

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**AUTOMATIZACIÓN, OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO
HIDRÁULICO Y ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL CAMPO SACHA**

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

MAYRA ELIZABETH SÁNCHEZ CARRANZA
mayris_eli21@hotmail.com

DIRECTOR: ING. JORGE MUÑOZ CARRILLO
jorgemc30@hotmail.com

CO-DIRECTOR: ING. GERARDO BARROS

Quito, Noviembre 2012

DECLARACIÓN

Yo, Mayra Elizabeth Sánchez Carranza, 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 cede 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.

MAYRA SÁNCHEZ C.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Mayra Elizabeth Sánchez Carranza, bajo mi supervisión.

Ing. Jorge Muñoz C.
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios por haberme dado la vida, la sabiduría, entendimiento y un amor incondicional como hija estando a mi lado en las buenas y en las malas no dejándome vencer por las adversidades que se presentan en nuestro diario vivir, siendo mi amigo incondicional gracias Señor eres la fuerza que da el aliento para cumplir mis sueños te debo todo lo que soy como persona eres mis ejemplo a seguir.

Mis padres Tito y Lilian no tengo palabras para agradecerles todo lo que han hecho por mi y mis hermanos son los mejores padres que un hijo puede pedir, gracias por ese amor, confianza y responsabilidad que han dejado recaer en mis hombros que han hecho de mi una persona humilde con un gran sentido de responsabilidad para enfrentar todas las dificultades que se presenten en mi camino, no he cumplido solo mi sueño sino uno de sus sueños que es ver a un hijo profesional les debo todo lo que soy los amo con todo mi corazón.

Como dejar de lado a mis hermanos Angélica y David que han sido parte de este logro sin su confianza, amor puro y verdadero que me han brindado no lo hubiese logrado, gracias a su sacrificio prometo no defraudarles los quiero mucho son mi orgullo.

A Xavier por estar a mi lado viviendo cada uno de mis sueños por su amor y respeto que han permitido que lo lleve en mi corazón y le haga parte de la felicidad que me embarga al cumplir una meta más en mi vida.

A mis queridos profesores por haberme cultivado la sabiduría para enfrentar cualquier problema en mi vida profesional, como dejar de lado a mi tutor Ing. Jorge Muñoz que confío en mí para realizar este proyecto de titulación en tan distinguida empresa Weatherford muchas gracias.

Mayra

DEDICATORIA

A mis padres Lilian y Tito que son la luz de mi vida que a pesar de la distancia que nos separa han estado ahí presentes con su sabiduría, amor y confianza guiándome a ser una mejor persona con su humildad han marcado el buen sendero que como hija debo seguir, gracias por todo el sacrificio que se que han hecho para que cumpla una etapa mas de mi vida, este proyecto de titulación va dedicado a ustedes que son lo más grande que tengo.

Mayra

CONTENIDO

CONTENIDO	VI
CONTENIDO DE TABLAS	IX
CONTENIDO DE FIGURAS	XI
CONTENIDO DE FOTOGRAFÍAS	XIII
SIMBOLOGÍA	XIV
RESUMEN	XVI
PRESENTACIÓN	XVIII
CAPÍTULO 1	1
ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO SACHA	1
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO SACHA	1
1.1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	1
1.1.3 ESTRUCTURA	2
1.1.4 MARCADORES ESTRATIGRÁFICOS.....	5
1.1.5 PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PVT	11
1.1.6 RESERVAS	14
1.1.7 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	17
1.2 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL	22
1.2.1 MANIFOLD	22
1.2.2 SEPARADORES.....	23
1.2.3 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	25
1.2.4 SISTEMA DE BOMBEO.....	28
1.2.5 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA.....	29
CAPÍTULO 2	30
PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE INSTRUMENTACIÓN UTILIZADOS EN SUPERFICIE Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO	30
2.1 INSTRUMENTACIÓN	30
2.1.1 VARIABLES MONITOREADAS	31
2.1.2 ESPECIFICACIONES DE LA INSTRUMENTACIÓN UTILIZADA EN SUPERFICIE	32
2.2 BOMBEO HIDRÁULICO	35
2.2.1 HISTORIA.....	35
2.2.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO	36

2.2.3 TIPOS DE SISTEMA DE OPERACIÓN	37
2.2.4 TIPOS DE COMPLETACIONES PARA BOMBEO HIDRÁULICO	38
2.2.5 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO.....	44
CAPÍTULO 3	69
APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL EN LOS POZOS QUE PRODUCEN CON EL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO	69
3.1 ANÁLISIS NODAL.....	69
3.1.1 INTRODUCCIÓN	69
3.1.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN.....	70
3.1.3 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN	74
3.1.4.- PARÁMETROS A UTILIZARSE EN EL ANÁLISIS NODAL.....	77
3.2. APLICACIÓN DEL ANALISIS NODAL DEL CAMPO SACHA.....	77
3.2.1 INTRODUCCIÓN.....	77
3.2.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	78
3.3 POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANÁLISIS NODAL	79
3.3.1 POZOS SELECCIONADOS.....	79
3.4 PROCEDIMIENTO EN WELLFLO DE UN MODELO	81
CAPÍTULO 4.....	95
ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA DE LOS POZOS QUE PRODUCEN CON EL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO	95
4.1 ANÁLISIS EN WELLFLO DE LOS POZOS SELECCIONADOS	95
4.2 ANÁLISIS DEL POZO SAC-09	96
4.3 ANÁLISIS DEL POZO SAC-010	102
4.4 ANÁLISIS DEL POZO SAC-019	109
4.5 ANÁLISIS DEL POZO SAC-062	116
4.6 ANÁLISIS DEL POZO SAC-111	123
4.7 ANÁLISIS DEL POZO SAC-118	130
4.8 ANÁLISIS DEL POZO SAC-140D.....	137
4.9 ANÁLISIS DEL POZO SAC-147D.....	144
CAPÍTULO 5.....	153
ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	153
5.1 ANÁLISIS TÉCNICO.....	153
5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO	156
5.2.1 COSTOS DE PRODUCCIÓN.....	157
5.2.2 INGRESOS.....	159
5.2.3 EGRESOS.....	159
5.2.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	160

5.2.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	180
CAPÍTULO 6	181
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	181
6.1 CONCLUSIONES:	181
6.2 RECOMENDACIONES:	184
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	186
ANEXOS	187
ANEXO 1: UBICACIÓN DE POZOS	188
ANEXO 2: MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD REFERIDO AL TOPE "T" INFERIOR	189
ANEXO 3: MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD REFERIDO AL TOPE "T" INFERIOR	190
ANEXO 4: MAPA S ₀ PROMEDIO-ARENA H INFERIOR-ZONA NORTE 2	191
ANEXO 5: MAPA S ₀ PROMEDIO-ARENA U INFERIOR-ZONA CENTRAL	192
ANEXO 6: MAPA S ₀ PROMEDIO-ARENA T INFERIOR.....	193
ANEXO 7: PERFIL DE PRODUCCIÓN CAMPO SACHA ESTACIÓN NORTE 2	194
ANEXO 8: PERFIL DE PRODUCCIÓN CAMPO SACHA ESTACIÓN NORTE 1	194
ANEXO 9: PERFIL DE PRODUCCIÓN CAMPO SACHA ESTACIÓN CENTRAL	195
ANEXO 10: PERFIL DE PRODUCCIÓN CAMPO SACHA ESTACIÓN SUR	195
ANEXO 11: ESTADO ACTUAL DEL CAMPO SACHA	196
ANEXO 12: POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO A DICIEMBRE DEL 2011	200
ANEXO 14: DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS EN EL ANÁLISIS.....	205

CONTENIDO DE TABLAS

CAPÍTULO 1:

1.1 PRINCIPALES PARÁMETROS PETROFÍSICOS.....	12
1.2 PARÁMETROS PVT DEL CAMPO SACHA.....	13
1.3 RESERVAS DEL CAMPO SACHA AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011....	16
1.4 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO DEL CAMPO SACHA	18
1.5 PRODUCCIÓN POR ESTACIONES Y TIPO DE LEVANTAMIENTO...	19
1.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS SEPARADORES DE SACHA CENTRAL.....	24
1.7 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE SACHA CENTRAL.....	27
1.8 BOMBAS DE TRANSFERENCIA.....	28
1.9 DESCRIPCIÓN DE BOMBAS DE OLEODUCTO.....	29
1.10 EQUIPOS DE REINYECCIÓN DE AGUA.....	29

CAPÍTULO 2:

2.1 RELACIÓN DE ÁREAS ÓPTIMAS.....	64
------------------------------------	----

CAPÍTULO 3:

3.1 PROMEDIO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA BH.....	78
3.2 POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANÁLISIS NODAL.....	78
3.3 RESULTADOS DEL PUNTO DE ÓPTIMO DE OPERACIÓN	87
3.4 ÁREAS DE NOZZLE Y GARGANTA DE LAS RESPECTIVAS COMPAÑÍAS DE BOMBEO HIDRÁULICO.....	89
3.5 CAUDAL DE INYECCIÓN DE ACUERDO A LA BOMBA UTILIZADA	91

CAPÍTULO 4:

4.1 PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO SAC-09.....	93
4.2 PUNTO DE OPERACIÓN POZO SAC-09	97
4.3 PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO SAC-10.....	99
4.4 PUNTO DE OPERACIÓN POZO SAC-10	104
4.5 PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO SAC-19.....	106
4.6 PUNTO DE OPERACIÓN POZO SAC-19	110
4.7 PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO SAC-62.....	112
4.8 PUNTO DE OPERACIÓN POZO SAC-62	116
4.9 PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO SAC-111.....	118

4.10 PUNTO DE OPERACIÓN POZO SAC-111.....	122
4.11 PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO SAC-118.....	124
4.12 PUNTO DE OPERACIÓN POZO SAC-118.....	128
4.13 PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO SAC-140D	130
4.14 PUNTO DE OPERACIÓN POZO SAC-140D	135
4.15 PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO SAC-147D.....	137
4.16 PUNTO DE OPERACIÓN POZO SAC-147D.....	141

CAPÍTULO 5:

5.1 RESUMEN DE TRABAJO E INSTRUMENTACIÓN A INSTALARSE ...	144
5.2 POZOS SELECCIONADOS PARA LA PROPUESTA N°1.....	145
5.3 POZOS SELECCIONADOS PARA LA PROPUESTA N°2.....	146
5.4 POZOS SELECCIONADOS PARA LA PROPUESTA N°3.....	147
5.5 COSTOS ESTIMADOS PARA CAMBIO DE BOMBA	148
5.6 COSTOS ESTIMADOS PARA TRATAMINETO QUÍMICO.....	148
5.7 COSTOS ESTIMADOS EN LA COLOCACIÓN DE INSTRUMENTACIÓN DE SUPERFICIE.....	149
5.8 RESULTADOS DEL PRIMER ESCENARIO	152
5.9 RESULTADOS DEL SEGUNDO ESCENARIO.....	156
5.10 RESULTADOS DEL TERCER ESCENARIO	159
5.11 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 100 USA, PRIMER ESCENARIO.....	162
5.12 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 77 USA, PRIMER ESCENARIO.....	163
5.13 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 84.29 USA, PRIMER ESCENARIO.....	164
5.14 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 100 USA, SEGUNDO ESCENARIO	165
5.15 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 77 USA, SEGUNDO ESCENARIO ESCENARIO	166
5.16 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 84.29 USA, SEGUNDO ESCENARIO	167
5.17 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 100 USA, TERCER ESCENARIO.....	168
5.18 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 77 USA, TERCER ESCENARIO.....	169
5.19 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 84.29 USA, TERCER ESCENARIO.....	170

CONTENIDO DE FIGURAS

CAPÍTULO 1:

1.1 UBICACIÓN CAMPO SACHA.....	2
1.2 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO SACHA EN TOPE DE HOLLÍN	4
1.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA ORIENTE.....	9
1.4 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO SACHA.....	17
1.5 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO	18
1.6 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL CAMPO SACHA DESDE SUS INICIOS HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011.....	21

CAPÍTULO 2:

2.1 SINOPSIS DE LAS APLICACIONES TECNOLÓGICAS.....	31
2.2 PARÁMETROS DE MONITOREO	32
2.3 MEDIDOR DE CORTE DE AGUA RED EYE	33
2.4 GUIA DE TRANSMISORES PIEZORRESISTIVO	35
2.5 ILUSTRACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO EN SUPERFICIE Y EN FONDO	36
2.6 DIFERENTES TIPOS DE INSTALACIONES DE BOMBEO HIDRÁULICO	42
2.7 ESQUEMATIZA LA INSTALACIÓN EN SUPERFICIE DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO	43
2.8 DIAGRAMAS DE VÁLVULA DE CONTROL	45
2.9 BOMBA JET DIRECTA.....	49
2.10 RELACIÓN NOZZLE / GARGANTA.....	51
2.11 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE DISEÑO GUIBERSON	63

CAPÍTULO 3:

3.1 MARCO DE REFERENCIA DE LA OPTIMIZACIÓN.....	68
3.2 ESQUEMA DE PRESIONES DESDE EL RESERVOIRIO AL SEPARADOR	69
3.3 COMPONENTES DEL SISTEMA Y PERFIL DEL SISTEMA.....	71
3.4 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA	74
3.5 CURVA IPR POZO SAC-164D CON WELLFLO.....	83
3.6 CURVA IPR POZO SAC-164D	90

CAPÍTULO 4:**CAPÍTULO 5:**

5.1 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 100 USD EN EL PRIMER ESCENARIO	153
5.2 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 77 USD EN EL PRIMER ESCENARIO	154
5.3 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 84.29 USD EN EL PRIMER ESCENARIO	155
5.4 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 100 USD EN EL SEGUNDO ESCENARIO	156
5.5 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 77 USD EN EL SEGUNDO ESCENARIO	157
5.6 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 84.29 USD EN EL SEGUNDO ESCENARIO	158
5.7 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 100 USD EN EL TERCER ESCENARIO	159
5.8 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 77 USD EN EL TERCER ESCENARIO	160
5.9 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 84.29 USD EN EL TERCER ESCENARIO	161

CONTENIDO DE FOTOGRAFÍAS

CAPÍTULO 1:

1.1 MANIFOLD DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SACHA CENTAL ...	22
1.2 SEPARADORES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA	23
1.3 TANQUE DE LAVADO DEL SACHA CENTRAL.....	25
1.4 TANQUE DE SURGENCIA DE SACHA CENTRAL	26
1.5 TANQUES DE OLEODUCTO	27

SIMBOLOGÍA

Símbolo	Definición
API:	American Petroleum Institute
bls:	Barriles
BPPD:	Barriles de petróleo por día
BSW	Sedimentos básicos y agua
Csg	Casing
Tbg	Tubing
Ft	Pies
FWKO	Free Water Knock Out
G	Gravedad
GOR:	Relación gas-petróleo
HL	Hold up del líquido
HP	Horse power
In	Pulgadas
Ko:	Permeabilidad al petróleo
MD	Profundidad medida
MMbls:	Millones de barriles
NRe	Número de Reynolds
Pb:	Presión de burbuja
PCS:	Pies cúbicos estándar
PHI	Porosidad del núcleo
PHIED	Porosidad efectiva
Pi:	Presión inicial
Ppg	Partes por galón
Ppm	Partes por millón
POES:	Petróleo original en sitio
Pwh:	Presion de cabeza
PVT:	Presión-Volumen-Temperatura
Pwf	Presión de fondo fluyente
Rpm	Revoluciones por minuto

Sw	Saturación de agua
TVD	Profundidad vertical total
TVDSS	Profundidad vertical total a nivel del mar
BIPD	Barriles de inyección por día
BFPD	Barriles de fluido por día
WO	Workover
Ø	Porosidad
β_o :	Factor volumétrico de petróleo
ρ_f	Densidad del fluido
ρ_m	Densidad de la mezcla

RESUMEN

En el presente proyecto de titulación, se realizó un análisis para la automatización, optimización del sistema de bombeo hidráulico del Campo Sacha. Este estudio se fundamenta en el análisis nodal de los pozos, para el cambio de bomba, el tratamiento químico e instalación de instrumentación de superficie que permitirá un monitoreo en tiempo real de la producción del campo Sacha.

Dentro del capítulo 1, 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 el campo Sacha para determinar la capacidad de manejo y procesamiento de fluidos que posee la misma.

En el capítulo 2 se detalla aspectos importantes sobre la instrumentación de superficie utilizada para la automatización y el sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico. Se explica el principio de funcionamiento, las ventajas y desventajas que presenta el sistema, la configuración de los equipos de superficie y de fondo con el respectivo detalle de sus componentes, además se explica como diseñar una bomba hidráulica de forma manual.

El capítulo 3 muestra el principio de funcionamiento del análisis nodal, parámetros a determinar en base la información suministrada por el campo Sacha. Se realiza un estudio para la selección de pozos candidatos. Dentro del análisis nodal se utiliza la herramienta WellFlo que permite realizar el análisis de los pozos que se encuentran produciendo con el sistema de levantamiento de bombeo hidráulico, se explica el procedimiento a seguir para determinar las presiones de fondo, evaluar la bomba actual y diseñar que bomba debería trabajar a las condiciones actuales del pozo.

Para el análisis de cada pozo se han tomado en cuenta los registros del último B'UP, que permiten establecer el comportamiento del yacimiento a un tiempo.

En el capítulo 4 se realiza el análisis nodal de los pozos seleccionados en donde se determina el cambio de bomba para los pozos que están trabajando fuera del rango operativo mediante la herramienta WellFlo, además que analiza la situación actual de la bomba encontrando pozos que están trabajando a las condiciones normales. Mediante el análisis se ha podido dar cuenta que algunos pozos necesitan de tratamiento químico para limpiar la cara de la formación que aumentará el caudal de producción de los pozos.

En el capítulo 5 se realiza el análisis técnico económico encontrando tres escenarios importantes para el análisis que son la implementación de instrumentación en superficie para el monitoreo en tiempo real de la producción, cambio de bomba para los pozos que están trabajando fuera del rango operativo y el tratamiento químico para incrementar la producción.

En el capítulo 6 se presentan conclusiones y recomendaciones del análisis campo y su respectiva solución.

PRESENTACIÓN

El presente Proyecto de Titulación fue presentado a la Compañía Mixta RIO NAPO CEM, con el propósito de automatizar, optimizar el sistema de bombeo hidráulico del campo Sacha instalando instrumentación de superficie que permita un monitoero en tiempo real de la producción.

Una de las técnicas mas utilizadas para optimizar sistemas de producción por su alta efectividad y confiabilidad es el ANALISIS NODAL que permite reflejar el verdadero potencial de producción de los pozos, para lo cual se utilizó el Software WELLFLO que pertenece a la Compañía de Servicios WEATHERFORD con un nuevo servicio de análisis de bombeo hidráulico Tipo Jet.

Este software nos permite ahorrar tiempo, permitiendo al técnico analizar y diseñar bombas Jet, en base a la información suministrada por la instrumentación de superficie colocada para una mayor credibilidad de los resultados obtenidos del Software WELLFLO.

Dentro de los estudiantes de Ingeniería en Petróleos la aplicación de este software, su funcionamiento, así como sus ventajas y desventajas son desconocidas. Razón por la cual este estudio servirá como guía para que nuevas generaciones de estudiantes de la facultad se familiaricen con el tema.

CAPÍTULO 1

ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO SACHA

1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO SACHA

1.1.1 ANTECEDENTES

El Campo Sacha, actualmente operado por la empresa “RÍO NAPO CEM” con la participación accionaria del 70% correspondiente a la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador- PETROECUADOR y una participación accionaria del 30% correspondiente a la compañía PDVSA S.A.

RÍO NAPO CEM empieza sus operaciones el 15 de julio del 2009, es considerado un campo en desarrollo que fue descubierto mediante la perforación del pozo exploratorio “Sacha-1” iniciada el 21 de enero de 1969 por la compañía Texaco-Gulf, con una profundidad de 10,160 pies llegando a la formación pre cretácica Chapiza, se observó y se analizó los cortes de perforación y evaluación de registros eléctricos por lo que se determinó la existencia de hidrocarburos en las arenas de las formaciones “HOLLÍN”, “NAPO”, “BASAL TENA”, con una producción inicial de 1328 BPPD de 29.9 °API y corte de agua (BSW) de 0.1%, correspondientes al primer pozo exploratorio "Sacha-1"

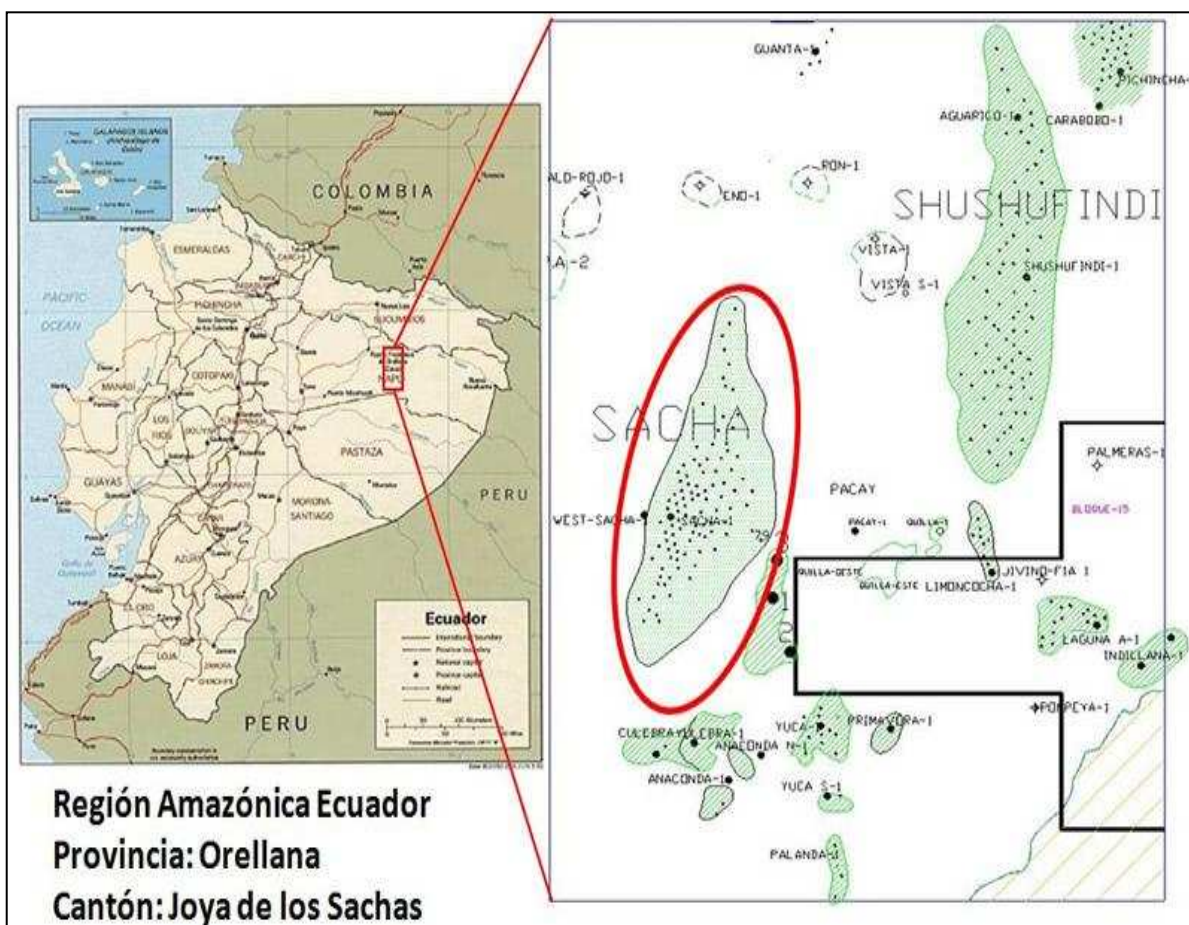
1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Sacha se encuentra ubicado al noreste de la Región Amazónica, provincia Francisco de Orellana, en el cantón “La Joya de los Sachas”. Comprende una extensión de 41.524 acres.

