-9908 9870-9885	60	75	55.6	465	2209	9.70	15.54	0.19	0.08	6.0	0.17
	U	01-feb-94	9434-9472	228	77	25.2	593	1132	38.40	39.94	3.48	0.57	156.0	0.13
	U	25-jun-95	9434-9472	753	1	0.1	748	1228	11.37	12.58	4.06	1.57	250.0	0.13
	U	12-jul-97	9434-9772	271	13	4.6	503	1185	23.00	23.00	0.97	0.42	68.0	0.18
SAC-190D	Ui	08-nov-06	9724-9750	302	202	40.1	826	1220	NO HAY ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE BUP					
	Ti	15-nov-06	9952-9970	384	96	20.0	713	1239	20.00	20.00	8.13	0.91	555.0	0.17
SAC-191	Hi	13-jul-04	9847-9856	1126	2	0.2	3548	4322	1.35	1.35	1.89	1.46	445.0	0.17
	Hs	13-feb-06	9816-9832	674	11	1.6	1413	3254	4.80	4.80	0.23	0.37	72.8	0.15
SAC-197D	Ui	10-feb-07	9728-9764	564	36	6.0	853	1192	NO HAY ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE BUP					
SAC-225D	Ui	14-may-08	9738-9748 9760-9765 9779-9784	184	128	41.0	807	1240	20.00	20.00	1.35	0.72	367.0	0.18