Está situado dentro de las coordenadas: 00°11'00'' y los 00°25'30'' de Latitud Sur y desde los 76°49'40'' a 76°54'16'' de Longitud Oeste. Delimitado al Norte

por las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista, al Sur por los Campos Culebra-Yulebra, al Este por los Campos Mauro Dávalos Cordero y Shushufindi-Aguarico mientras que al Oeste por los Campos Pucuna, Paraíso y Huachito. (Figura 1.1).

FIGURA 1.1 UBICACIÓN CAMPO SACHA



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Sacha, Río Napo CEM

ELABORADO POR: Departamento Río Napo

1.1.3 ESTRUCTURA

El Campo Sacha estructuralmente corresponde a un anticlinal asimétrico de bajo relieve fallado al Oeste, debido a la compresión andina del Cretácico, que afecta el eje principal en dirección NE – SO, cuyo eje en la parte norte tiene rumbo NNE-SSO, en la parte inferior tiene un rumbo aproximado N-S. Al Sur del campo se encuentra controlado por una falla en dirección E-O, que tiene un

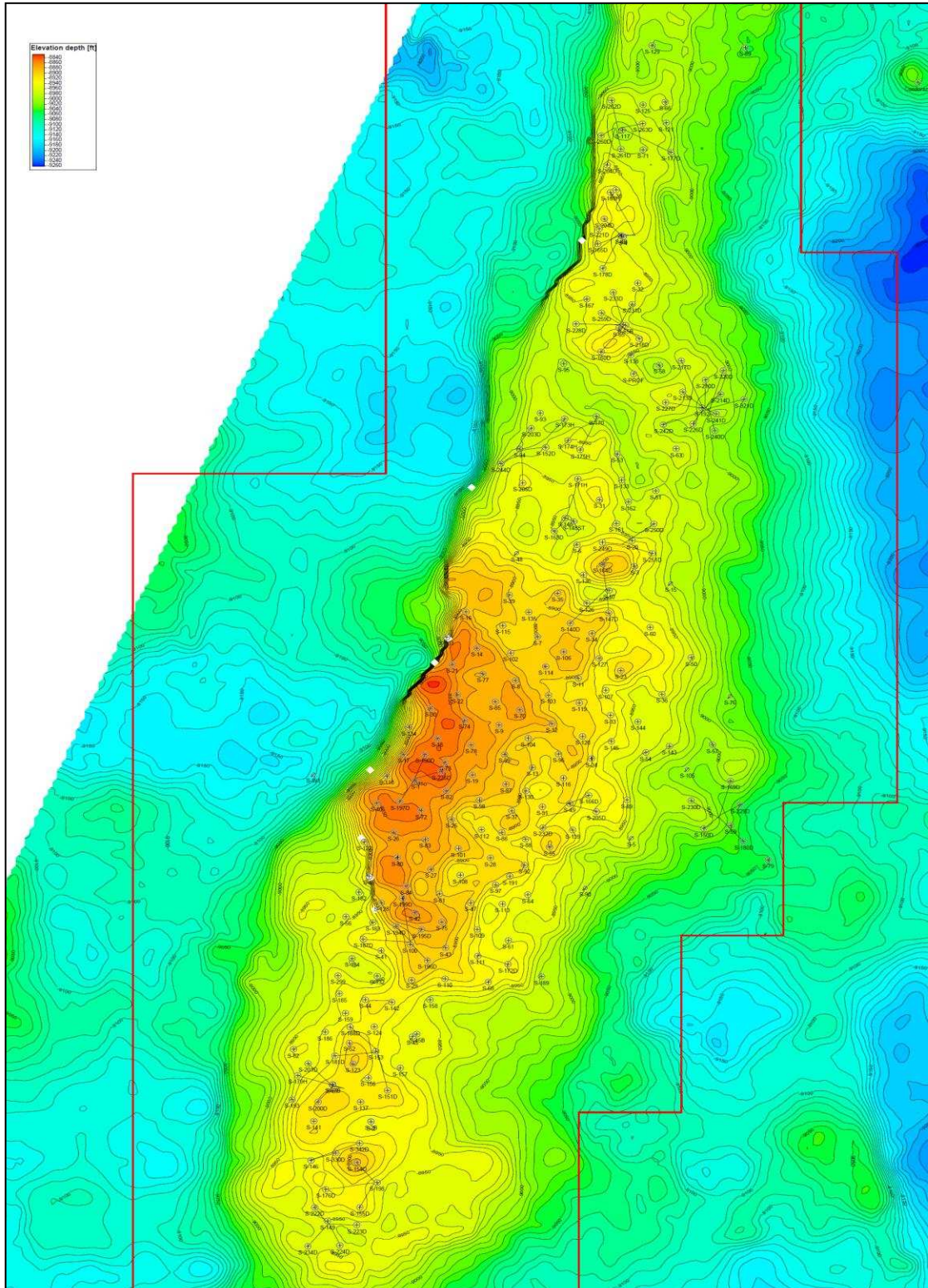
cierre estructural inclinado blando que se origina en el basamento, el mismo que tiene la posibilidad de ser reactivo y controlar la deposición de los sedimentos. Esta falla llega a la Caliza M-2 con un salto de la falla al nivel de la Formación Hollín de 10 a 35 pies al Norte, en el centro del Campo 10 pies y al Sur de 20 a 35 pies.

1.1.3.1 Geofísica

El modelo estructural del campo Sacha se realizó mediante el ajuste sísmico con el software PETREL versión 2007, el mismo que inicia la interpretación de nuevos marcadores sísmicos como es el equivalente a la Formación Hollín o se corrigen algunos que ya estaban interpretados como son la Caliza M2, Calizas A y B.

Se han definido cambios laterales en las facies a nivel de las unidades de interés, Arena U y Arena T, observados por la geometría de reflectores sísmicos, modificándose de continuos-paralelos a cóncavos-convexos. El resultado del mapeo de los horizontes sísmicos es un anticlinal de bajo relieve con un ápice estructural y un pliegue al oeste del mismo marcado por un apilamiento de las curvas de nivel. Al comparar los mapas se observa una simetría de los mismos así como la usencia total de fallamiento.

En la Figura 1.2 se muestran cada uno de los horizontes principales interpretados y correlacionados con la información de pozo en tiempo. El marcador caliza A está representado en un pico sísmico de alta amplitud y buena continuidad, el marcador caliza B está representado igualmente por un pico sísmico de amplitud y continuidad variable, el marcador correspondiente al tope de la formación Hollín está identificado por un pico sísmico de baja amplitud y poca continuidad, presentando dificultad en su seguimiento en el volumen sísmico.

FIGURA 1.2 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO SACHA EN TOPE DE HOLLÍN

FUENTE: Departamento de Ingeniería

ELABORADO POR: Departamento de Reservorios

1.1.4 MARCADORES ESTRATIGRÁFICOS

1.1.4.1 Columna Estratigráfica

La Cuenca Oriente, en donde se ubica el Campo Sacha, presenta una secuencia estratigráfica semejante a los otros campos de la región, por lo que se puede observar que afloran rocas sedimentarias del mioceno al reciente, por debajo de ellas se tiene un potente conjunto de sedimentos de edades que corresponderían entre el jurásico al oligoceno.

- Precámbrico.- este periodo comprende inicio del precámbrico hasta el Paleozoico en donde se ha formado un basamento cristalino, compuesto principalmente de rocas metamórficas como son: cuarcitas, esquistos, filitas.

- Paleozoico.- está compuesta por las siguientes formaciones.
 - ✓ Formación Pumbuiza (Silúrico-Devónico).- a esta formación se la conoce por el gran contenido de pizarras, esquistos con granito y areniscas cuarcitas. Una de las características más importantes de esta formación es que el tope y la base son discordantes.

 - ✓ Formación Macuma (Carbonífero-Pérmico).- conformada de calizas silíceas fosilíferas, las mismas que se encuentran intercaladas de esquistos arcillosos, arcillas pizarrosas y magmas, por lo general su espesor bordea los 1500 metros. La base y el tope tienen contactos discordantes.

- Mesozoico: compuesta por las siguientes formaciones.
 - ✓ Formación Santiago (Jurásico Inferior).- compuesta por calizas silíceas y arcillas esquistosas. En la parte occidental la formación tiene material volcánico, lutitas, incrustaciones porfiríticas y

diabasas submarinas, con un espesor que bordea los 2000 metros. El tope y la base son discordantes.

- ✓ Formación Chapiza (Jurásico Medio a Superior).- se divide en tres secciones detalladas a continuación:

Chapiza Inferior.- compuesta de lutitas y areniscas de color gris y rosado con estratos de anhidritas y vetas de yeso.

Chapiza Medio.- está formada por intercalaciones de lutitas y areniscas de color rojo si evaporar.

Chapiza Superior.- o conocida como Formación Misahuallí por su afluencia a lo largo del río que lleva el mismo nombre Misahuallí en la provincia del Napo. La misma que comprende una secuencia piroclástica con areniscas rojas y conglomerados, areniscas feldespáticas, lutitas y brechas. Un espesor que comprende los 3000 metros.

- ✓ Formación Hollín (Cretáceo inferior).- su geología comprende: areniscas cuarzosas blancas, porosas, saturadas de hidrocarburos, con minerales como la glauconita, fosforita, pirita intercalada con lentes de lutitas. Es discordante a la formación Chapiza e infrayace concordantemente a la Formación Napo, con un espesor de 200 metros.
- ✓ Formación Napo (Cretáceo Superior).- en esta formación encontramos importantes yacimientos hidrocarburíferos como son las Arenas "U" y "T". Litológicamente compuestas de areniscas cuarzosas, saturadas de hidrocarburo de grano media a fino, con intercalaciones de lutitas y calizas en pequeñas proporciones, con un alto predominio de glauconita en la Arena "T".

➤ Mesozoico-Cenozoico:

- ✓ Formación Tena (Cretáceo Superior-Paleoceno).- comprende litológicamente de arcillas abigarradas principalmente, en la base tenemos areniscas cuarzosas impregnadas de hidrocarburo. Aproximadamente tiene un espesor de 1000 metros.

➤ Cenozoico:

- ✓ Formación Tiyuyacu (Eoceno).- se la conoce por su alto contenido de conglomerado, guijarros, cuarzo y arcilla, contiene además areniscas de grano variable con intercalaciones de lutitas rojas, grises y verdes. Con un espesor aproximado de 500 metros.
- ✓ Formación Orteguzza (Oligoceno Inferior).- esta formación es parte inferior de la Formación Chalcana, en la que encontramos una secuencia de lutitas verdes intercaladas de areniscas conglomeráticas, semi-blandas, de color gris verdoso, aproximadamente su espesor es de 300 metros.
- ✓ Formación Chalcana (Oligoceno Superior).- Tiene afloramientos en el río Chalcana afluente del río Tiyuyacu, en la provincia del Napo. Su estructura se encuentra conformada por arcillas abigarradas, con intercalaciones de yeso. Tiene un espesor aproximado de 700 metros.
- ✓ Formación Arajuno (Mioceno).- se encuentra dividida en tres secciones en la parte inferior encontramos areniscas y conglomerados con intercalaciones de arcilla bentoníticas. En la parte media podemos encontrar arcillas rojas con intercalaciones de yeso y tobas. La parte superior de esta formación contiene

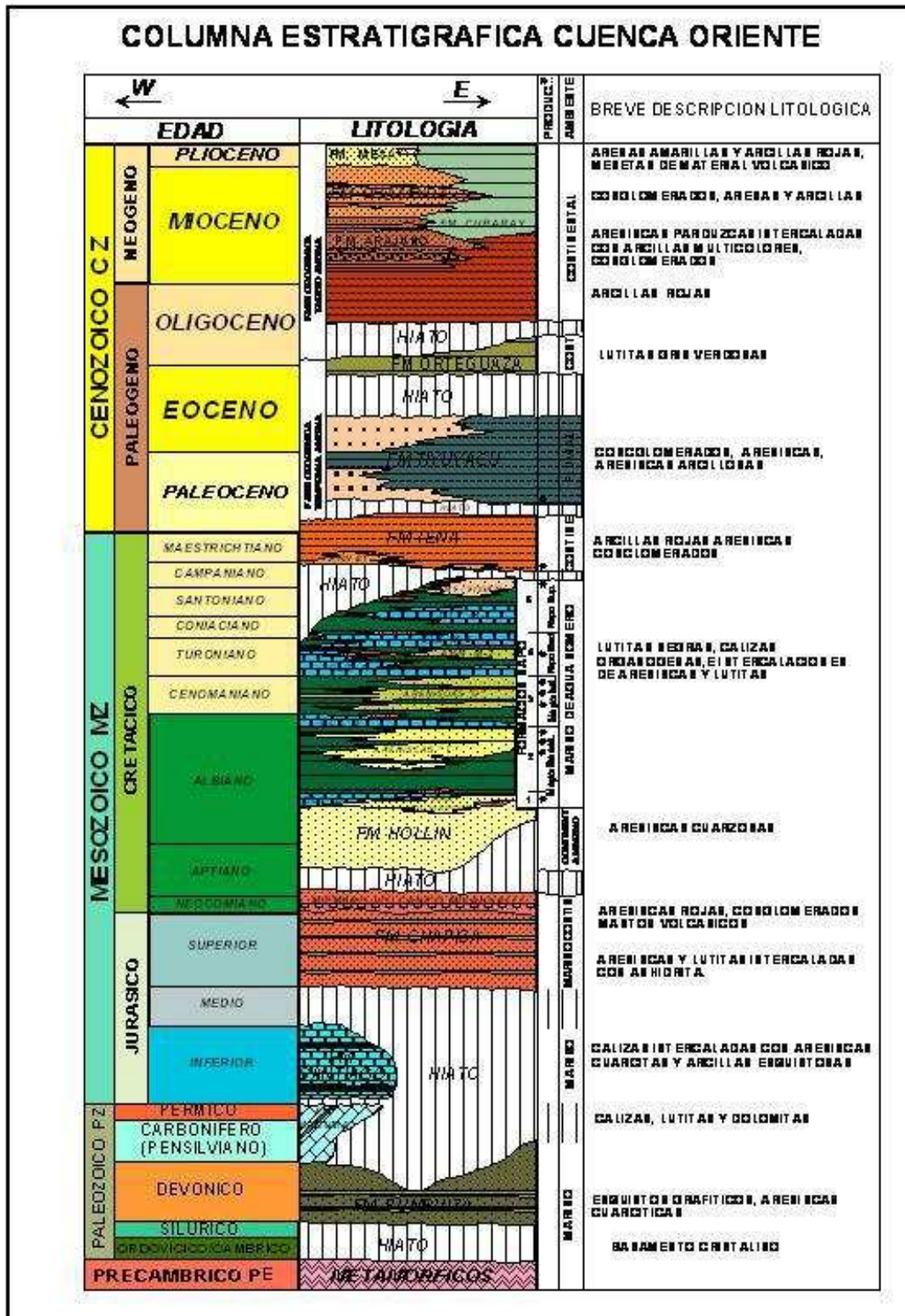
areniscas con intercalaciones de lignito y vetas de carbón. Su espesor bordea los 1000 metros.

- ✓ Formación Curaray (Mioceno Superior).- En esta formación podemos encontrar arcillas rojas, verdosas y azuladas bien estratificadas, su estructura contiene yeso, intercalado con horizontes de areniscas de grano fino; horizontes tobáceos y carbonáceos, lignitos son comunes. Su secuencia bordea los 75 metros.
- ✓ Formación Chambira (Mio-Pliceno): Una secuencia de gran espesor que bordea un espesor entre los 1000 – 1500 metros, en la misma que no se ha encontrado fósiles, encontramos una fase intermedia tobácea de Chambira, básicamente consiste de un abanico de piedemonte y de sedimentos fluviales, depositados durante una intensa erosión de la Cordillera al Oeste del Oriente, en el sitio se observa una secuencia de areniscas, lutitas y arcillas bien estratificadas con niveles de conglomerados.
- ✓ Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno).- Compuesta de una serie de terrazas con depósitos clásticos de medios a gruesos, de diferentes espesores tipo arcilla tobáceos, arcillas rojas, limos, areniscas finas a medias y niveles conglomeráticos derivados de una continua erosión de la Sierra.

➤ Cuaternario:

- ✓ Depósitos Aluviales.- En esta sección podemos encontrar los principales ríos del Campo: Jandiyacu al norte, Rumiyacu en la parte central y al sur tenemos el río Tiputini que han depositado acumulaciones de materiales de origen fluvial, los mismos que han formado terrazas aluviales.

FIGURA 1.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA ORIENTE.



FUENTE: Departamento de Ingeniería en Petróleos-Río Napo

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

1.1.4.2 Principales Formaciones del Campo Sacha

El Campo cuenta con yacimientos productores como: Hollín Superior e Inferior, Napo T, Napo U y Basal Tena.

A continuación se presenta una breve descripción litológica de cada reservorio:

- **Formación Hollín Inferior.-** pertenece a la edad Cretácica inferior, se lo encuentra en bancos compactos de areniscas cuarzosas de color pardo oscuro blanco, consolidada, el tamaño del grano varía de grueso a fino, en ocasiones grano grueso, subredondeada a subangular, buena selección de matriz y cemento silicio, en algunos casos se encuentra inclusiones de carbón, ámbar y caolín. El ambiente de depósito para este yacimiento es del tipo fluvial.
- **Formación Hollín Superior.-** encontramos una arenisca cuarzosa parda oscura, gris oscura o verdosa, consolidada dura de grano muy fino, matriz arcillosa, cemento silicio, con inclusiones de glauconita y clorita. En la parte norte del yacimiento encontramos una forma estratigráfica, disminuyendo su espesor neto saturado a 5 pies. El posible ambiente de depositación es del tipo estuario dominado por mareas.
- **Formación “U” Inferior.-** correspondiente a la edad Cenomaniano de arenisca cuarzosa, con feldespatos y fragmentos líticos en menor proporción. La es caolinítica y el cemento silíceo. La porosidad descrita es intergranular y ocasionalmente intragranular con disolución y porosidad móldica; su porosidad promedio es del 17 %. Este yacimiento tiene un espesor neto promedio de 17.75 pies y una salinidad promedio de 30,000 a 35,000 ppm NaCl.
- **Formación Napo “T” Inferior.-** pertenece a la edad Albiano Superior a Inferior. Presenta glauconita y la cementación siderítico – calcárea. Son

rocas detríticas sucias, como las limolitas arenoso – arcillosas, arenitas de cuarzo a cuarzoarenitas glauconíticas de grano decreciente fino-muy fino en su mayoría de matriz arcillas caolinita e illita y hacia la base clorita, cemento calcáreo-siderítico y silíceo; Forma la sección arenosa de la secuencia "T" de mayor continuidad vertical y lateral. Su espesor total varía entre 20 y 90 pies mientras que el espesor neto saturado es de 12.5 pies con una salinidad promedio de 20,000 a 25,000 ppm de NaCl.

- **Formación Basal Tena.**- Contiene una arenisca cuarzosa subangular a subredondeada translúcida, grano fino, buena saturación de hidrocarburo, fluorescencia amarillo – blanquecino, corte lento, residuo café claro. Esta arena se desarrolla de forma irregular, dando lugar a la formación de estratos lenticulares o trampas estratigráficas en el campo.

1.1.5 PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PVT

1.1.5.1 Parámetros Petrofísicos

Para estimar las propiedades petrofísicas de las rocas que conforman el yacimiento se ha realizado un estudio de las Formaciones Napo y Hollín del Campo Sacha, a partir de una metodología que combina la algoritmia propia de la interpretación determinística de los registros de pozos, con procesos de cálculos y estadística multivariada que buscan definir la distribución de las propiedades correlacionadas a los diferentes tipos de rocas y las unidades hidráulicas de flujo en el modelo estratificado que ejerce un comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento.

Este modelo de estudio ayudó a recopilar toda la información obtenida de los registros con la ayuda del grupo de geología determinaron que estas formaciones presentan una continuidad en todo el Campo por lo que se podría estandarizar estas propiedades.

En base a esta recopilación se presenta la siguiente tabla con los parámetros petrofísicos del Campo Sacha que nos ayudaran en el posterior análisis que se presentará.

Tabla 1.1 PRINCIPALES PARÁMETROS PETROFÍSICOS

PARÁMETROS PETROFÍSICOS PROMEDIOS					
FORMACIÓN	Basal Tena	Napo U	Napo T	Hollín Inf.	Hollín Sup.
Espesor Ho ft	9.2	27	20	14	41
Phie (%)	18.2	16.6	14.5	16.1	17
Sw (%)	23.2	12.8	21.5	31	26.1
KH promedio (md)		424.99	241.88	130.56	346.88
WOC (pies)		8730	8838	9080	9080
Permeabilidad md	433	425	240	130	350
Profundidad (pies)		8549	8756	8892	

FUENTE: Departamento de Geociencias, Río Napo

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

1.1.5.2 Parámetros PVT

Las características de los crudos del Campo Sacha van a estar de acuerdo a la formación que los contiene. Así pues la gravedad específica del petróleo en sus inicios para los yacimientos Hollín Principal, Hollín Superior, "T", "U" y Basal Tena variaban entre 27 y 29 °API.

El contenido de azufre de los crudos de Hollín varían entre 0,4 y 1,10 % de los crudos "T" en alrededor del 0,90 % en peso y de los crudos "U" de 1,20 % en promedio.

El contenido de Azufre (S), Niquel (Ni) en el petróleo de la arena "T" en general tienden a ser menores que los de "U" y "Basal Tena", mientras que dos muestras analizadas de crudos de Hollín muestran resultados muy distintos, con una fuerte variación en el contenido de dichos elementos, a pesar de tener la misma gravedad.

En la actualidad y en base a nuevos estudios realizados se presenta la siguiente tabla con los valores promedios de los parámetros PVT que se utilizan en todo el Campo Sacha realizados por el Laboratorio de Yacimientos en San Rafael el 1 de Junio del 2009 de EP Petroproducción.

TABLA 1.2 PARÁMETROS PVT DEL CAMPO SACHA

CAMPO	ARENA	Pb(Psi)	Ty(F)	°API	GOR	Bo	Grav Gas	Salinidad	Coi (psi ⁻¹)	μoi (cp)
SACHA	HOLLÍN I	78	225	27.1	24	1.163	1.577	700	7,6x10 ⁻⁶	3.7
	HOLLÍN S	550	225	27.3	124	1.133	1.356	1500	9,2x10 ⁻⁶	1.4
	T	1310	215	30.3	436	1.373	1.257	15,000	9.02x10 ⁻⁶	1.6
	U	1052	211	26.7	270	1.243	1.138	60,000	8,02x10 ⁻⁶	1.8
	U INFERIOR	1170	218	22.8	224	1.23	1.21	35,000		
	U+T			28	436	1.3				
	BASAL TENA	807	181	24.1	150	1.117	1.099	24,000	7,0x10 ⁻⁶	2.5

FUENTE: Ingeniería del Campo Sacha

ELABORADOR POR: Mayra Sánchez C.

1.1.5.3 Presiones del Campo Sacha

Los reservorios del Campo Sacha en sus inicios presentaban unas presiones de 4054 Psi, 4146 Psi y 4450 Psi para las formaciones Napo U, Napo T y Hollín respectivamente. Según estudios actuales, en el Campo Sacha se encuentran presiones promedio de 1750 Psi para la arena “U”, 1900 psi para la arena “T”, de 3300 Psi para Hollín Superior y 4119 Psi para Hollín Inferior.

Para determinar los valores de presión inicial de la arena Basal Tena se extrapolo las presiones de los pozos Sacha 16 y 21 obteniendo un valor de 3680 Psi actualmente su presión es 1400 Psi por lo que el punto de partida para la actualización de las presiones existentes del campo es en base a los datos AS-400 que fueron interpretados con sus respectivas proyecciones.

1.1.6 RESERVAS

Se llama así al volumen de hidrocarburo medido a condiciones atmosféricas, que se pueden producir con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables, que es económicamente rentable.

Se debe hacer notar que los datos de las reservas de hidrocarburos no son fijos, si no que tienen un carácter dinámico debido a un ajuste continuo a medida que se cuenta con mayor información. Puesto que la exactitud de las reservas depende de la calidad y cantidad de los datos disponibles, su valor más cercano a la realidad se obtendrá a medida que aumente la vida productiva del yacimiento.

Existen diversos criterios para clasificar las reservas de hidrocarburo de las cuales las más importantes son:

- ✓ Según la cantidad y el grado de exactitud de los datos.
- ✓ De acuerdo con el tipo de fluido

Pero para nuestro estudio utilizaremos según la cantidad y el grado de exactitud de los datos.

1.1.6.1 Reservas Probadas

Son las cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería pueden ser estimadas con “razonable certeza” (alto grado de confiabilidad) que serán recuperables comercialmente de reservorios conocidos y bajo las actuales condiciones económicas.

Esta información procede de yacimientos donde existe la “evidencia de producción de hidrocarburos” por información confiable, tal como la proveniente de: (1) pozos productores, (2) pruebas de información, (3) pruebas de producción, (4) registros geofísicos, (5) balance de materiales.

1.1.6.2 Reservas No Probadas

Se basan en datos de geología o ingeniería, similares a las usadas en el estimado de las reservas probadas, pero la incertidumbre técnica, contractuales, económicas o de regulación hacen que estas reservas no sean clasificadas como probadas y posibles.

1.1.6.3 Reservas Probables

Son reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas.

1.1.6.4 Reservas Posibles

Son reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables

1.1.6.5 Reservas Actuales del Campo Sacha

El Campo Sacha el segundo más grande del Ecuador en reservas hidrocarburíferas, actualmente cuenta con 3501.5 millones de barriles de petróleo original en sitio con un monto de 1205 millones de barriles de reservas probadas y de reservas remanentes 412 millones de barriles son los estimados de petróleo del Campo Sacha al 31 de diciembre del 2011.

TABLA 1.3 RESERVAS DEL CAMPO SACHA AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011

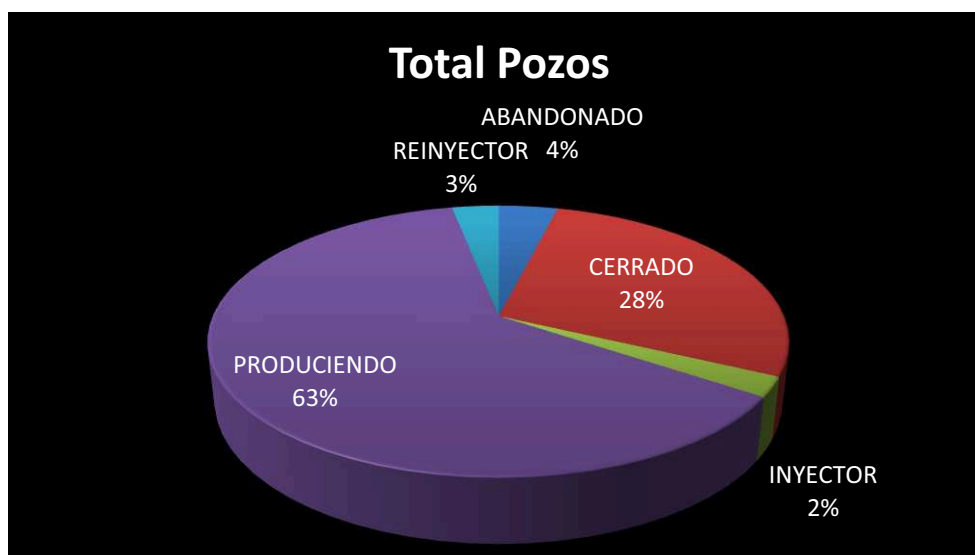
CAMPO	YACIMIENTO	PETRÓLEO IN SITU (POES)		FACTOR DE RECOBRO	RESERVAS PROBADAS	PRODUCCIÓN ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES
		PROBADAS					
		Bls. N.		%	Bls. N.	Bls. N.	al 31/12/2011
Sacha	Basal Tena	117,685,666		20.84	24,527,100	19,771,185	4,755,915
	U Inferior	762,615,924		39.92	304,436,276	206,776,181	97,660,096
	T Inferior	483,325,941		38.26	184,920,505	104,084,299	80,836,206
	Hollín	2,137,516,953		23.33	691,059,231	462,606,158	228,453,073
TOTAL SACHA		3,501,144,484			1,204,943	793,237,823	411,705,290

FUENTE: Río Napo Departamento de Reservorios
ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

1.1.7 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

Hasta el 31 de diciembre del 2011 el Campo Sacha cuenta con 256 pozos de los cuales 10 se encuentran abandonados, 72 pozos cerrados, 6 pozos inyectoros, 8 pozos reinyectores y 160 están produciendo un caudal diario de 95,495 BFPD, de petróleo 53,312 BPPD y 42,182 BAPD con diferentes tipo de levantamiento. A continuación se presenta el porcentaje del estado actual de los pozos del campo Sacha.

FIGURA 1.4 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO SACHA



FUENTE: Potencial de Producción, Campo Sacha, 31 de Diciembre del 2011

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

1.1.7.1 Mecanismos de Producción

Los mecanismos de producción del Campo Sacha en su historia se deben a la combinación de expansión de fluidos, roca y empuje hidráulico natural. Toda esta acumulación de energía del yacimiento proveniente de acuíferos activos, y su compresibilidad de la roca han dado lugar a la producción del Campo.

Como se sabe en sus inicios en Campo Sacha produjo mediante flujo natura y actualmente existen algunos pozos que aún lo hacen, pero debido a la depletación de los yacimientos o en algunos casos por mantener la tasa de

producción actual se han visto en la necesidad de implementar sistemas de levantamiento artificial como Bombeo Hidráulico, Bombeo Eléctrosumergible que ayudaran a mantener sus perspectivas.

A continuación se presentan un cuadro de los métodos de levantamiento presentes en el Campo Sacha y la producción de cada método:

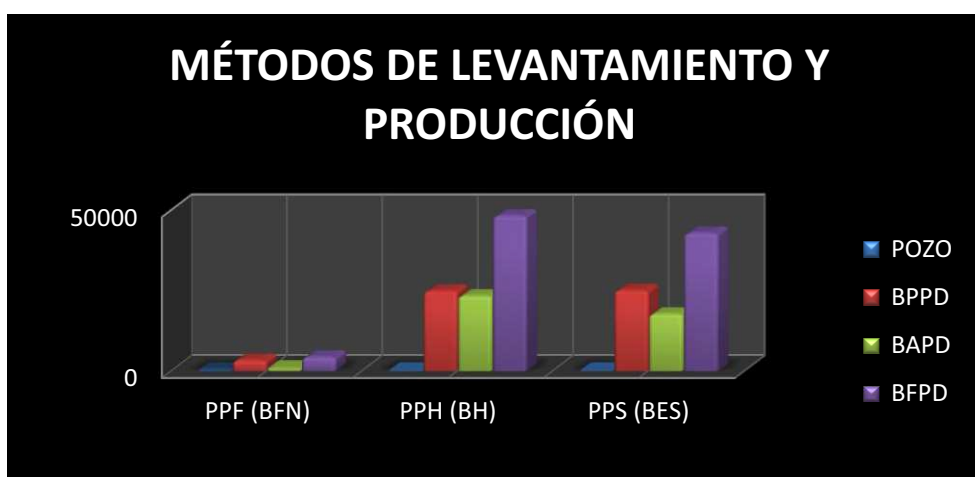
TABLA 1.4 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO DEL CAMPO SACHA

MÉTODO DE LEVANTAMIENTO	POZOS	PRODUCCIÓN		
		BPPD	BAPD	BFPD
Flujo Natural	6	3332	1041	4373
Bombeo Hidráulico	84	24,882	23,388	48,271
Bombeo Electrosumergible	70	25,097	17,754	42,851
TOTAL	160	53,312	42,182	95,495

FUENTE: Ingeniería del Campo Sacha

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

FIGURA 1.5 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO



FUENTE: Potencial de Producción, Campo Sacha, 31 de Diciembre del 2011

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

El Campo Sacha cuenta con cuatro estaciones, de las cuales Sacha Central receipta el crudo de Sacha Norte 1 y Sacha Sur para su posterior bombeo al oleoducto y Sacha Norte 2 recibe el crudo solo de los pozos que pertenecen a esta estación. A continuación se presenta un cuadro en la cual me indica la cantidad de crudo que maneja cada estación actualmente.

TABLA 1.5 PRODUCCIÓN POR ESTACIONES Y TIPO DE LEVANTAMIENTO

ESTACIÓN		CENTRAL	NORTE 1	NORTE 2	SUR	TOTAL
PRODUCCIÓN	BFPD	12,014	38,111	23,281	22,089	95,495
	BPPD	8062	15,440	13,838	15,972	53,312
	BAPD	3952	22,670	9443	6117	42,182
	BSW (%)	32.9	59.5	40.6	27.7	44.2
MÉTODO DE LEVANTAMIENTO	PPF		722	938	1672	3332
	PPH	7,321	9498	1034	7030	24,882
	PPS	741	5220	11,866	7270	25,097

FUENTE: Departamento de Ingeniería del Campo Sacha, Río Napo

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Actualmente el Campo Sacha tiene 10 pozos que se encuentran en WORKOVER o en espera, y 5 pozos que los están perforando para cumplir con las expectativas de producción que se plantean al inicio de cada año, para el año 2012 se planea perforar 5 pozos, según acuerdos firmados por la Compañía Río Napo CEM.

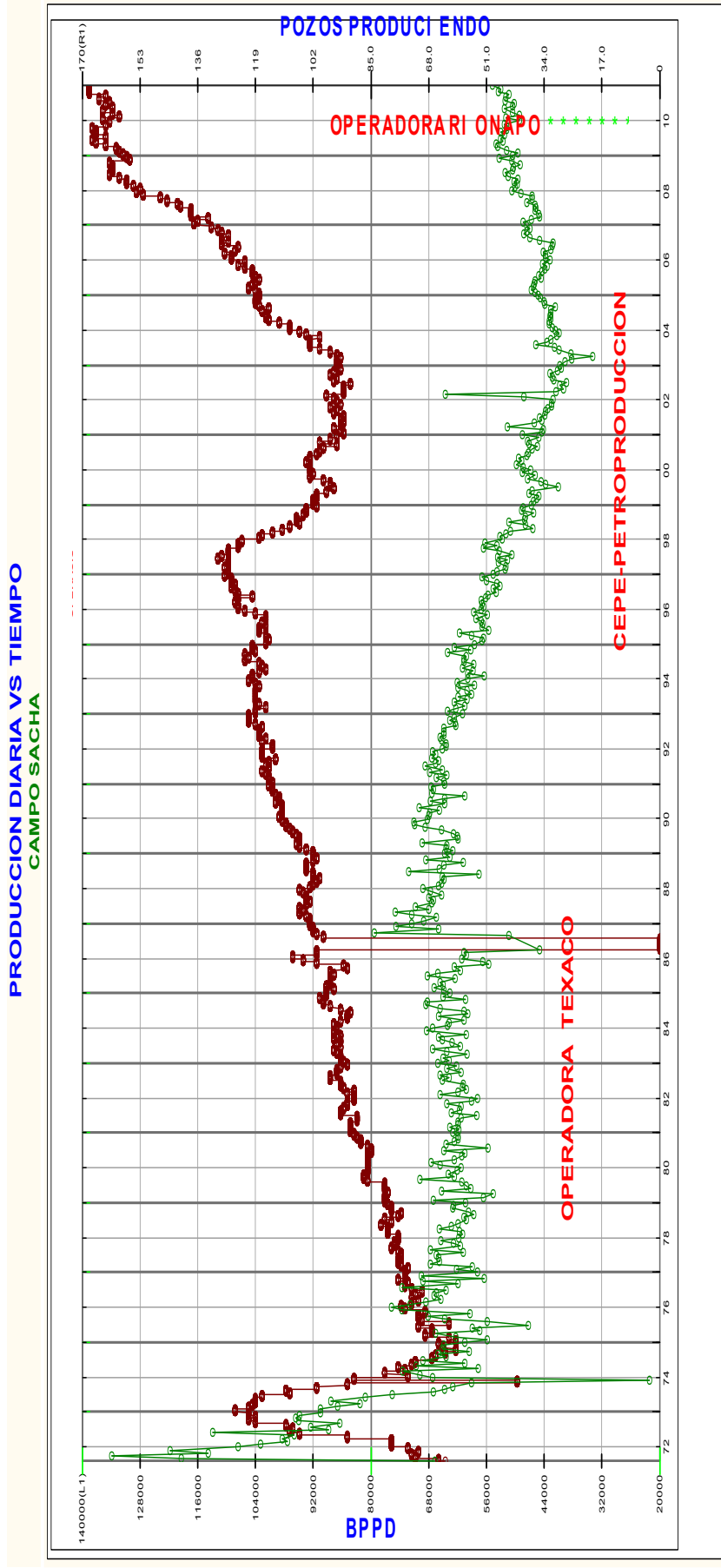
1.1.7.2 Historia de Producción

La perforación de desarrollo en el Campo Sacha se inició en marzo de 1971 y la producción empezó el 6 de julio 1972, con una tasa promedio diaria de 29,269 BPPD incrementándose hasta un promedio de 117,591 BPPD en noviembre de ese mismo año, que es la producción máxima registrada en el campo. La producción con altos y bajos se mantuvo por sobre los 60,000 BPPD

hasta el año 1994, luego de lo cual se ha ido declinando a partir del año 2009 se iniciaron nuevos proyectos para incrementar la producción del Campo con la Operadora Río Napo por lo que en la actualidad su producción diaria es de alrededor 53,312 BPPD a Diciembre del 2011.

En la siguiente figura se muestra la producción total del campo desde sus inicios, y con las respectivas operadoras que han administrado este Campo, esta figura fue obtenida mediante el programa OFM.

FIGURA 1.6 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL CAMPO SACHA DESDE SUS INICIOS HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011



FUENTE: Departamento de Reservorios de Río Napo
ELABORADO: Departamento de Reservorios de Río Napo

1.2 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL

El Campo Sacha es muy extenso por lo cual se ha dividido en estaciones para la recolección del crudo, es el caso de Sacha Central que tiene la responsabilidad de administrar la producción que vienen de todas las estaciones del campo Sacha para enviarla por el oleoducto hacia Lago Agrio.

1.2.1 MANIFOLD

Llamados también múltiples de producción, es un conjunto de tuberías y válvulas que se encuentran alineados de forma horizontal uno respecto del otro cada uno de estos arreglos se conectan a las líneas de flujos que vienen de cada pozo. Su función es recolectar la producción y medir los parámetros necesarios para enviar esta producción a los separadores.

Estos arreglos de válvulas, conexiones y tuberías deben ser de tal manera que, cuando sea requerido, el flujo de un pozo pueda ser aislado para propósitos de prueba de pozos.

FOTOGRAFÍA 1.1 MANIFOLD DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SACHA CENTRAL



FOTOGRAFÍA: Del Departamento de Producción del Campo Sacha

1.2.2 SEPARADORES

Son muy importantes en el proceso de separación del crudo, gas y sedimentos que vienen del yacimiento, están fabricados de materiales de acero los mismos que deben cumplir con las características correspondientes a las normas establecidas para el funcionamiento, trabajan a altas presiones y temperaturas y necesitan de un diseño adecuado para su funcionamiento. Los fluidos con los que trabaja son los provenientes del manifold.

En la Estación Sacha Central encontramos separadores de tipo bifásicos horizontal, con un total de 7 separadores, los mismos que se clasifican de la siguiente manera 2 separadores de prueba y 5 separadores de producción.

FOTOGRAFÍA 1.2 SEPARADORES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA



FOTOGRAFÍA: Del Departamento de Producción del Campo Sacha

Como se puede observar en la fotografía podemos observar la diferencia existente entre los separadores de prueba y de producción. Los separadores de prueba tienen una capacidad menor que los de producción, el crudo que ingresa a este separador proviene del manifold cuando se abre la línea de prueba y se cierra la línea de producción. Los separadores tienen un tiempo de residencia de 10 minutos. A continuación podemos observar las especificaciones de los diferentes tipos de separadores existentes en Sacha Central.

TABLA 1.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS SEPARADORES DE SACHA CENTRAL

SACHA CENTRAL							
SEPARADORES	AÑO	PRESIÓN DE DISEÑO (PSI)	TEMPERA TURA DE DISEÑO (°F)	PRESIÓN DE OPERACIÓN (PSI)	DIÁMETRO EXTERNO (PULG)	LONGITUD (PIES)	CAPACIDAD NOMINAL (BFPD)
Sep. Prueba 1	1984	125	180	24 – 28			10,000
Sep. Prueba 2	1984	125	180	24 – 28			10,000
Sep. Producción 1	1971	100	125	24 – 28	84	22	35,000
Sep. Producción 2	1971	100	125	24 – 28	84	22	35,000
Sep. Producción 3	1990	125	125	24 – 28	84	22	35,000
Sep. Producción 4	1975	125	200	24 – 28	70	22	35,000
Sep. Producción 5	1989	125	120	24 – 28	84	22	35,000

FUENTE: Departamento de Producción del Campo Sacha, Río Napo

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

1.2.3 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

En este sistema podemos encontrar los tanques de lavado, reposo y los de oleoducto que manejan la cantidad de crudo perteneciente al Campo Sacha.

1.2.3.1 Tanque de Lavado

Conocido como “wash tank” permite separar el agua del petróleo por diferencia de densidades. El agua producida de esta separación es conocida como el agua de formación y es enviada al sistema de reinyección, manteniendo el tanque con un colchón de agua que va de 7 a 8 pies de altura, el tiempo de residencia es el suficiente para que el químico demulsificante actúe rompiendo la emulsión agua-petróleo.

El tanque de lavado tiene una capacidad de 72,490 barriles de techo fijo (mantener una presión positiva y exenta de aire), además tiene incorporado una bota de gas antes de ingresar al tanque que opera 288 barriles, encargada de eliminar el gas en solución que no se pudo retirar en el separador de producción.

FOTOGRAFÍA 1.3 TANQUE DE LAVADO DEL SACHA CENTRAL



FOTOGRAFÍA: Departamento de Producción del Campo Sacha

1.2.3.3 Tanque de Surgencia

Este tanque es el encargado de eliminar el agua que quedo del proceso de lavado en el wash tank, este porcentaje es mínimo, es decir, un petróleo con BSW máximo del 1%. Tiene una capacidad de 41,970 barriles.

De este tanque se transfiere a los tanques de oleoducto para lo cual se han instalado unas bombas de transferencia, localizadas a 3, 6 y 9 pies de altura. Tiene una configuración similar al tanque de lavado.

En este tanque se realizan las medidas de nivel de petróleo y cantidades bombeadas, que determinaran la producción de la estación. Para el sistema de bombeo hidráulico se requiere de fluido motriz que es extraído de este tanque por su bajo contenido de agua.

FOTOFRAFÍA 1.4 TANQUE DE SURGENCIA DE SACHA CENTRAL



FOTOGRAFIADO POR: Mayra Sánchez C.

2.2.3.3 Tanques de Oleoductos

El Campo Sacha cuenta con 2 tanques de oleoductos, la función principal de estos equipos es recolectar todo el crudo proveniente de las Estaciones: Sacha Central, Norte 1 y Sur, para su posterior transferencia por las líneas de oleoductos a Lago Agrio. Tienen una capacidad de 161,105 barriles el tanque

de oleoducto 1 y el tanque de oleoducto 2 de 100,000 barriles, son de techo flotante.

FOTOGRAFÍA 1.5 TANQUES DE OLEODUCTO



FOTOGRAFIA: Departamento de Producción del Campo Sacha

En el cuadro se encuentran las especificaciones técnicas de los diferentes sistemas de almacenamiento de crudo de la Estación sachá Central.

TABLA 1.7 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE SACHA CENTRAL

ESTACIÓN SACHA CENTRAL						
TIPO	ALTURA	bl/pie	DIÁMETRO	CAPACIDAD		NIVEL DE DESCARGA
	Pies		Pies	NOMINAL	OPERATIVA	
Wash tank	36	2014	120	72,490	66,462	33' A SURGENCIA
Surge Tank	30	1392	100	41,762	37,797	24' A TKE 1 Y 2 16' P.O. 18' HPS
Oleoducto 1	43	3747	164	161,105	131,145	
Oleoducto 2	43,3	2309	132	100,000	85,000	
TKE-SC-01	7470m	427	16.821 mm	10,340	9823	1' 6" ACT'S
TKE-SC-02	7470m	426	16.792 mm	10,247	9721	1' 6" ACT'S

FUENTE: Departamento de Producción Río Napo

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

1.2.4 SISTEMA DE BOMBEO

1.2.3.1 Bombas de Transferencia

Estas bombas las encontramos a la salida del Tanque de Surgencia hacia el Tanque de Oleoducto, las mismas que miden el caudal con unidades ACT que son contadores de desplazamiento positivo. En este tramo y con la ayuda de estas bombas podemos obtener muestras de crudo servirá para realizar un análisis y verificar si está cumpliendo con las normas pertinentes para ingresar al tanque de oleoducto. Las unidades ACT 1 y 2 reciben el crudo de la estación Sacha Sur y la unidad ACT 3 es la producción del tanque de surgencia. Equipos utilizados:

TABLA 1.8 BOMBAS DE TRANSFERENCIA

EQUIPO	DESCRIPCIÓN
3 Bombas de Transferencia ACT's	Durco 8x6x14 de 1458 GPM 100HP
3 Controladores Smith Meter de 8"	Rango 460-2300 BHP
1 bomba Gaulds	3x4x7 de 200 gpm
1 motor y bamba eléctrico	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 Río Napo

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

1.2.3.2 Bombas de Oleoducto

En el campo se las conoce como bombas centrífugas que son las 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.

A continuación se presenta un cuadro con la descripción de las diferentes bombas utilizadas para bombear por el oleoducto.

TABLA 1.9 DESCRIPCIÓN DE BOMBAS DE OLEODUCTO

EQUIPOS	CANTIDAD	CAPACIDAD
Bombas Centrífugas	3	792 HP
	1	601 HP
Bombas booster eléctricas	2	1456 GPM 100 HP
Bomba booster a diesel	1	

FUENTE: Departamento de Producci SACHA, RÍO NAPO

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

1.2.5 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA

Este sistema se encarga de almacenar el agua de formación proveniente del tanque de lavado y es transferido a la estación Sacha Sur. Tiene un total de agua re-inyectada de 26,852 barriles.

Utiliza los siguientes equipos:

TABLA 1.10 EQUIPOS DE REINYECCIÓN DE AGUA

EQUIPO	CAPACIDAD (bls)
Tanque desarenador	5000
Una bomba de re-inyección de agua	5700

FUENTE: Departamento de Producción Sacha, Río Napo

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

El Campo Sacha cuenta con 6 pozos inyector localizados en diferentes puntos para inyectar a las arenas U y T un caudal aproximado de 26,852 barriles.

CAPÍTULO 2

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE INSTRUMENTACIÓN UTILIZADOS EN SUPERFICIE Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

2.1 INSTRUMENTACIÓN

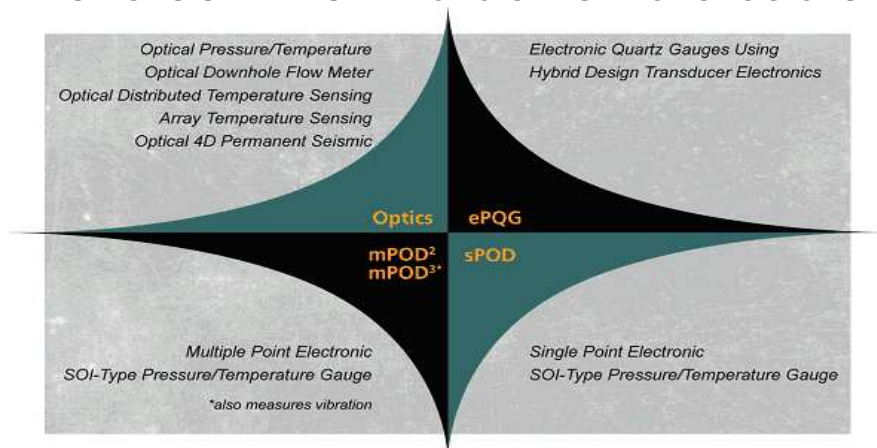
La tecnología de monitoreo en superficie como sistemas de automatización ha beneficiado la operación de equipos y optimizando la producción al limitar los “tiempos de parada” en más de 15,000 pozos a nivel mundial.

Se ha invertido considerables recursos en el desarrollo y sostenimiento de las funciones de sistemas de automatización en superficie para un ambiente real del pozo.

Es por tal motivo que se ofrecen herramientas con un rango completo de sistemas de monitoreo permanente, desde complejos sensores de presión y temperatura hasta sencillos y múltiples por fibra óptica, pasando por medidores ópticos de flujo y sísmica, sensores electrónicos de cuarzo usando transductores de diseño híbrido, hasta las formas más simples de monitoreo de levantamiento artificial para control de "pump-off" (POC) usando los sensores modelo sPOD ó mPOD2 (sensores permanentes de silicio sobre aislante, ó tipo “SOI”).

El siguiente gráfico muestra una sinopsis de las aplicaciones de cada tecnología, para una revisión detallada de su aplicación y asistencia para seleccionar la tecnología más adecuada.

FIGURA 2.1 SINOPSIS DE LAS APLICACIONES TECNOLÓGICAS



FUENTE: Weatherford L.L.C

2.1.1 VARIABLES MONITOREADAS

Uno de los principales objetivos de una empresa es el de mantenerse con tecnología de punta empleando los métodos más modernos de monitoreo y control en todas sus instalaciones y teniendo en cuenta que muchos pozos actualmente no son monitoreados y se necesita información para su optimización y análisis, es muy necesario ampliar esta cobertura con otros tipos de levantamiento ya que dentro del campo existe un considerable número de pozos con sistema de bombeo hidráulico que pueden ser monitoreados.

Para estos pozos en particular, se seleccionó en conjunto con el departamento de Ingeniería Petróleos de ORN, las variables a ser monitoreadas para el seguimiento y evaluación de desempeño del sistema hidráulico.

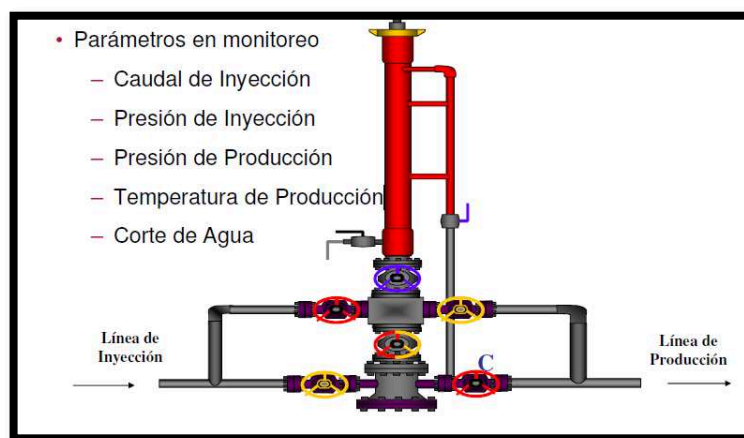
De este análisis se han determinado las siguientes variables a ser monitoreadas en tiempo real para pozos con sistema de bombeo hidráulico de ORN:

- ✓ Tasa de Flujo de inyección en el pozo
- ✓ Presión de línea de inyección en pozo
- ✓ Presión de línea de producción en pozo
- ✓ Temperatura en la línea de producción
- ✓ Corte de agua en la línea de producción

2.1.2 ESPECIFICACIONES DE LA INSTRUMENTACIÓN UTILIZADA EN SUPERFICIE

La instrumentación utilizada en superficie cumple algunos parámetros para su instalación y funcionamiento. En la siguiente figura se muestran los parámetros que son monitoreados.

FIGURA 2.2 PARÁMETROS DE MONITOREO



FUENTE: Weatherford L.L.C

2.1.2.1.- Medidor de Corte de Agua Red-Eye 2G, 3G

Usa una tecnología patentada de sensor óptico para medir con precisión todo el rango (0 a 100%) de concentración de crudo y agua en un flujo mezclado. Su alta precisión a lo largo de todos los niveles de corte de agua y su fácil instalación y configuración hacen que éste medidor único sea adecuado para numerosas aplicaciones.

La medición está basada en espectroscopia de absorción casi-infrarroja en donde el petróleo y el agua se diferencian con facilidad. Su predecesor, el medidor de corte de agua *Red Eye* original, usaba una sola longitud de onda absorbente de crudo y lograba una precisión inigualable a altos niveles de corte de agua.

El medidor de corte de agua *Red Eye* extiende este desempeño sin paralelo a las mediciones de menor corte de agua por medio de la medición simultánea de longitudes de onda múltiples que incluyen picos absorbentes tanto de agua como de crudo. Los efectos dispersivos causados por emulsiones, arenas o burbujas de gas tienen el mismo efecto a todas las longitudes de onda y como tales pueden ser anulados. Además, la salinidad no tiene efecto sobre la medición ya que la absorción se basa en la molécula de agua en sí, no en lo que está disuelto en el agua.

2.1.2.1.1 Instalación y Operación Simplificadas

El diseño de tipo inserción reduce los costos de instalación, especialmente para aplicaciones de largos tamaños de líneas. Los componentes electrónicos se montan directamente en la sonda de medición por lo que el único cableado de campo son los cables de potencia y señal de salida. Para aplicaciones NOC, el medidor de corte de agua *Red Eye 2G* ofrece conexiones 4- a 20-mA o de entrada de pulso para entradas de medidor de flujo. Internamente, la señal es medida y hecha disponible como un parámetro legible Modbus™. La NOC compañera entonces sólo necesita una conexión RS-485 de dos cables hacia el medidor para información tanto de corte de agua como tasa de flujo.

FIGURA 2.3 MEDIDOR DE CORTE DE AGUA RED EYE



FUENTE: Weatherford L.L.C

2.1.2.2 Transmisores de Presión y Temperatura Honeywell

Estos dispositivos ofrecen completos rangos de auto-diagnóstico para ayudar a los usuarios a mantener el tiempo de actividad, cumplir los requisitos normativos, y alcanzar altos estándares de calidad. Los transmisores permiten un desempeño inteligente en procesos analógicos, precisos, confiables y estables.

El transmisor ST 3000 puede sustituir a cualquier transmisor de 4 a 20 mA de salida, hoy en día se usa y se opera en un estándar de dos hilos. Los medios de medición en un sensor piezorresistivo, que en realidad contiene tres sensores en uno. Este sensor contiene un sensor de presión diferencial, un sensor de temperatura, y un sensor de presión estática.

Basados en microprocesadores electrónicos proporcionan un mayor período de cobertura-relación, temperatura mejorada y la compensación de presión, y la mejor precisión.

El cuerpo del transmisor y la carcasa de la electrónica pueden resistir golpes, vibración, la corrosión y la humedad. La carcasa de la electrónica contiene un compartimiento para la electrónica de una placa, que se aísla de una caja de conexión. La electrónica de una sola placa es reemplazable e intercambiable con cualquier otro ST 3000 de la Serie 100 o Serie 900 modelo transmisor.

Al igual que otros transmisores de Honeywell, el ST 3000 cuenta con dos vías la comunicación entre el operador y el transmisor a través del Configurador de campo inteligente (SFC). Puede conectar el SFC en cualquier parte puede acceder a las líneas de señal del transmisor. El SCT 3000 Smartline® Configuration Toolkit proporciona una manera fácil de configurar los instrumentos que utilizan un ordenador personal. El conjunto de herramientas permite a la configuración de los dispositivos antes de su envío o instalación. El SCT 3000 puede operar en el modo fuera de línea para configurar un número

ilimitado de dispositivos. La base de datos puede entonces ser cargado en línea descendente durante puesta en marcha.

FIGURA 2.4 GUÍA DE TRANSMISORES PIEZORRESISTIVO



FUENTE: Weatherford L.L.C

2.2 BOMBEO HIDRÁULICO

2.2.1 HISTORIA

El principio de Bombeo Hidráulico se aplicó en 1875 por Faucett, con una bomba operada a vapor tal motivo requería que el diámetro del pozo sea grande para obtener un eficiente trabajo, por esta situación no se determinó una real aplicación comercial, ya en los años de 1920 se incrementa la profundidad de los pozos, y empieza el desarrollo del Bombeo Hidráulico. El 10 de marzo de 1932 se registra la primera instalación hidráulica en Inglewood, California fue un experimento del señor C.J Coberly.

Se puede determinar claras ventajas en comparación a otros sistemas de levantamiento que le han garantizado a través de los años su preferencia por parte de un gran número de compañías operadoras a nivel mundial.

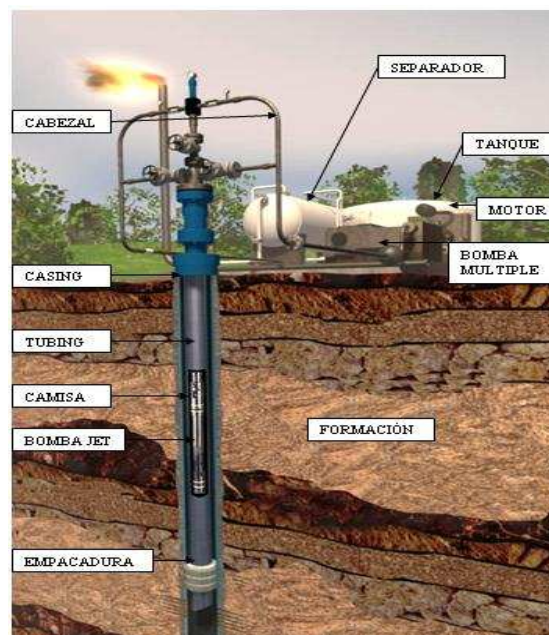
En vista que el presente estudio se basa en el Sistema de Bombeo Hidráulico en el campo Sacha, se profundizará su principio de funcionamiento.

2.2.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

El Bombeo Hidráulico se basa en el principio de operación de la Ley de BLAISE PASCAL (1623-1662), la misma que expresa: “Un cambio de presión aplicado a un fluido en reposo dentro de un recipiente se transmite sin alteración a través de todo el fluido. Es igual a todas las direcciones y actúa mediante fuerzas perpendiculares a las paredes que lo contienen.”

La aplicación de este principio permite transmitir presión desde una estación centralizada en superficie mediante una tubería llena de fluido hasta cualquier número de puntos dentro de un pozo petrolero. El líquido a presión en estas líneas de fluido motriz se dirige hacia una sección motriz dentro del pozo, haciéndolo accionar en forma recíproca, operando así una bomba a pistón mecánicamente acoplada. En la Figura se ilustra el sistema de bombeo hidráulico.

FIGURA 2.5 ILUSTRACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO EN SUPERFICIE Y EN FONDO



FUENTE: Weatherford L.L.C

Las bombas tipo Pistón constan de pistones recíprocos comunicados, unos gobernados por el fluido motriz presurizado y otro gobernado por él o los fluidos que produce el pozo.

La bomba hidráulica tipo Jet, convierte el fluido presurizado motriz en un jet de gran velocidad que se mezcla directamente con los fluidos del pozo.

Estos tipos de bombas mencionados son libres debido a que se reversan hidráulicamente sin remover la tubería, ni usar servicios de cables.

El sistema puede operar con presiones que oscilan entre los 2000 a 4000 psi, trabajan con bombas triples o quíntuples de desplazamiento positivo, accionadas por un motor eléctrico o de combustión interna en superficie.

2.2.3 TIPOS DE SISTEMA DE OPERACIÓN

Existen básicamente dos tipos operativos en los sistemas de bombeo hidráulico: el sistema de fluido motriz cerrado y el sistema de fluido motriz abierto.

2.2.3.1 Circuito Cerrado de Fluido Motriz CPF

Para este sistema se requiere una sarta adicional de tubería, tanto dentro del pozo como en superficie por lo que no permite que se mezcle el fluido motriz con los fluidos del pozo en ninguna parte del sistema, una sarta para transportar la producción hasta los tanques y por la otra para que retorne el fluido motriz que cumplió su función en el fondo del pozo hasta el tanque respectivo para volverse a presurizar y recircular.

Este sistema es muy costoso y de complejidad en el diseño, se lo recomienda cuando los fluidos son muy abrasivos o corrosivos.

2.2.3.2 Circuito Abierto de Fluido Motriz OPF

Requiere de dos conductos de fluido en el pozo, uno para circular el fluido de inyección o motriz a presión dirigiéndole a la parte motora de la bomba, y el segundo conocido como el espacio anular que circula el fluido motriz que acciona la bomba más el fluido producido que retornan a superficie.

Este sistema a parte de ser sencillo y económico permite inyectar aditivos químicos al fondo del pozo, así como de inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones e inhibidores de parafina, los mismos que nos ayudarán a extender la vida útil del equipo de subsuelo; cuando los fluidos producidos tienden a formar emulsiones dentro del pozo, puede añadirse demulsificante al fluido motriz.

2.2.4 TIPOS DE COMPLETACIONES PARA BOMBEO HIDRÁULICO

Existen tres tipos básicos de completaciones de subsuelo.

- ✓ Tipo Libre
- ✓ Tipo Fijo
- ✓ Tipo dependiente del cable

2.2.4.1 Instalación de Bomba Libre

En un sistema de bomba libre, la bomba entra dentro de la tubería de fluido motriz y no requiere ninguna unidad especial para colocarla ni recuperarla.

Para colocar la bomba pozo abajo, se la inserta en la sarta de la tubería en la superficie y se la hace circular hasta el fondo, donde se asienta en un conjunto especial de fondo del pozo (BHA), que se lo conoce como neplo de sentamiento de cavidad. En cuanto sea suficiente la presión hidráulica, la bomba comienza a accionar.

Para recuperar la bomba, se envía el fluido por la línea de retorno o espacio anular. Esta circulación invertida del fluido desasienta la bomba de su conjunto de fondo del pozo. Entonces dos capas invertidas de swabeo, montadas sobre la parte superior de la bomba (el conjunto de recuperación) atrapan la presión y mediante la circulación se hace que la bomba regrese a la superficie, y se la saca del pozo. Hay dos tipos principales de diseño para la instalación de bombas libres:

2.2.4.1.1 Instalación Tipo Paralelo-Libre

El diseño paralelo-libre para un sistema abierto de fluido motriz incorpora dos sartas de tubería y una de cavidad, pero sin empacadura “packer”.

La sarta principal se utiliza para suspender la cavidad. Este conjunto de fondo de pozo tiene un receso que recibe el arpón que está en el fondo de la sarta paralela.

Después de que el fluido motriz se utilice (cuando ya pasó por la parte motriz de la bomba), sale de dicha parte para mezclarse con el fluido producido y esta mezcla retorna por la sarta paralela a la superficie.

Una desventaja es que requiere de una sarta adicional de tubería, usualmente la sarta paralela es de menor diámetro, lo que produce más pérdida de fricción, y aumento en el caballaje.

El tamaño máximo de ambas sartas se determina por el diámetro del casing, lo que limita el tamaño de la bomba que se puede introducir, consecuentemente limita el volumen de fluido a levantarse.

2.2.4.1.2 Instalaciones Casing-Libre

Este diseño es el menos complicado y menos costoso de las bombas libres. Consiste en una sola sarta de tubería, una cavidad y una empacadura.

En la operación, se circula el fluido motriz hacia abajo por la sarta de tubería, donde acciona la bomba hidráulica en el fondo, para luego mezclarse con los líquidos y gases producidos de ser el caso. Esta mezcla de fluido motriz usado y fluidos producidos retorna hasta la superficie por el espacio anular de la tubería de revestimiento.

El gas producido en este diseño debe pasar por la bomba, lo que afectaría la eficiencia de la bomba a Pistón en cuanto a su desplazamiento de líquidos, en relación directa a la cantidad de gas que se produce. En cambio las bombas Jet pueden ayudarse incluso con el aporte del gas.

Este diseño es el más utilizado en el mercado actualmente debido a su sencillez y costos en el sistema abierto de fluido motriz.

2.2.4.1.3 Conjuntos de Fondo de Pozo

Las cavidades para bombas tipo libre tendrán una camisa de sellamiento, la propia bomba tiene un sello en su diámetro exterior para sellar todo el conjunto cuando se asienta la bomba.

La cavidad paralela tipo “enchufe” constituye el conjunto receptor para la bomba hidráulica al fondo de la sarta de tubería. En este tipo de instalación, se coloca la sarta principal sola. Se corre también la sarta delgada por separado y se la enchufa en el conjunto de pie. Este diseño ahorra tiempo y elimina la necesidad de utilizar abrazaderas para las dos sartas paralelas. La cavidad de tipo casing ofrece la misma función de sellamiento con el conjunto paralelo, pero sólo una sarta de tubería se inserta, con un packer.

2.2.4.1.4 Válvula de Pie con Tubería Recuperable

Se requiere de una válvula de pie para una tubería recuperable conjuntamente con una bomba tipo libre. Esta válvula de pie se coloca en el extremo inferior de la cavidad, durante la operación la bomba se asienta sobre la válvula de pie.

Su propósito es impedir que el fluido motriz salga por el extremo inferior de la sarta de tubería durante las operaciones de circular la bomba hacia dentro o hacia afuera.

2.2.4.2 Sistema de Bomba Fija

Las instalaciones de bombas fijas son idénticas a las instalaciones de bombas mecánicas fijas en la tubería, bombas electrosumergibles o instalaciones convencionales de levantamiento artificial por gas.

La principal razón para seleccionar una instalación fija sería para levantar grandes volúmenes, debido al tamaño físico de las bombas que no está limitado por el diámetro interior de la tubería, se pueden utilizar pistones más grandes (en las partes motriz y de bombeo), lo que dará mayor desplazamiento.

2.2.4.2.1 Instalaciones Fijo-Inserción o Concéntrica

En esta instalación se introduce una sarta de tubería grande hasta el fondo. Luego, se coloca la bomba en una sarta de tubería más delgada dentro de la sarta principal, asentada en una zapata de asiento.

La sarta delgada transporta el fluido motriz a presión hasta la bomba. El fluido motriz usado más la producción del pozo, retorna a superficie por el espacio anular del casing-tubing, para que la interferencia del gas no reduzca la eficiencia de la bomba.

2.2.4.2.2 Instalaciones Fijo-Casing

Esta instalación permite manejar un volumen de producción alto por medio de unidades de bombeo de 3 o 4 pulgadas de diámetro, conectadas con el extremo inferior de la tubería de producción.

En el otro extremo, la unidad de bombeo lleva una empacadura recuperable que permite fijarla a la tubería de revestimiento, aislando al mismo tiempo el

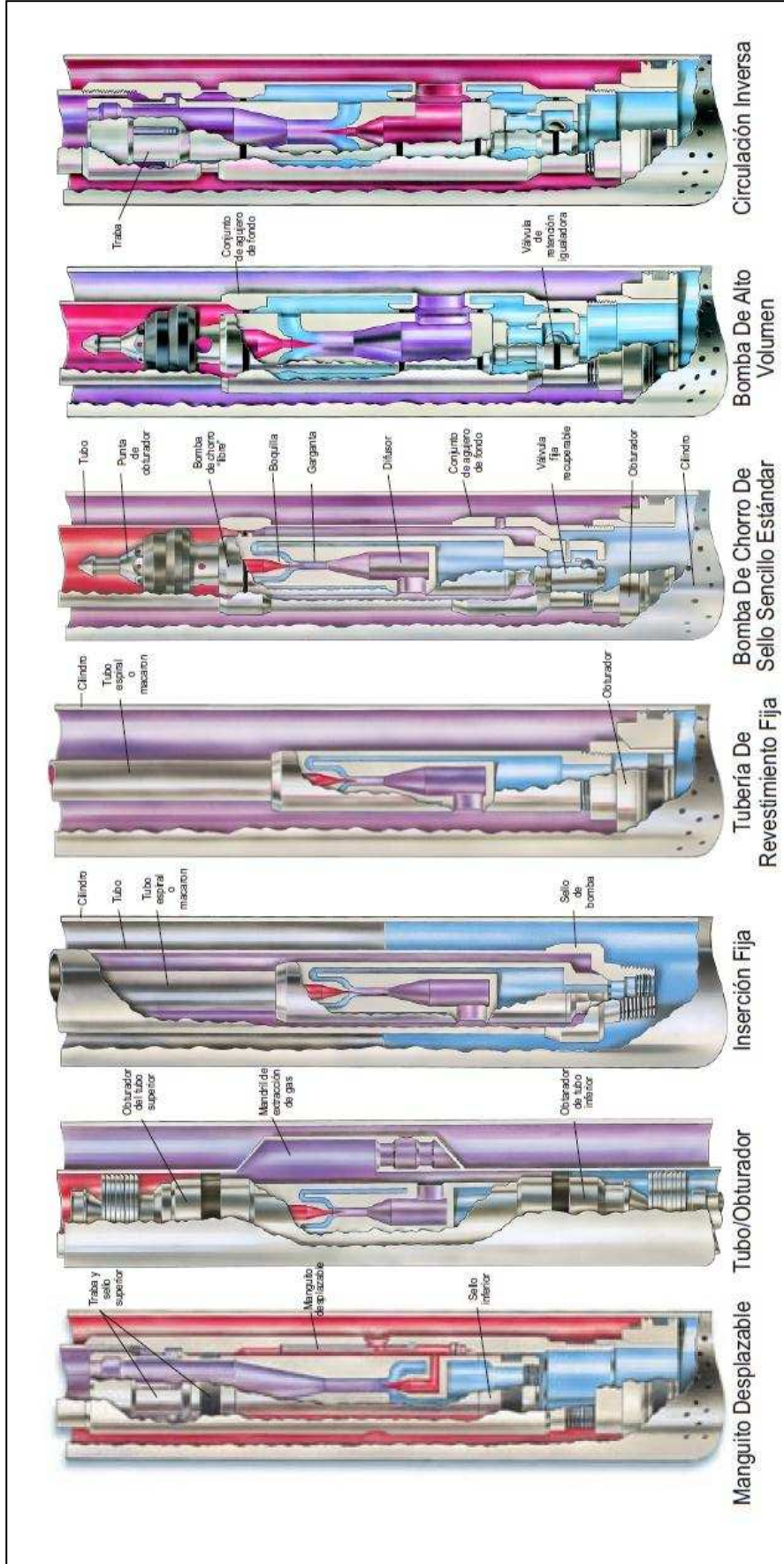
espacio anular. Cuando se opera en circuito abierto, el petróleo producido entra a la unidad de bombeo a través de la empaadura y descarga en el espacio anular donde se mezcla con el fluido motriz. Para operar esta instalación en circuito cerrado se necesita una tubería adicional, la cual puede ser paralela o concéntrica. En el primer caso, el fluido motriz retorna por la tubería de descarga y el petróleo producido por el espacio anular. Cuando se tienen tuberías concéntricas, el fluido motriz retorna por el espacio entre la tubería de producción y la tubería de inyección, mientras que el petróleo producido lo hace a través del espacio anular de las tuberías de producción y revestimiento.

2.2.4.2.3 Instalación Fija para Tubería de Producción

Es similar a la denominada “bomba fija inserta” y puede ser utilizada cuando se requiere una unidad de bombeo de mayor capacidad con la misma instalación.

Esta unidad va conectada a las tuberías, tanto de la producción como de la inyección y solo puede ser operada en circuito abierto.

FIGURA 2.6 DIFERENTES TIPOS DE INSTALACIONES DE BOMBEO HIDRÁULICO



FUENTE: Weatherford L.L.C.
ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

2.2.5 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

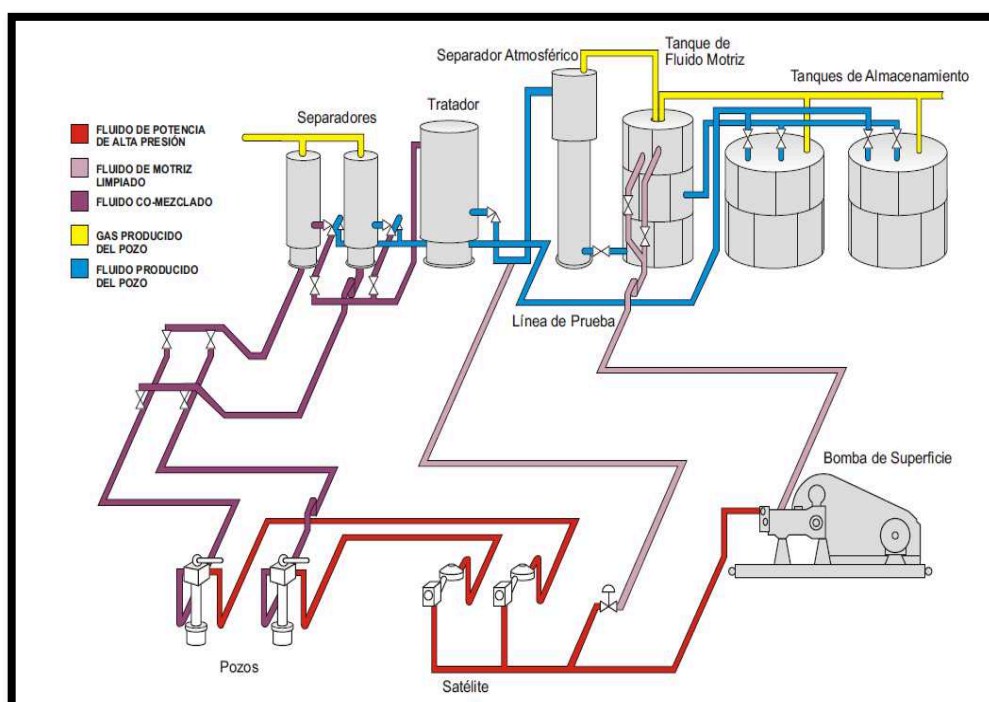
Para colocar el sistema de bombeo hidráulico se debe tener mucho cuidado al igual que se instala cualquier sistema de levantamiento con precisión, para asegurar el funcionamiento de los equipos instalados.

Cuando la energía disponible del yacimiento no es suficiente para elevar el crudo a superficie, es necesario utilizar un sistema artificial que proporcione la energía suficiente para continuar con la producción racional del yacimiento, en este caso se ha determinado utilizar el sistema de bombeo hidráulico.

2.2.5.1 Instalaciones de Superficie

El sistema de bombeo hidráulico en superficie tiene varios componentes: bombas, separadores, líneas y válvulas, etc. Además tiene una planta de energía en sitio para suministrar dicha energía a las bombas para cada pozo.

FIGURA 2.7 ESQUEMATIZA LA INSTALACIÓN EN SUPERFICIE DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO.



FUENTE: Weatherford L.L.C

2.2.5.1.1 Tanques de almacenamiento, tanques de lavado, separadores y tratadores

Al utilizar petróleo como fluido motriz en un sistema abierto, dicho fluido se obtiene de tanques de almacenamiento, de donde se suministran al sistema de bombeo o de distribución. Si se está en un sistema cerrado, 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.

2.2.5.1.2 Bombas Triplex, Quintuplex de Superficie

Son bombas de acción recíproca 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.

2.2.5.1.3 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, cuando se usa una bomba recíproca

2.2.5.1.4 Cabezal de pozo

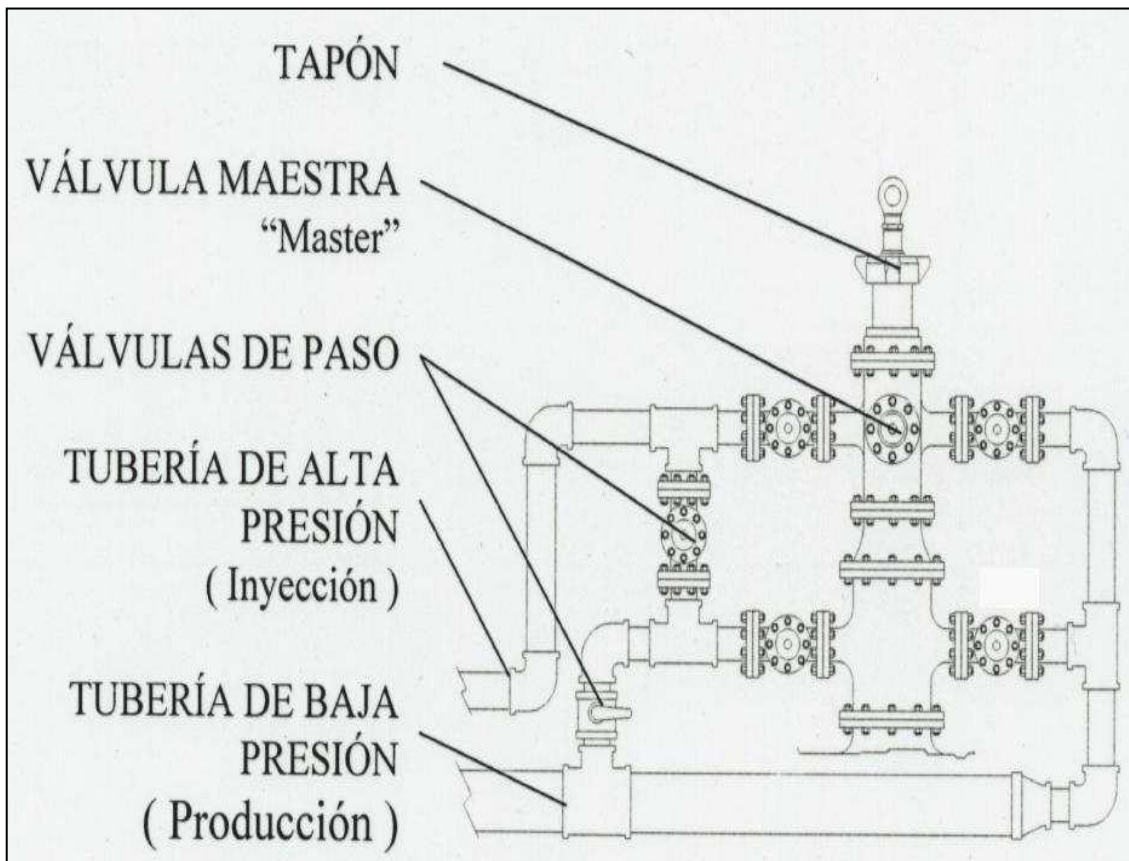
En el cabezal del pozo se encuentra una válvula master que es la que está conectada directamente con la sarta del tubing y la tubería de revestimiento, con las líneas de inyección y producción, es decir la válvula master pilotea el movimiento de cualquier fluido (motriz o retorno) en cualquier sentido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

2.2.5.1.4.1 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 unidad de bombeo.

- ✓ De cierre o purga
- ✓ De bombeo
- ✓ De operación
- ✓ De extracción

FIGURA 2.8 DIAGRAMA DE LAS VÁLVULAS DE CONTROL



FUENTE: Weatherford L.L.C

2.2.5.1.5 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.

2.2.5.2 Instalaciones de Fondo

Según los diseños de cada fabricante proponen alternativas que ayudarán a compensar la energía que necesita el yacimiento para levantar el fluido.

2.2.5.2.1 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.

2.2.5.2.2 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 esta 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.

La bomba asienta haciendo cierre hermético en el fondo sobre la válvula de pie. El anillo "O" del packer y arpón de pesca en la parte superior de la bomba enfrenta a la cupla especial de cierre hermético. Esto forma una separación entre el petróleo motriz que entra por la parte superior de la bomba libre y el petróleo motriz descargado y el fluido producido, el petróleo motriz descargado y el fluido producido pasan por el orificio de cruce del zapato al tubing pequeño y por este hasta la superficie.

El equipo de fondo se puede equipar con un cuerpo cóncavo que se coloca arriba de la cupla especial de cierre hermético, con el objeto de poder bajar independientemente las dos cañerías paralelas; después de colocar en su lugar el tubing con el conjunto de fondo, se baja la tubería de producción de menor diámetro equipada con un insertor que encaja en el recipiente cóncavo y hace cierre hermético mediante anillos “O” colocados en el cuerpo, en este tipo de sistema paralelo no se usan grampas de fijación entre las tuberías.

2.2.5.2.3 Standing Valve

Es un herramienta que se aloja en el extremo inferior de la cavidad son necesarios 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 (wire line), cuando el pozo está produciendo sirve de asiento de las bombas.

2.2.5.2.4 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 él y llegue hasta la cavidad.

2.2.5.2.5 Bomba Hidráulica Tipo Pistón

Una bomba hidráulica en fondo es el corazón de la producción, este sistema consiste en una bomba que es impulsada por una sección motriz hidráulica de acción reciprocante que está conectada directamente a la bomba de producción. El diseño determina la longitud de la carrera para estas secciones motriz y de bombeo.

Actualmente existen algunas dimensiones de diámetro interior que ayudarán a manejar algunos términos de profundidad y volumen. Una amplia gama de velocidades de operación aumenta aún más la flexibilidad de estas bombas y les permite satisfacer las exigencias en cuanto al caudal de producción.

Los componentes básicos de cualquier bomba hidráulica incluyen el pistón y cilindro de la parte motriz, una válvula inversora para dicha parte motriz (la que determina el movimiento del pistón dirigiendo el fluido motriz a través de la parte motriz), el émbolo y cilindro de la parte que bombea. Las válvulas convencionales controlan la toma y descarga de fluidos en la bomba.

Existen dos diseños que son los más comunes en la parte que bombea:

- ✓ La bomba de producción de “acción simple”, que desplaza el fluido únicamente durante su carrera en un sentido, sea éste la carrera ascendente o descendente.
- ✓ La bomba de producción con “acción doble” que desplaza el fluido en ambos sentidos-carreras ascendentes y descendentes.

La parte motriz de una bomba de acción doble puede estar diseñada para desplazar volúmenes iguales de fluido motriz en cada carrera, ascendente y descendente, o para desplazar un mayor volumen de fluido motriz durante la una u otra carrera.

La sección motriz y de bombeo puede combinarse en una bomba de acción netamente doble, de acción simple, o de combinación de ambos.

En general, el fluido motriz utilizado para accionar estas bombas de producción en el fondo del pozo es petróleo limpio, o agua limpia, que se toma desde la parte superior de un tanque de decantación o unidad hidráulica. En la mayoría de las instalaciones, el fluido motriz ya utilizado se mezcla con los fluidos producidos del pozo, dentro de la bomba de producción.

Despreciando las pérdidas por fricción y una posible diferencia en los gradientes, no se requiere fuerza alguna para que el fluido motriz regrese a la superficie después de haber desempeñado su función. La presión de la columna estática de fluido motriz entrante a la bomba equivale a la presión de

la columna de fluido motriz de retorno. Así, el trabajo que debe realizar el fluido motriz es el requerido para superar a la fricción y levantar el fluido producido hasta la superficie.

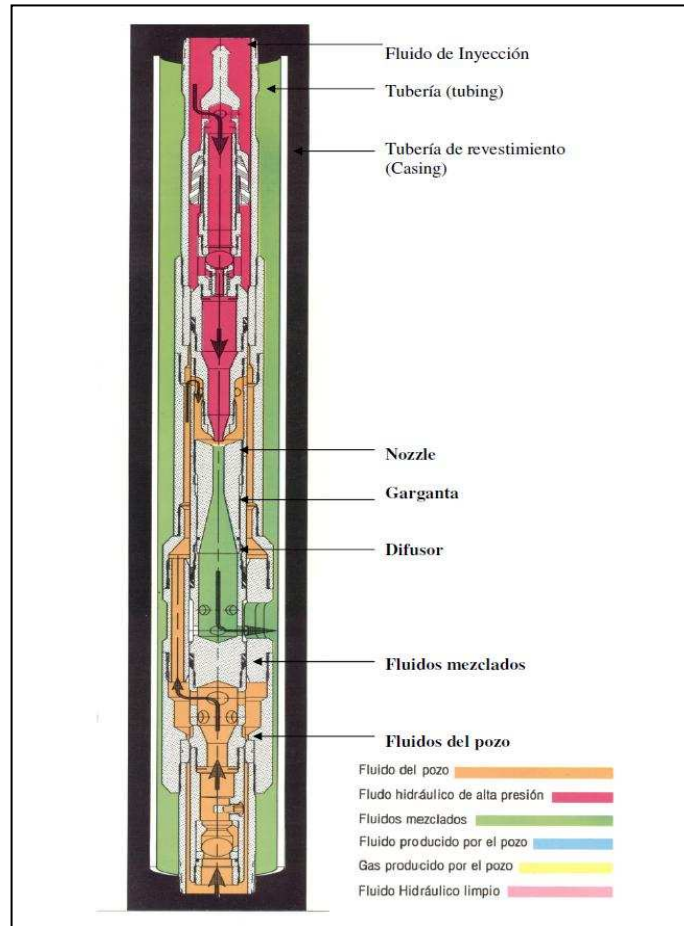
2.2.5.2.6 Bombeo Hidráulico Tipo Jet

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.

FIGURA 2.9 BOMBA JET DIRECTA



FUENTE: Weatherford L.L.C

2.2.5.2.6.1 Principio de Funcionamiento

El fluido motriz se bombea a un caudal determinado hasta la bomba jet en el subsuelo donde llega a una boquilla con una presión total que se designa como PN. Este fluido a presión alta se dirige, entonces, a través de la boquilla, lo que hace que la corriente de fluidos tenga alta velocidad y baja presión estática.

La presión baja permite que los fluidos del pozo fluyan en la bomba y tubería al caudal de producción deseado. Entonces, se mezcla el fluido motriz, que está moviéndose con un impulso fuerte, con la presión que tiene poco impulso, en un tubo de mezcla de área constante. En este proceso de mezcla, la energía se transfiere desde el fluido motriz a la producción.

Cuando los fluidos combinados llegan al final del tubo de mezcla, tienen presión baja y velocidad alta. Este fluido sale de la bomba a través de una sección difusora que convierte el fluido en un estado de alta presión estática y velocidad baja. Esta alta presión de descarga debe ser suficiente para levantar los fluidos combinados al caudal deseado hasta superficie.

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.

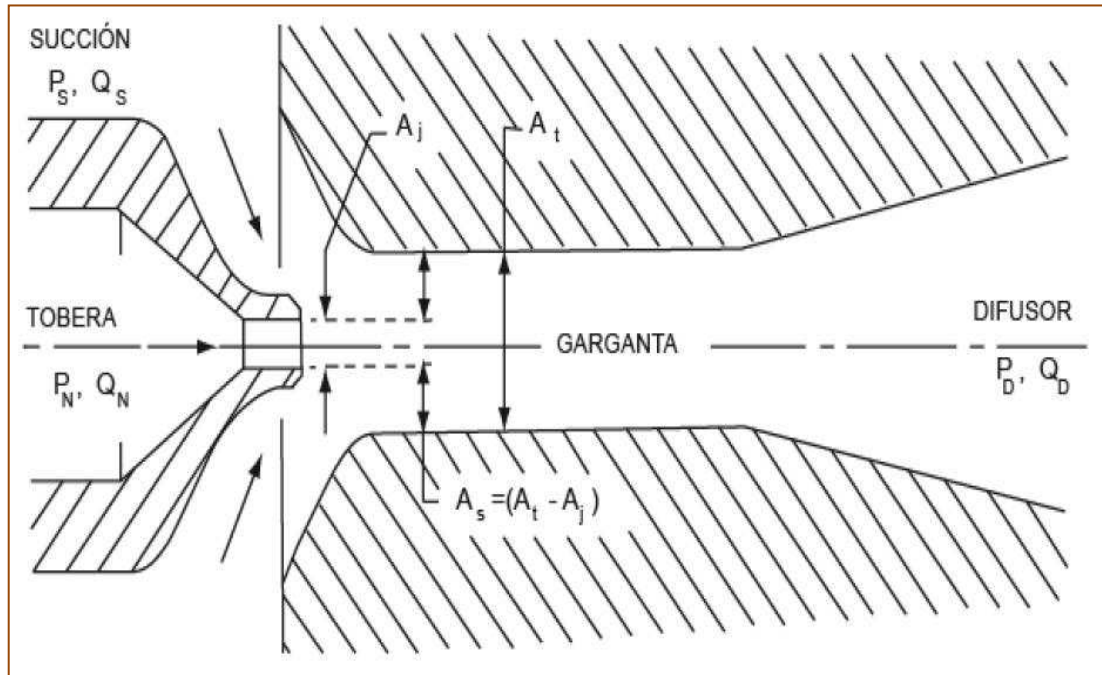
La relación entre estas áreas, AN/AT se conoce como la relación de áreas, existen bombas en donde las relaciones de áreas son iguales por lo que se obtendrán curvas de rendimiento iguales.

El volumen de fluido motriz utilizado será proporcional al tamaño de la boquilla. El área de la bomba debe dar paso al caudal de producción en el espacio anular entre la boquilla y el tubo de mezcla. La cavitación de la garganta o tubo de mezcla va a depender de la sensibilidad del área.

2.2.5.2.6.2 Relación Nozzle / Garganta en Volúmen y Presión

La relación entre el área del nozzle y el área de la garganta, es una variable importante, porque determina el intercambio entre la cabeza producida y la taza de flujo.

FIGURA 2.10 RELACION NOZZLE / GARGANTA



FUENTE: Introducción al Bombeo Hidráulico Oilmaster y Kobe

ELABORADO: Ing. Fernando Riofrío

Donde:

P_s = Presión del fluido de succión

P_n = Presión del nozzle o tobera

P_d = Presión del fluido de descarga por el difusor

Q_s = Caudal de succión

Q_d = Caudal de inyección por el difusor

Q_n = Caudal de inyección por el nozzle

$A_j = A_n$ = Área del nozzle

A_t = Área de la garganta

A_s = Área de succión

Si se selecciona un nozzle dado para una garganta de modo que el área del nozzle A_n sea el 60% del área de la garganta A_t , existirá una alta producción y un bombeo lento, el área A_s como se ilustra en la grafica anterior, sirve para que los fluido del pozo pasen, esto provoca tasa de producciones bajas

comparadas con las tasas de fluidos motriz debido a que la energía del nozzle es transferida a una pequeña cantidad de producción, existirán grandes producciones.

En el caso que para un nozzle dado se selecciona una garganta, de modo que el área A_n sea el doble del área de la garganta A_t , existirá mayor cantidad de flujo para el Área A_n . Sin embargo como la energía del nozzle es transferida a una producción mayor que la tasa de fluido motriz, existirá una producción más baja.

Este conjunto me ayudará a determinar una curva de rendimiento.

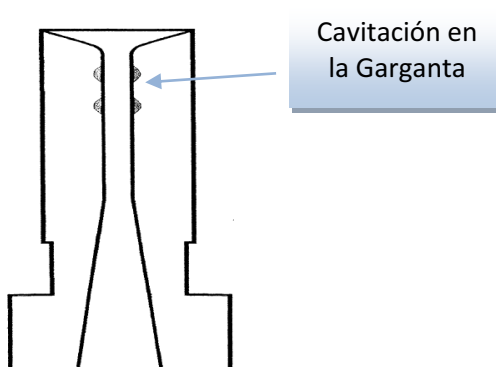
2.2.5.2.6.3 Cavitación de la Bomba Jet

Debido a que la producción es acelerada hasta una velocidad (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 a un cuando la tasa de fluido motriz y la presión sean incrementadas.

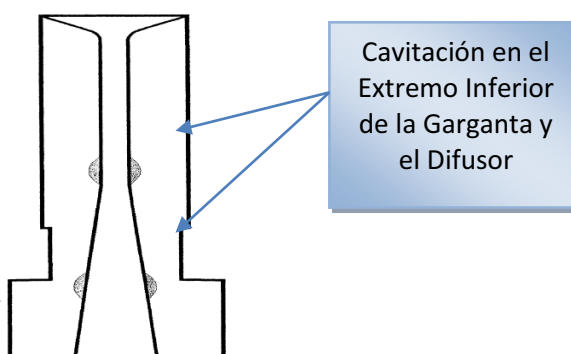
Se puede manifestar que con una tasa de flujo cercana a cero, desaparece la cavitación debido a que las velocidades del fluido son bajas. Sin embargo bajo estas condiciones la diferencia de velocidades que existe entre el jet (chorro que sale del nozzle) y el fluido producido, hace que se produzca una zona de corte en los límites de los dos fluidos.

A continuación vemos los posibles problemas de cavitación.

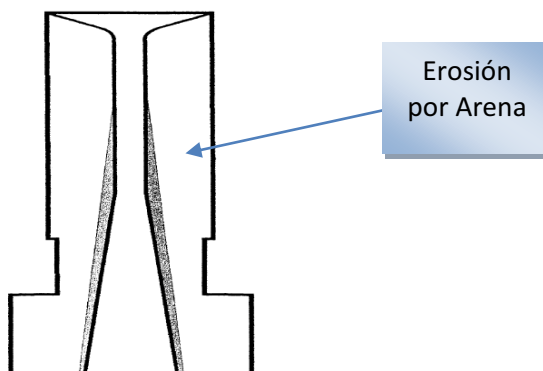
1. **Cavitación en la entrada de la garganta.**- es provocada por el fluido de producción. Se necesita de un tamaño mayor de garganta.



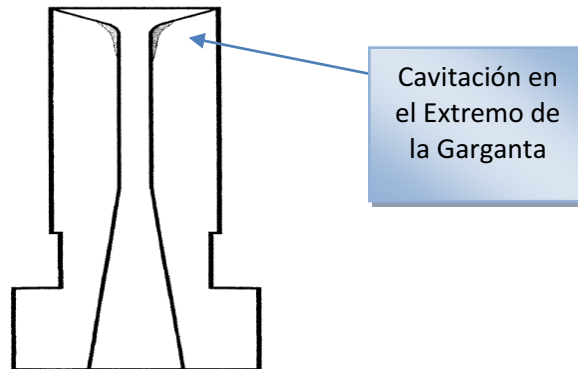
2. **Cavitación en el extremo inferior de la garganta y el difusor.**- es causada por el fluido motriz, usualmente indica menor presión de Intake.



3. **Erosión por Arena.**- normalmente ocurre en una gran longitud del área desde el extremo de la entrada de la garganta dentro de la sección del difusor de la garganta.



4. Extremo de entrada de la garganta.- es más ancho usualmente causado por el intento de producir más que el área anular y por mayores volúmenes de gas.



El rendimiento de las bombas Jet depende en gran medida de la presión de descarga que a su vez es influenciado por la tasa de gas/líquido en la columna de retorno hacia la superficie valores grandes de gas/líquido reducen la presión de descarga.

La cantidad de fluido motriz depende del tamaño del nozzle y la presión de operación, a medida que la presión del fluido motriz aumenta, el poder de levantamiento de la bomba aumenta, la tasa de fluido motriz adicional hace que el gas/disminuya, provocando que aumente el levantamiento efectivo.

Ventajas del Bombeo Hidráulico Tipo Jet

- ✓ Flexibilidad en la tasa de producción.
- ✓ Cálculo de la Pwf en condiciones fluyentes por el programa de diseño.
- ✓ La bomba Jet no tiene partes móviles lo que significa alta duración y menor tiempo en tareas de mantenimiento.
- ✓ Puede ser instalada en pozos desviados.
- ✓ Pueden ser fácilmente operadas a control remoto.
- ✓ Puede bombear todo tipo de crudos, inclusive crudos pesados.
- ✓ Las bombas de subsuelo pueden ser circuladas o recuperadas hidráulicamente. Esta ventaja es muy importante porque reduce los

requerimientos de los equipos de reacondicionamiento (workover) para hacer el mantenimiento a los equipos de subsuelo.

- ✓ La bomba Jet es fácilmente optimizada cambiando el tamaño de la boquilla y la garganta.
- ✓ Muy apropiadas para instalación de medidores de presión debido a su baja vibración.
- ✓ Muy apropiadas para zonas urbanas o cerca de zonas urbanas, plataformas costa afuera y zonas ambientalmente sensibles.
- ✓ Puede manejar fluidos contaminados con CO₂, SO₂, gas y arena

2.2.5.2.6.4 Ecuaciones para el Diseño de Bomba Jet

Ecuación de Continuidad

$$Q = V * A$$

Donde:

Q = Caudal (bls/d)

V = Velocidad (m/s)

A = Área (m)

Eficiencia de una Bomba Jet

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

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

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

Donde:

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

Q_{iny} = Caudal de Inyección (bls/d)

Relación Adimensional de Áreas

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

$$\frac{A_s}{A_t} = \frac{1 - R}{R}$$

Donde:

A_j = Área del Nozzle

A_t = Área de la garganta

Relación Adimensional de Presiones

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

$P_2 = P_{RETORNO} + \text{Elevación} + \text{Fricción} \quad (\text{GLR} < 10)$

$P_1 = P_{SEPARADOR} + \text{Elevación} - \text{Fricción} \quad (\text{GLR} < 10)$

$$P_r = P_r - \frac{P_3}{PI} \quad (\text{Yacimiento Subsaturado})$$

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

$$A_j = \frac{Q_{iny}}{1215,5 \sqrt{\frac{P_1 - P_3}{\lambda_0}}}$$

Donde:

P_1 = Presión de inyección (Psi)

P_3 = Presión de succión de la bomba (Psi)

P_2 = Presión de descarga 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)

γ_o = Gravedad específica del petróleo

Ecuación de Cavitación

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

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 perdidas por fricción constante (0.15)

Ecuación de Potencia

$$HP = 1,7 * 10^{-5} * \Delta P * Q_{ret}$$

Donde:

HP = potencia superficial (hp)

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

ΔP = Caída de presión (Psi)

Ecuación de Presión hidrostática

$$Ph = Gf * TVD$$

Donde:

Ph = Presión hidrostática (Psi)

Gf = Gradiente del fluido (Psi/ft)

TVD = profundidad vertical verdadera (ft)

Peso Específico

Conociendo el peso específico el gradiente se puede calcular de la siguiente manera:

$$Gf (Psi / ft) = \gamma_o * 0,433 (Psi / ft)$$

Gradiente de la Mezcla Agua-Petróleo

$$Grad_m = [Grad_w * BSW] + [Grad_{oil} * (1 - BSW)]$$

Donde:

$Grad_w$ = gradiente del agua

$Grad_{oil}$ = gradiente del petróleo

BSW = porcentaje de agua

$Grad_m$ = gradiente de la mezcla de fluidos

2.2.5.2.6.5 Procedimiento Propuesto por Smart para el Claculo 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.

$$Grad_{oil} = \frac{0,433 * 141,5}{131,5 + ^\circ API}$$

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

$$Gf = F_w * Grad_w * F_o * Grad_{oil}$$

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.

$$B_T = \left[1 + 2,8 \left(\frac{GOR}{P_s} \right)^{1,2} \right] F_o + F_w$$

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

$$Q_{iny} = \frac{G_f * Q_{prod} * B_T}{G_N * M}$$

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

7. Utilizando la ecuación:

$$P_F = \left[\frac{2,02 * 10^{-6} * L * (D_1 - D_2) * \mu_o^{0,21}}{C * G_N^{0,21}} \right] G_N * Q_N^{1,79}$$

Donde:

μ_o = viscosidad del petróleo (cp)

L = profundidad de la bomba (ft)

P_F = pérdidas por fricción en la tubería

$$C = (D_1 - D_2) \left[\frac{D_1^2 - D_2^2}{D_1 - D_2} \right] \left(\frac{D_1}{D_1 - D_2} \right)^{0,1}$$

	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.

$$P_1 = P_T + G_N * D - P_{FN}$$

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

$$Q_{ret} = Q_{iny} + Q_{prod}$$

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.

$$Grad_{ret} = \frac{Grad_{iny} * Q_{iny} + Grad_{prod} * Q_{prod}}{Q_{ret}}$$

11. Calcular la fricción 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:

$$F_{WD} = \frac{Q_{iny} F_w}{Q_{ret}}$$

- ✓ Si el fluido motriz es agua:

$$F_{WD} = \frac{Q_{prod} + Q_{iny} F_w}{Q_{ret}}$$

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

$$GLR = \frac{Q_{iny} * F_o * GOR}{Q_{ret}}$$

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

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

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 pie³/bl, determinar P_{FD} con la ecuación de pérdidas de presión por fricción.

$$P_2 = P_{wh} + Grad_{ret} * D + P_{FD}$$

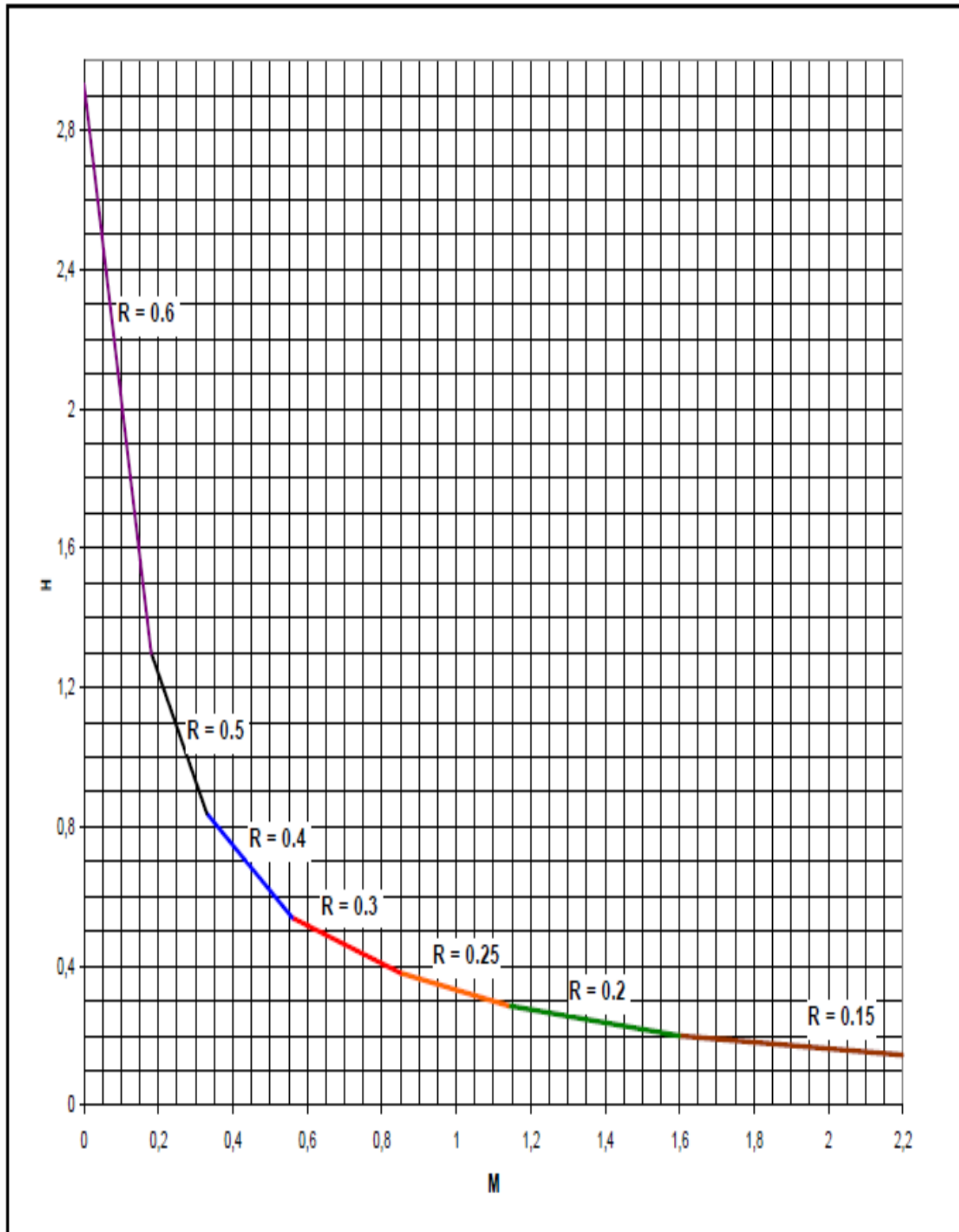
Si la GLR es mayor o igual a 10 pie³/bl se debe utilizar una correlación adecuada para flujo multifásico.

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 2.11 o la tabla, se determina la relación de área óptima, R.

FIGURA 2.11 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE DISEÑO GUIBERSON



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

TABLA 2.1 RELACIÓN DE ÁREAS ÓPTIMAS

Relación de Áreas R	Rango de Relación de Presiones H
0.60	2.930 – 1.300
0.50	1.300 – 0.839
0.40	0.893 – 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

17. Utilizando la Curva de Comportamiento de Diseño de la Figura 2.11, 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.

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

Donde:

$$C_1 = C_2$$

$$C_2 = \frac{(-2R)R^2}{(-R)^2}$$

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

$$C_4 = 1 + K_N$$

$$\checkmark K_{TD} = 0,20$$

$$\checkmark K_N = 0,03$$

Si en el paso N° 17 se determina la existencia de cavitación, se recomienda usar las curvas de Comportamiento de la figura 2.11, para encontrar un nuevo valor de M. Usar el valor de R determinado en el paso 16. En vez de usar la Figura 2.11 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. 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

$$M_L = \frac{1-R}{R} \sqrt{\frac{P_3}{1,3(P_1 - P_3)}}$$

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.

$$P_T = \frac{P_{ret} - P_3}{H} + P_{ret} - G_{RET} * D + P_{FN}$$

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.

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

La relación de áreas encontrada en el paso 16 junto con el área de la tobera del paso N° 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 3

APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL EN LOS POZOS QUE PRODUCEN CON EL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

3.1 ANÁLISIS NODAL

3.1.1 INTRODUCCIÓN

El Análisis Nodal está definido como un sistema que permite el acceso para la optimización de pozos de gas y petróleo, es usado para la evaluación completa del sistema de producción y determinar el comportamiento actual y futuro del pozo productor. Consiste en dividir al sistema en nodos solución para calcular caídas de presión presentes en el proceso de producción.

Los objetivos del Análisis Nodal son: optimizar el sistema de producción y chequear cada componente del sistema del pozo para determinar si hay restricciones innecesarias en las tasas de producción.

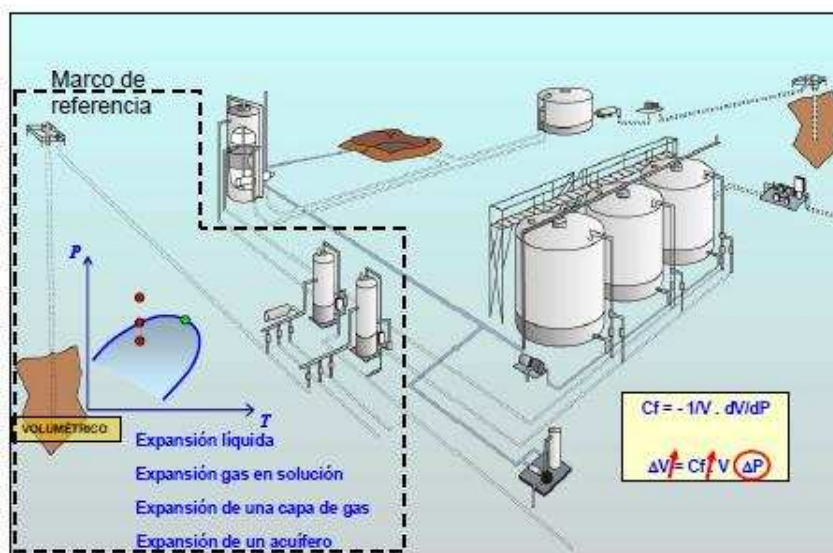
Este sistema de producción consiste de tres (3) componentes: el yacimiento, la tubería de producción y el equipo de superficie. Los fluidos comienzan a fluir desde el yacimiento hacia el pozo a través del intervalo completado, entonces el flujo asciende por la tubería de producción, y finalmente fluye hacia los separadores a través de las líneas de producción de superficie. Un pequeño incremento en la caída de presión ocurre como resultado del flujo de fluidos a través de cada segmento.

Utilizando Análisis Nodal se determinan las curvas de comportamiento de fluencia para varias condiciones, las cuales incluyen la condición actual del pozo (ej. dañado) y la condición luego de efectuar un tratamiento de estimulación. Las condiciones de producción tales como diámetros de

reductores y presión de separación son incorporadas para construir diferentes curvas de transporte. Al graficar las curvas de comportamiento de fluencia y las curvas de transporte se pueden visualizar rápidamente cuáles serán los límites de producción del pozo en sus condiciones actuales y cómo se podría mejorar su producción de manera más óptima.

En la figura se muestra el marco de referencia en donde se aplicará la optimización del sistema de producción.

FIGURA 3.1 MARCO DE REFERENCIA DE LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN



FUENTE: Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. Msc. Ricardo Maggiolo

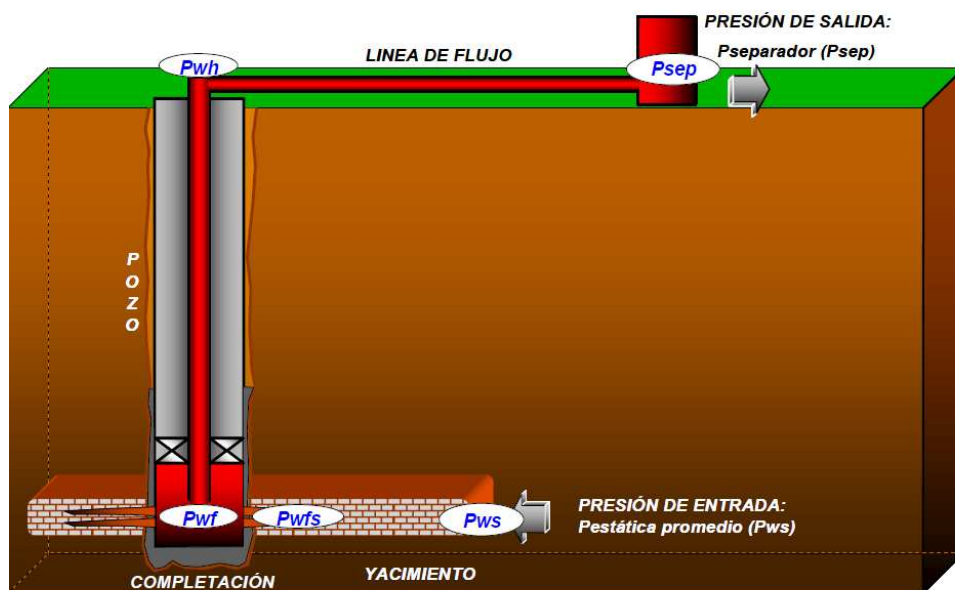
ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

3.1.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN

La producción en un pozo de petróleo, comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la figura 3.2 se muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados:

- ✓ Yacimiento
- ✓ Completación,
- ✓ Pozo
- ✓ Línea de Flujo Superficial.

FIGURA 3.2 ESQUEMA DE PRESIONES DESDE EL RESERVORIO AL SEPARADOR



FUENTE: Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. Msc. Ricardo Maggiolo

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento (P_{ws}), y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo (P_{sep}).

YACIMIENTO: El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia r_e (radio de drenaje) del pozo donde la presión es P_{ws} (presión estática del yacimiento) y viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del pozo (r_w), donde la presión es P_{wf} (presión de fondo fluvente).

En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ($Ko \cdot h$) y presente restricciones en la cercanías del pozo (daño, S) y el fluido ofrezca resistencia al flujo (viscosidad, μ_o). Mientras más grande sea el pozo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo, aumentando el índice de productividad (IP) del pozo.

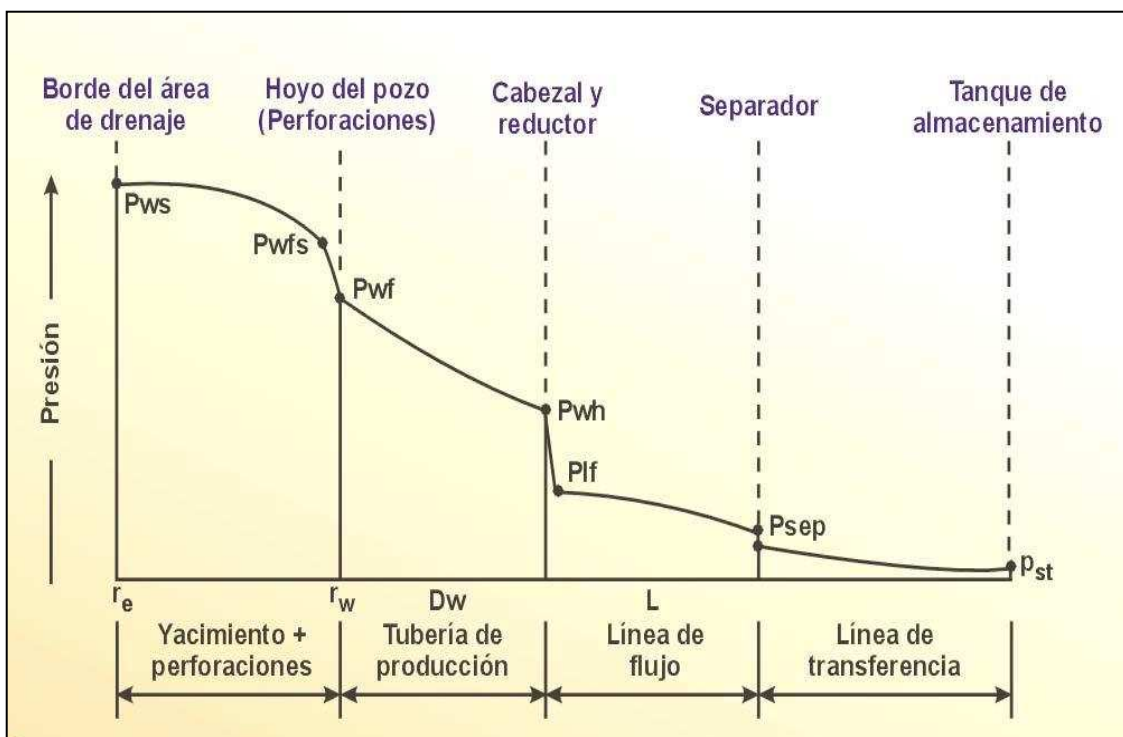
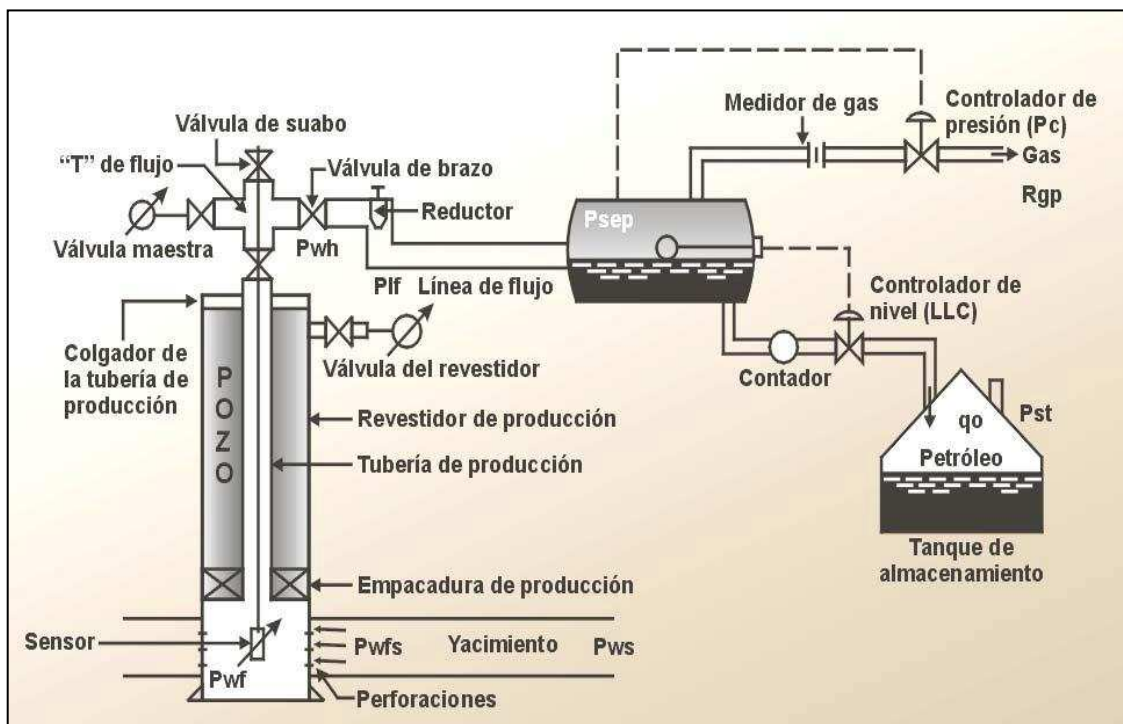
PERFORACIONES: Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan la completación que puede ser un revestidor de producción cementado y perforado, normalmente utilizado en formaciones consolidadas, o un empaque con grava, normalmente utilizado en formaciones poco consolidadas para el control de arena. En el primer caso la pérdida de energía se debe a la sobrecompactación o trituración de la zona alrededor del túnel perforado y a la longitud de penetración de la perforación; en el segundo caso la pérdida de energía se debe a la poca área expuesta a flujo. Al atravesar la completación los fluidos entran al fondo del pozo con una presión P_{wf} (presión de fondo fluyente).

POZO: Una vez dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería. Llegan al cabezal del pozo con una presión de cabeza (P_{wh}).

LÍNEA DE FLUJO SUPERFICIAL: Al salir del pozo si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor, a la descarga del reductor la presión es la presión de la línea de flujo (P_{lf}), luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador (P_{sep}), donde se separa la mayor parte del gas del petróleo.

En las figuras se presentan los componentes del sistema de una manera más detallada así como el perfil de presión en cada uno de ellos.

FIGURA 3.3 COMPONENTES DEL SISTEMA Y PEFIL DE PRESIONES



FUENTE: Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. Msc. Ricardo Maggiolo

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

3.1.3 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, 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.

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**:

$$\mathbf{Pws - Psep = \Delta Py + \Delta Pc + \Delta Pp + \Delta PI}$$

Donde:

Pws = Presión estática del Yacimiento

Psep = Presión del separador

Pwf = Presión de fondo fluyente

$\Delta Py = Pws - Pwfs$ = Caída de presión en el yacimiento, (IPR).

$\Delta Pc = Pwfs - Pwf$ = Caída de presión en la completación, (Jones, Blount & Glaze).

$\Delta Pp = Pwf - Pwh$ = Caída de presión en el pozo. (FMT vertical).

$\Delta PI = Pwh - Psep$ = Caída de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal)

En la mayoría de los casos se realiza el balance de energía en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria del proceso de producción: cabezal del pozo, separador, etc.

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento

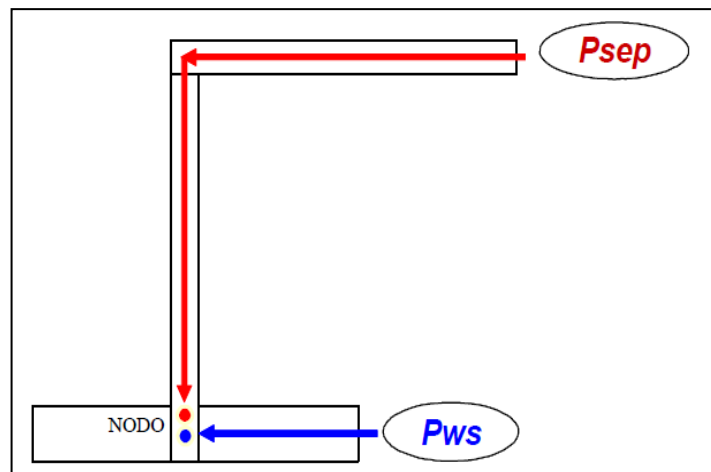
entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a P_{sep} .

3.1.3.1 Comportamiento de la presión en los diferentes nodos

1. Si el nodo esta en el fondo del pozo:

Presión de llegada al nodo: P_{wf} (oferta) = $P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$

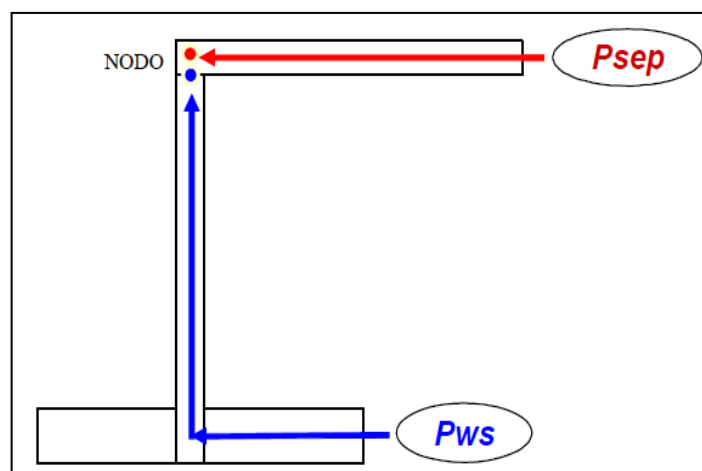
Presión de salida del nodo: P_{wf} (demanda) = $P_{sep} + \Delta P_I + \Delta P_p$



2. Si el nodo esta en el cabezal del pozo:

Presión de llegada al nodo: P_{wh} (oferta) = $P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_p$

Presión de salida del nodo: P_{wh} (demanda) = $P_{sep} + \Delta P_I$

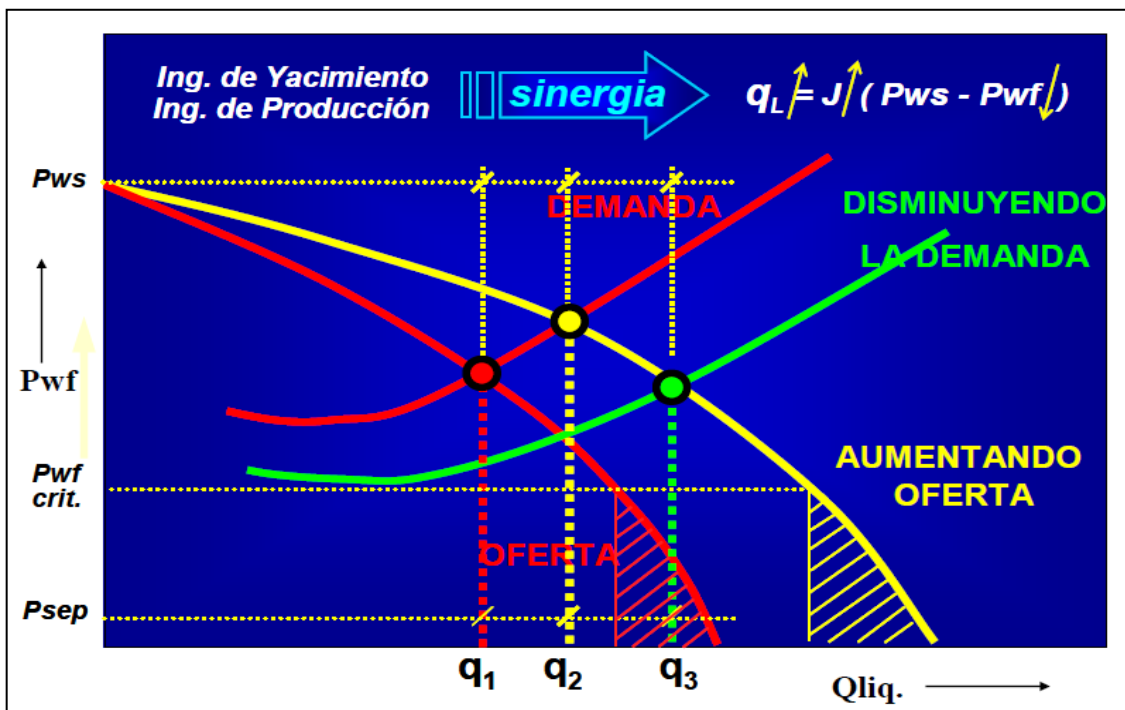


3.1.3.2 Comportamiento de las Curvas de Oferta y Demanda de Energía en el Fondo del Pozo

- ✓ **Curva de Oferta de energía del yacimiento (Inflow).**- se representa como la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal.
- ✓ **Curva de Demanda de energía de instalación (Outflow).**- es la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción.

Se conoce que el punto de intersección de estas curvas es el punto de operación óptimo del sistema. Si se elige el fondo del pozo como el nodo, la curva de oferta es la IPR (“Inflow Performance Relationships”) y la de demanda es la VLP (“Vertical Lift Performance”).

FIGURA 3.4 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA



FUENTE: Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal.

Msc. Ricardo Maggiolo

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

3.1.4.- PARÁMETROS A UTILIZARSE EN EL ANÁLISIS NODAL

Para crear las curvas del Inflow y Outflow debemos basarnos en la siguiente información:

- ✓ Características del Yacimiento
- ✓ Tipo de fluido a producirse (petróleo, condensado, gas seco, etc.)
- ✓ Parámetros de fluido producido
- ✓ Parámetros de la tubería de producción
- ✓ Grado de desviación del pozo
- ✓ Método de Levantamiento Artificial
- ✓ Tipo de circulación de fluido (tubing, anular)
- ✓ Correlaciones a utilizarse.

Con la información presentada anteriormente se seleccionará el punto solución o nodo solución del pozo, que mejor cumpla con las condiciones del sistema, después de una evaluación minuciosa la solución presentada deberá justificar tanto técnica como económica la rentabilidad del pozo.

3.2. APLICACIÓN DEL ANALISIS NODAL DEL CAMPO SACHA

3.2.1 INTRODUCCIÓN

En este Campo se aplicará el Análisis Nodal para pozos que se encuentran produciendo bajo el Sistema de Bombeo Hidráulico, para lo cual se hará uso del paquete de software WellFlo que es una herramienta del pozo única, 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, el ingeniero 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 uso del software WellFlo resulta en una inversión de capital más efectiva al mejorar el diseño de pozos y completaciones, reduce los gastos operativos encontrando y aliviando los problemas de producción y mejora los ingresos al mejorar el desempeño del pozo.

3.2.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Para realizar en análisis de modelamiento de los pozos se usó la siguiente información:

- ✓ 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

El Campo no cuenta con información actualizada de Build' Up por lo que 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).

En el Campo se utiliza las pruebas PVT de años atrás las mismas que para ingeniería no están representado el estado más real de las formaciones en algunos caso se obtendrá un margen de error del 1% o más, son valores que se deben utilizar para estimar los resultados de la formación

El Historial de producción es un factor de gran importancia debido a que sus valores representan las pruebas de producción que se realizan al pozo y el tipo de trabajo realizado al mismo, en base a estos resultados se analizará la declinación de producción del pozo a través del tiempo y el tipo de bomba utilizada.

3.3 POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANÁLISIS NODAL

Como se explicó en el primer capítulo de este texto el Campo Sacha cuenta con 84 pozos que están produciendo bajo el sistema de bombeo hidráulico y para realizar el análisis se han seleccionado los siguientes pozos, basándose en el Pozo Piloto Sac-164D que cuenta con instrumentación de superficie, cuyo objetivo del presente proyecto es implementar la instrumentación utilizada en el Pozo Sac- 164D para optimizar y automatizar en tiempo real el sistema de bombeo hidráulico del Campo Sacha.

El análisis nodal servirá para optimizar el pozo encontrando el punto de operación óptimo en el que deberá trabajar y en base a los resultados se procederá a colocar la instrumentación que nos ayudará a tomar información real de lo que sucede en el pozo para tomar las medidas necesarias a corto plazo.

3.3.1 POZOS SELECCIONADOS

La selección de los pozos se basa en el potencial de producción, es decir, el caudal producido de petróleo que se presenta en la siguiente tabla, el mismo

que representa el punto promedio de producción de los pozos que se encuentran bajo el sistema de bombeo hidráulico.

TABLA 3.1 PROMEDIO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA BH

BFPD	BPPD	BSW	BIPD
BLS	BLS	%	BLS
547,894	260,400	32.1	1553

FUENTE: Potencial de Producción del Campo Sacha diciembre del 2011

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

En base a los datos promedios presentadas en la tabla 3.1 del potencial de producción y de una exhaustivo análisis con la información presentada de cada pozo se presenta la siguiente tabla con la selección de pozos para realizar el análisis nodal e implementar la instrumentación de superficie.

TABLA 3.2 POZOS SELCCIONADOS PARA EL ANÁLISIS NODAL

POZO	ARENA	ESTACIÓN	FECHA	Último BUP			BFPD	BPPD	BSW	BIPD	TIPO
				Pr	Pwf	Pb	BLS	BLS	%	BLS	LEVANT.
SAC-164D	Hi	N1	24-12-11	4100	78	3217	636.966	80.2	1755	JET-11M
SAC-009	Ti	N1	24-12-11	1312	902	1310	350	235.025	32.85	1550	JET 9i
SAC-010	Hi	N1	24-12-11	2189.91	1689	78	1491	98.406	93.4	1590	JET 10K
SAC-019	U	C	21-12-11	1163	985	1052	340	230.18	32.3	1500	JET-8A
SAC-062	Hs	S	22-12-11	3040	493	550	454	439.018	3.3	1370	JET 9I
SAC-111	T	S	24-12-11	1202	855	1310	387	343.269	11.3	1550	JET-9I
SAC-118	Ui	C	19-12-11	1185	503	1170	263	256.004	2.66	1790	JET-10J
SAC-140D	Ui	N1	19-12-11	4239	3792	1170	860	167.012	80.58	1825	JET-10K
SAC-147D	Hi	N1	20-12-11	4164.74	3605.54	78	577	439.674	23.8	2000	JET-10K

FUENTE: Departamento de Ingeniería Último Potencial de Producción del Campo Sacha Diciembre del 2011

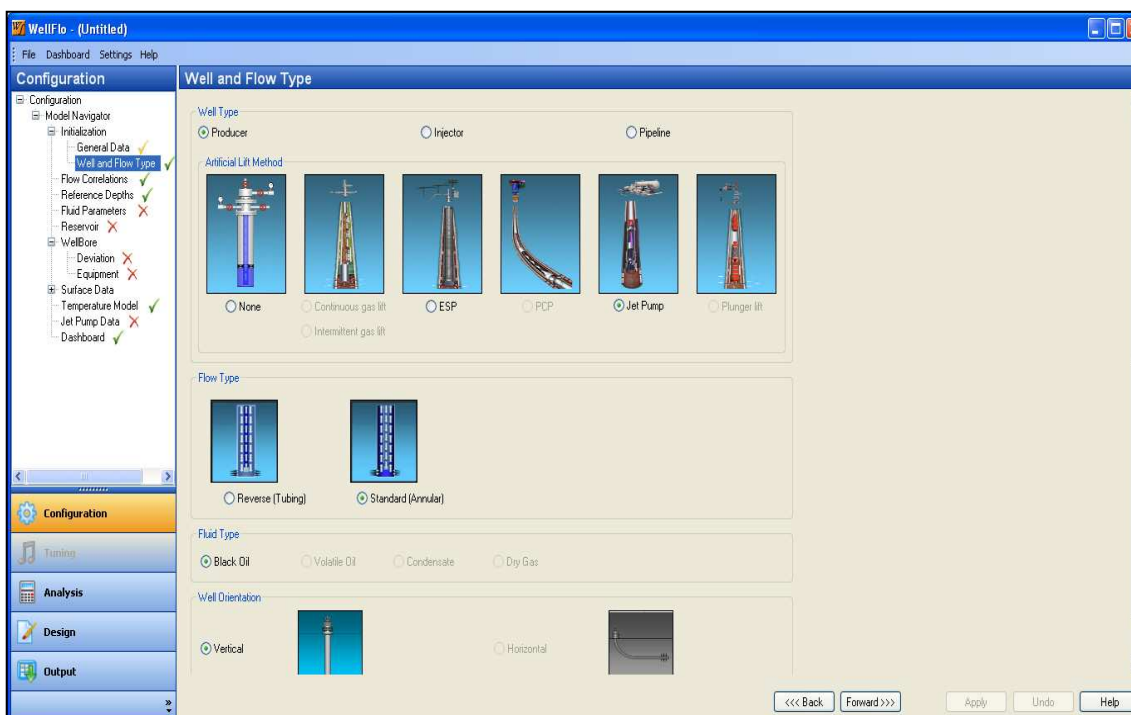
ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

3.4 PROCEDIMIENTO EN WELLFLO DE UN MODELO

A continuación se presentará el procedimiento para manejar el Software WellFlo, gracias a WEATHERFORD, el mismo que ayudará a realizar el análisis de los pozos presentados en la Tabla 3.2 para continuar con la optimización y la aplicación de la instrumentación de superficie.

La información que se ingresará en el software para el respectivo análisis estará validada de acuerdo a las condiciones establecidas del Campo las mismas que se presentaron en la tabla 3.2. El modelo que se presenta es del Pozo Piloto Sacha 164D el mismo que en la actualidad se encuentra con instrumentación en superficie que permite ingresar con mayor credibilidad los datos del pozo.

1. Se inicia WellFlo, en la página inicial seleccionamos el tipo de pozo y fluido que se trabajará en este caso el Sac-164D que es de Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

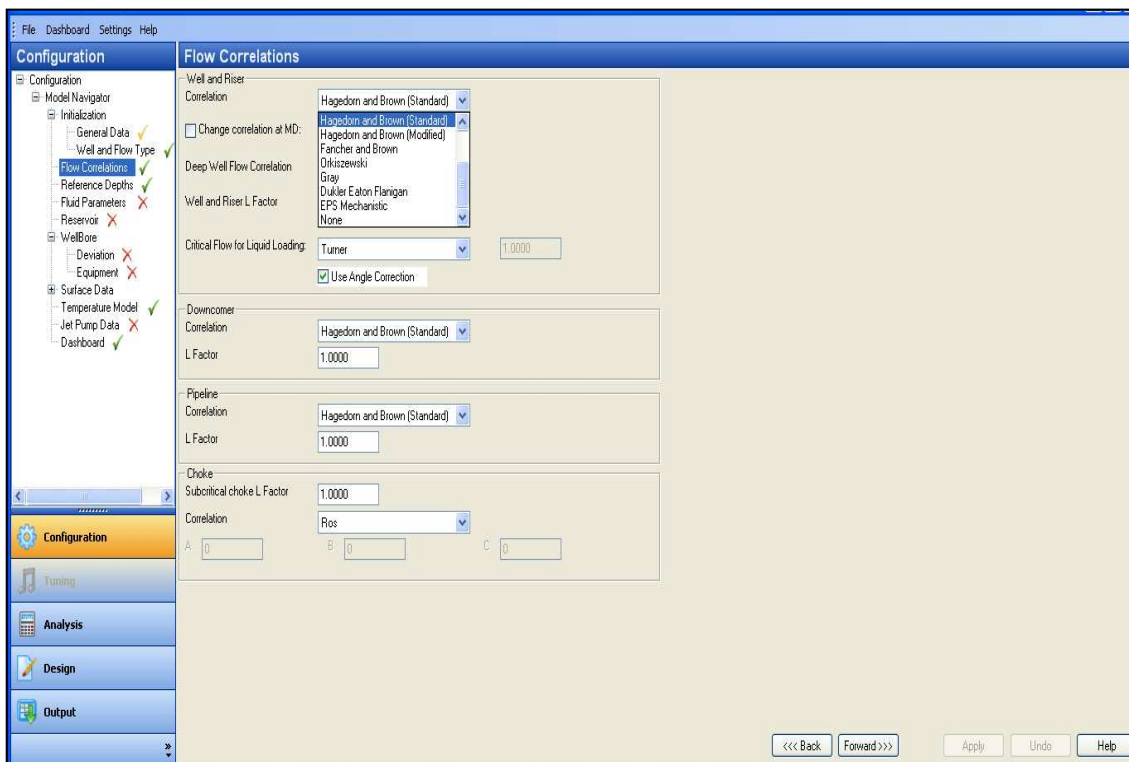


FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

2. Se aplica la mejor configuración de correlaciones de flujo utilizada para los cálculos del análisis nodal, Se puede seleccionar una de las cinco categorías que se presentan a continuación.

- ✓ Correlaciones para pozos de flujo vertical.
- ✓ Correlación de flujo para pozos profundos.
- ✓ Correlación para líneas de flujo
- ✓ Correlaciones de Choke
- ✓ Correlaciones de flujo en tubería horizontal



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

3. Los parámetros del fluido corresponderán a la datos obtenida en el separador de producción o de la última prueba de producción y para obtener la información de los parámetros del reservorio como son la Presión de Burbuja (P_b), Relación gas-petróleo (R_s), factor volumétrico (B_o), viscosidad del crudo y gas (μ_o , μ_g) se utilizarán correlaciones de

acuerdo a cada parámetro y mediante el Tuning o ajuste se calculará los datos obteniendo una respuesta del Software que se ajusten al modelo del yacimiento.

Correlaciones Utilizadas:

- ✓ Glaso :Pb, Rs, Bo
- ✓ Beal : μ_o
- ✓ Carr : μ_g

Fluid Parameters

PVT Calculation Method: Black Oil (selected), Compositional

Fluid Type: BlackOil

Oil API Gravity: 26.2006 deg API

Oil Specific Gravity: 0.8973 sp grav

Gas Specific Gravity: 0.8700 sp grav

Water Salinity: 44365.4746 ppm

Water Gravity: 1.03 sp grav

Surface Tension: Advanced

Tuning

Use tuned correlations:

Retune PVT Correlation:

Tuning Results: BO - Tuning Result 1

RMS Error before Tuning (%): 34.6705

RMS Error after Tuning (%): 0.0000

PVT Data Calculator

Check | Chart

Propertes In:

Pressure: 4100.0000 psia

Temperature: 222.0 deg F

Produced GOR: 24 SCF/STB

Propertes Out:

Pb:	78.0004 psia	Rs:	24.0000 SCF/STB	Bw:	1.0407 bb/STB
Bo:	1.0411 bb/STB	Bg:	0.0043 ft ³ /SCF	Uw:	0.2358 cp
Uo:	3.4982 cp	Ug:	0.0245 cp	Rho w:	59.9262 lb/ft ³
Rho o:	54.0219 lb/ft ³	Rho g:	15.3146 lb/ft ³	Sigma w:	43.210 dyne/cm

WellFlo 2011

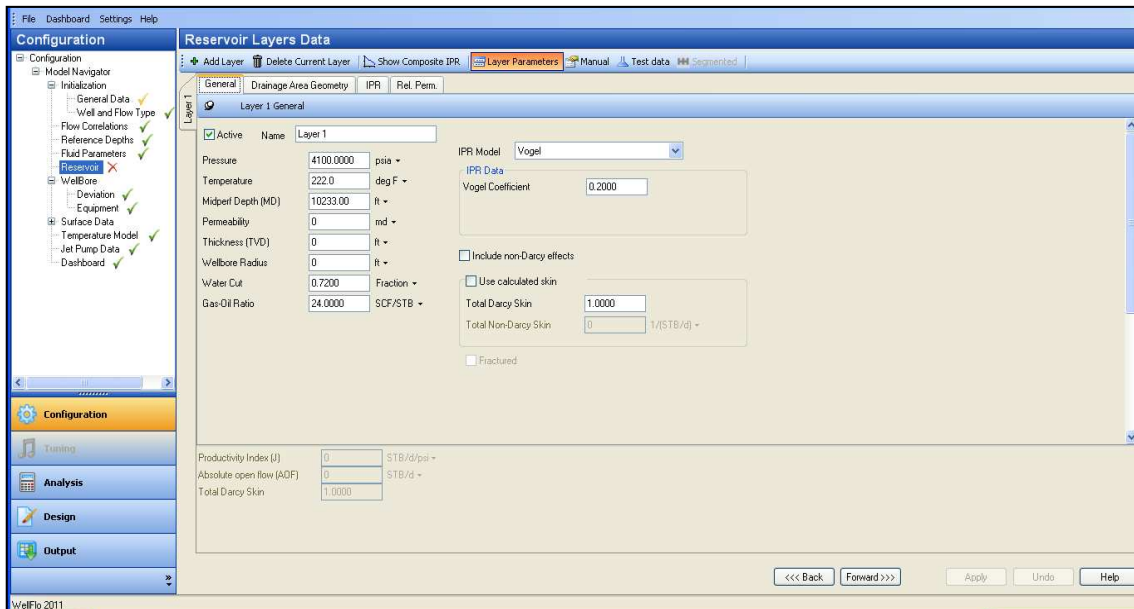
FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

4. Corregidos los parámetros de fluidos se ingresan los datos del reservorio que permitirán construir la curva IPR a partir de la información. En esta ventana existen tres opciones de selección que se presentan a continuación:

- ✓ Layer Parameters: estos datos son a partir del último B'UP del pozo
- ✓ Data Test: esta información se la obtiene a partir de una prueba de producción.
- ✓ Manual: ingresamos información del Índice de productividad a partir de cálculos de superficie si se los puede o del B'UP

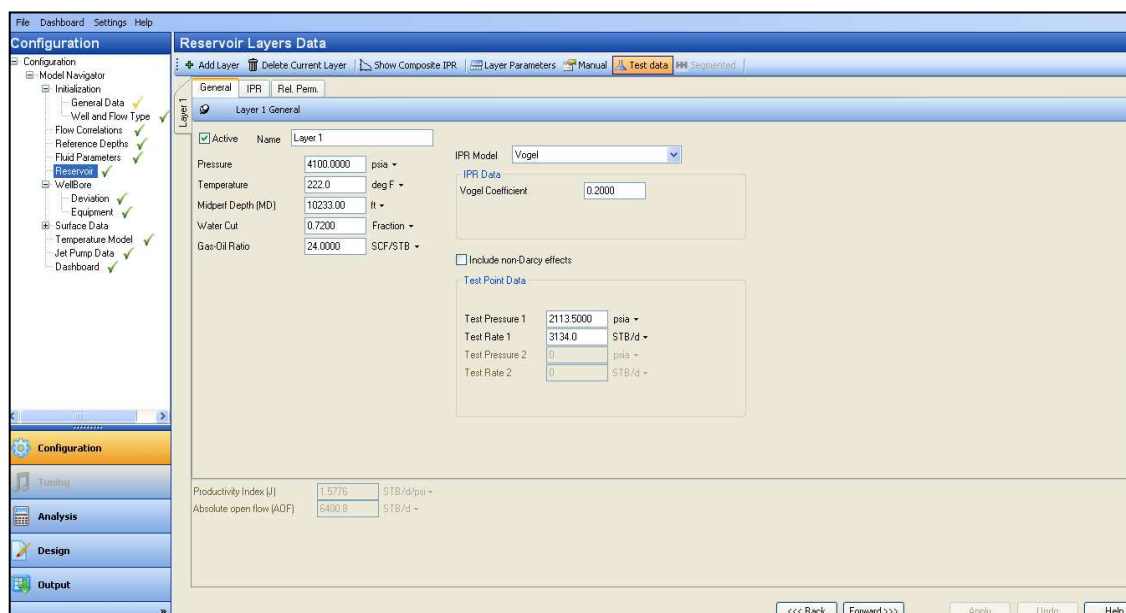
4.1 Layer Parameters: estos datos son a partir del último B'UP del pozo



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

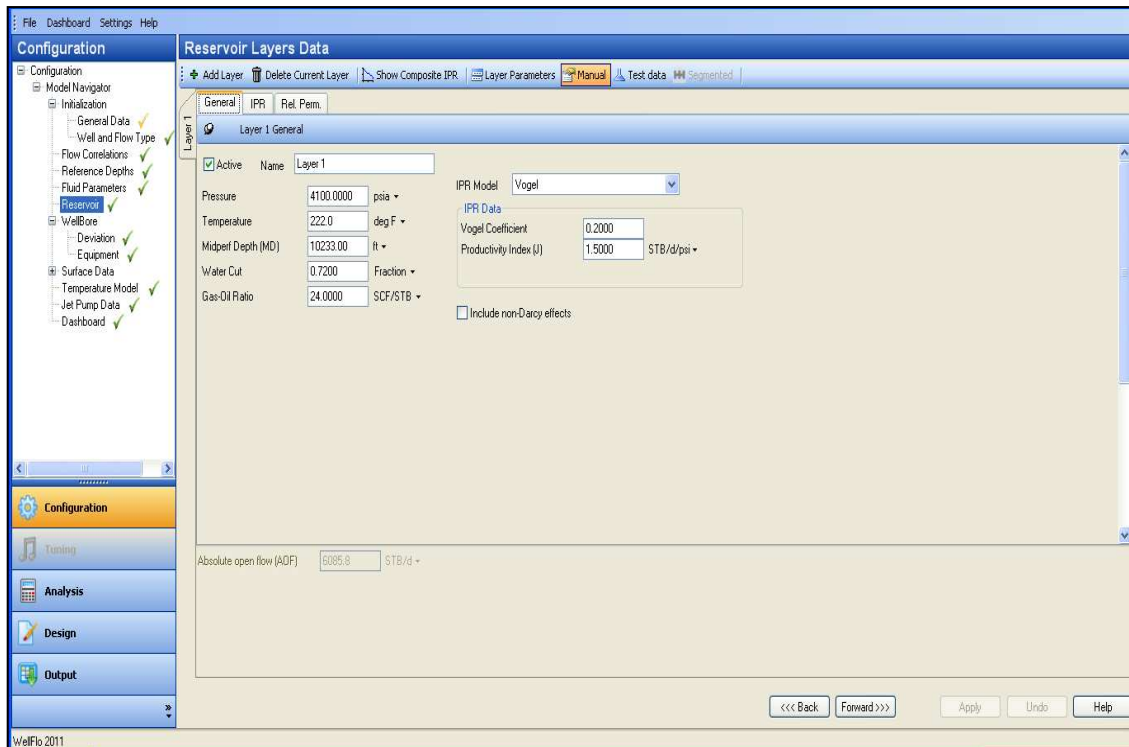
4.2 Data Test: esta información se la obtiene a partir de una prueba de producción.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

4.3 Manual: se ingresa información del Índice de productividad a partir de calculos de superficie si se los puede o del B'UP.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

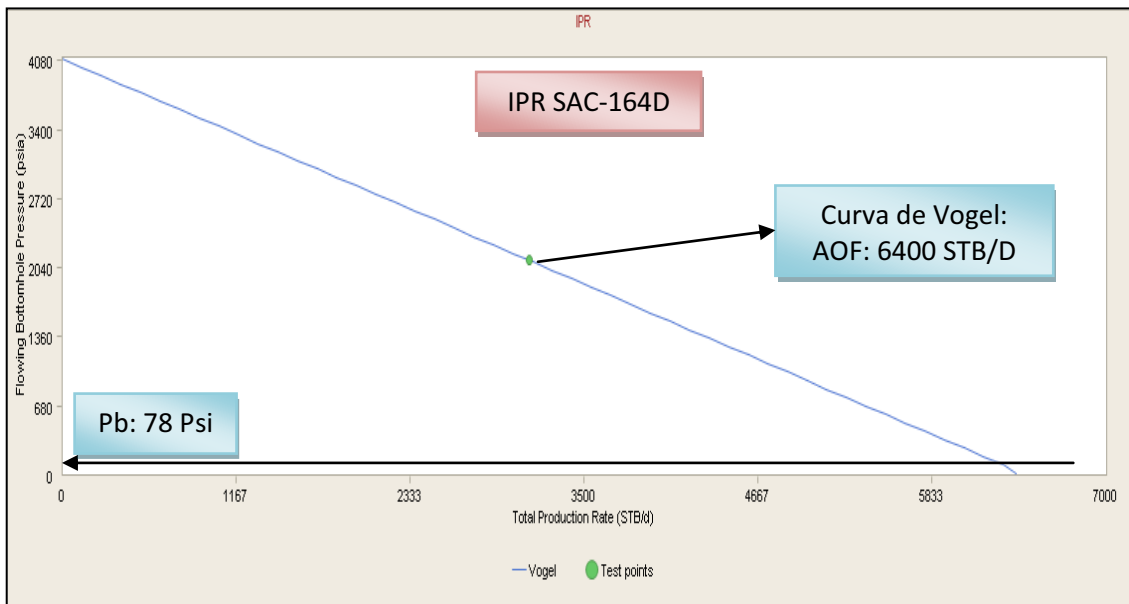
ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Para determinar la IPR, a partir de esta información se selecciona el tipo de Modelo de acuerdo al yacimiento en el que se este trabajando:

- ✓ Straight Line
- ✓ Vogel
- ✓ Fetckovich
- ✓ Presión Pseudo-Normalizada
- ✓ Presión Pseudo-Normalizada Externa

Para el caso del pozo SAC-164D se ha utilizado el Método de Vogel el mismo que permitirá determinar la producción tanto en yacimiento Saturado como Subsaturado, la Figura muestra el comportamiento de la curva.

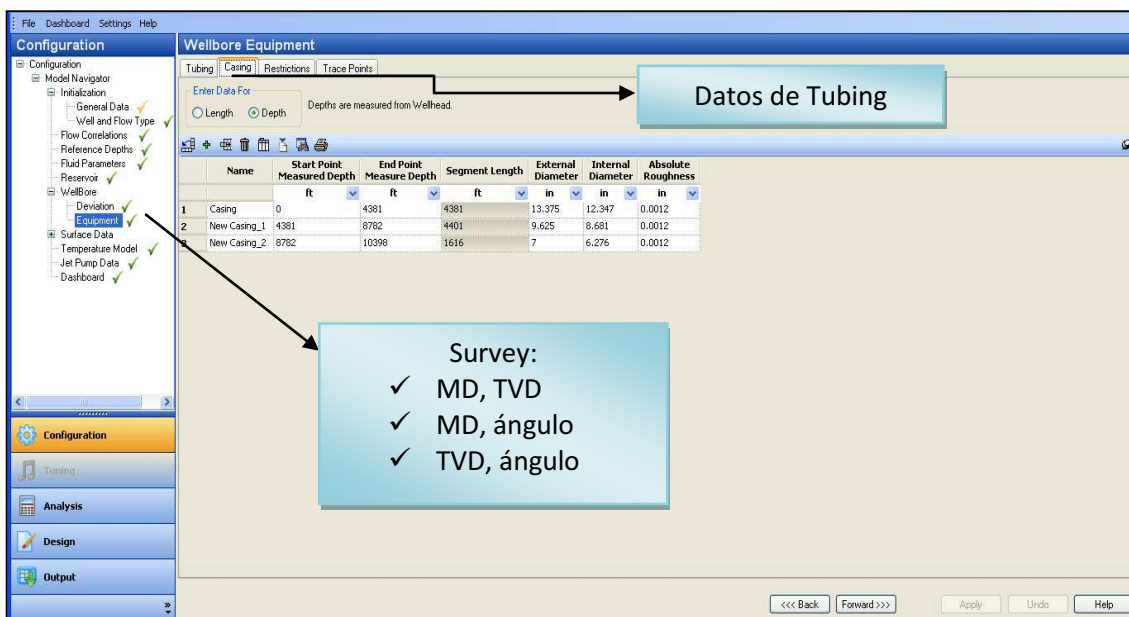
FIGURA 3.5 CURVA IPR DEL POZO SAC-164 CON WELLFLO



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

5. El WellBore 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 material, diámetros, etc.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

6. Surface Data: se ingresarán datos de superficie como la temperatura y de las líneas de producción en el caso de tener esa información, para este análisis se ha tomado en cuenta hasta la cabeza del pozo. Además se debe ingresar la información de la bomba que está operando actualmente. En esta ventana se encuentran dos opciones:

- ✓ Diseño de la Bomba
- ✓ Análisis de la Bomba

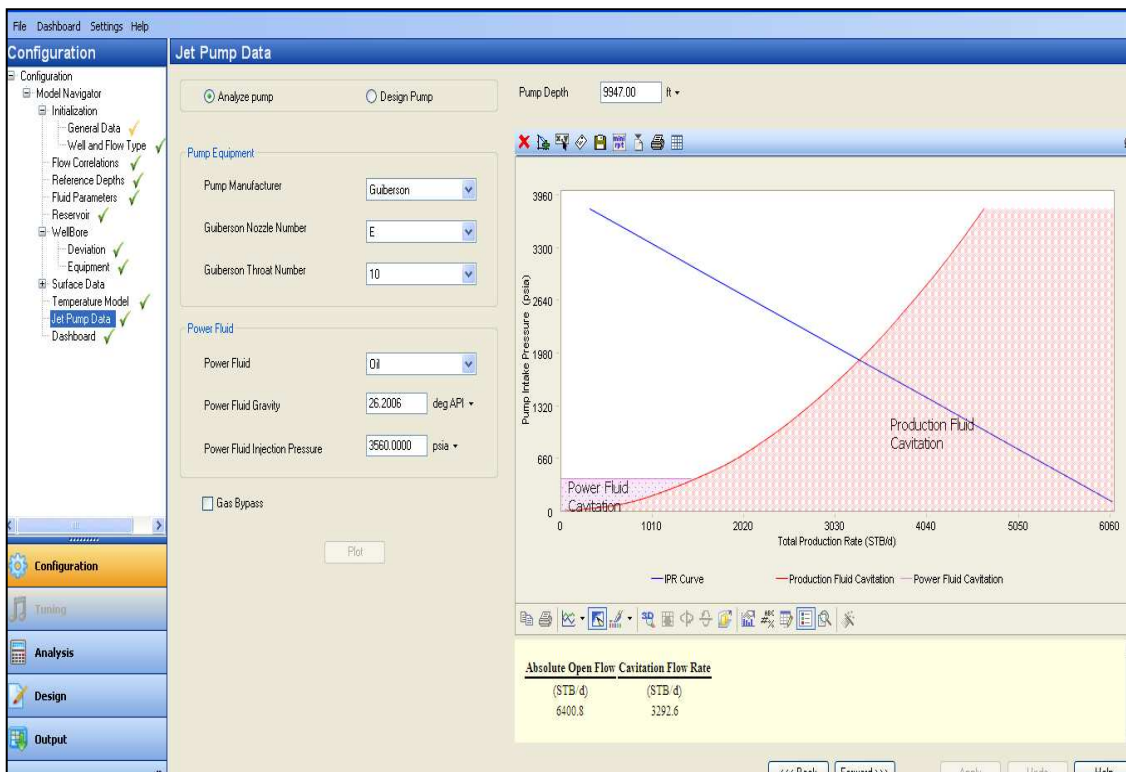
Para el caso se analizó la geometría 11M de Cia. Sertecpet, cabe resaltar que WellFlo ha incorporado en el último año este sistema de levantamiento Hidráulico por lo que no se cuenta con un catálogo extenso, actualmente existen los siguientes fabricantes:

- ✓ Kobe
- ✓ Oil Master
- ✓ Guiberson

Los mismos que permitirán realizar el análisis mediante una relación de semejanza en el área del nozzle y garganta entre los fabricantes, este valor en muchos casos no serán los mismos debido al diseño de la bomba por cada fabricante.

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.

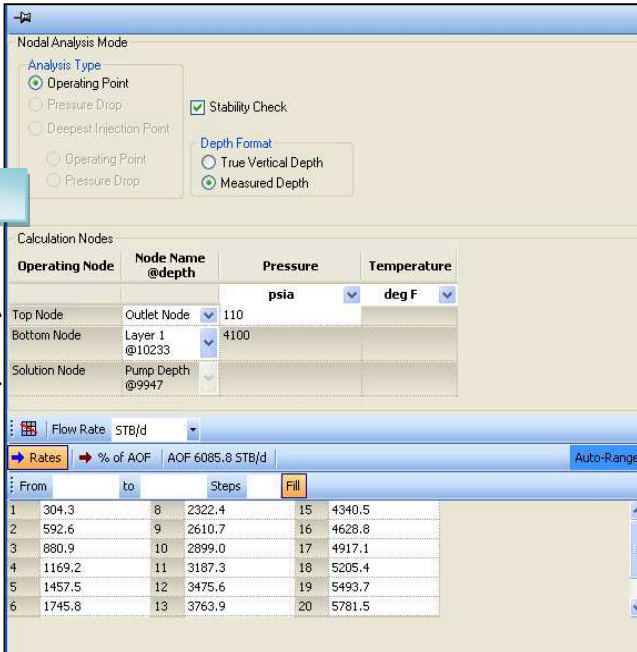
En la siguiente grafica se puede observar más detalladamente lo expuesto anteriormente.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

- Una vez configurada la información del pozo y de la bomba se selecciona la siguiente pestaña del lado izquierdo ANÁLISIS, para que el Software trabaje con la información y obtener el punto de operación de la bomba con su respectiva Pwf del sistema, al seleccionar el nodo requerido. En este caso el nodo solución está ubicado a la profundidad de la bomba de 9947 ft.



Nodo en Superficie

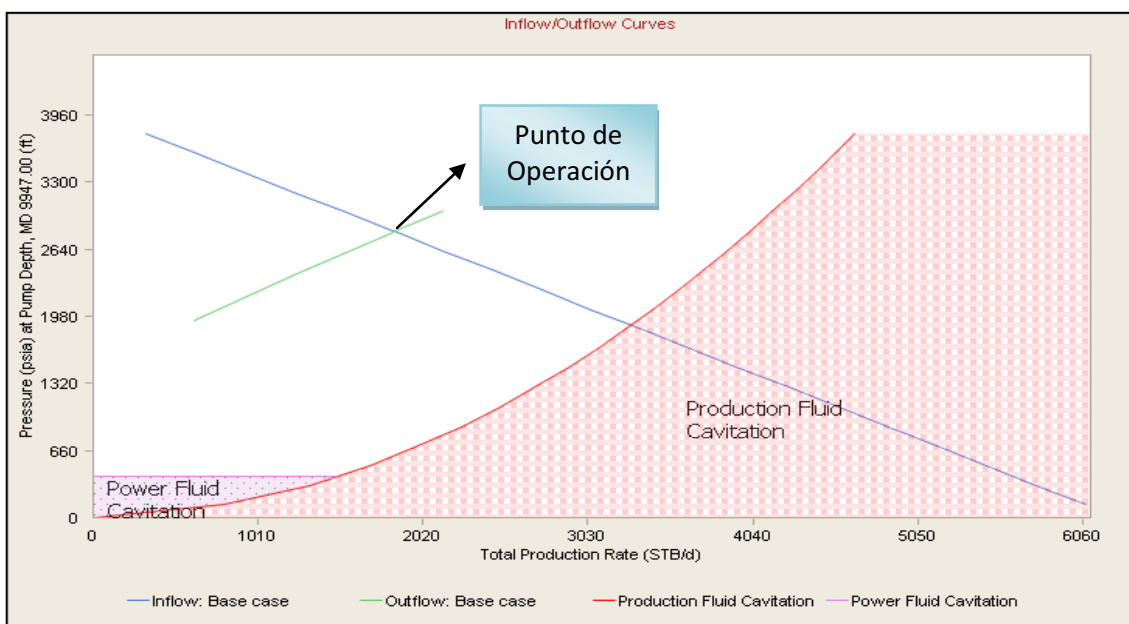
Nodo Solución

Step	From	to	Steps	Flow Rate (STB/d)	Pressure (psia)	Temperature (deg F)
1	304.3	8	2322.4	15	4340.5	
2	592.6	9	2610.7	16	4628.8	
3	880.9	10	2899.0	17	4917.1	
4	1169.2	11	3187.3	18	5205.4	
5	1457.5	12	3475.6	19	5493.7	
6	1745.8	13	3763.9	20	5781.5	

FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Una vez determinado el rango de producción se aplica y se calcula para obtener el punto óptimo de operación de la bomba a las condiciones presentadas en un inicio.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

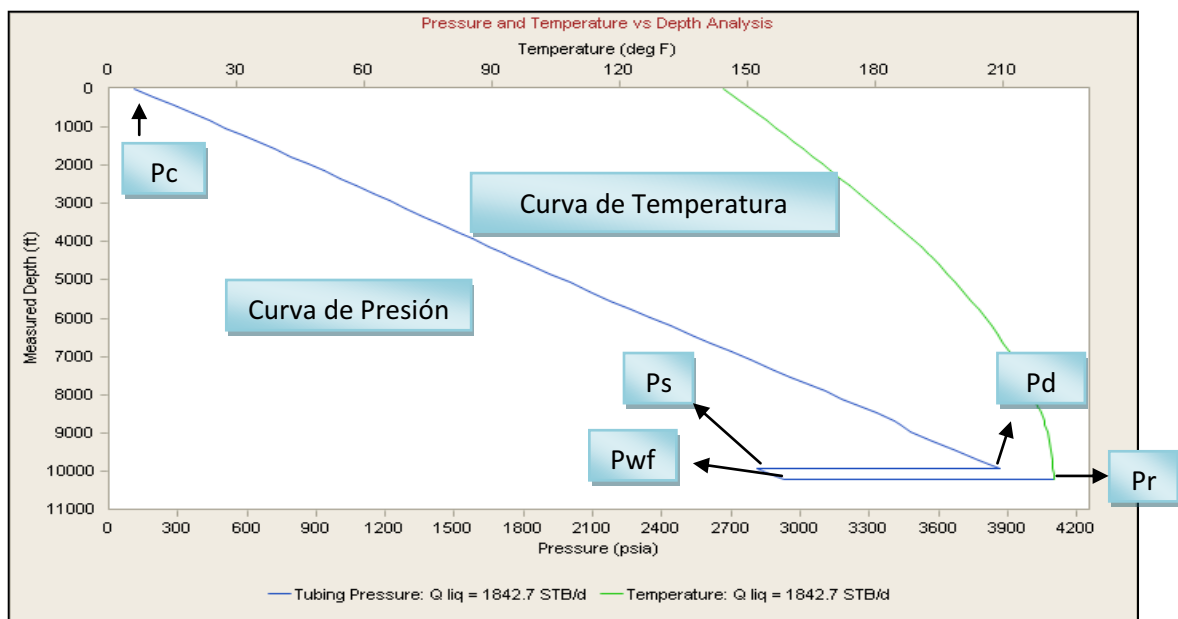
TABLA 3.3 RESULTADOS DEL PUNTO DE ÓPTIMO DE OPERACIÓN

PUNTO DE OPERACIÓN		
Presión operación	Psia	2813.75
QTOTAL	Bls/día	1842.7
T operación	F	221.9
HP operación	Hp	149.38
Q inyección	Bls/día	2086.4
Qo	Bls/día	515.9
Qw	Bls/día	1326.7
Pwf	Psia	2932.02
GAS	MMSCF/d	0.0124
GOR	SCF/STB	24
WC	fracción	0.72

FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Además se presenta la gráfica de comportamiento de presión y temperatura a la profundidad del pozo en donde se puede ubicar las distintas presiones.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

8. ANÁLISIS

El pozo SAC-164D que inicio su perforación el 5 de septiembre del 2007 y su completación inicial se la realiza el 29 octubre del 2007 para el sistema de Bombeo Hidráulico, para bajar la completación al pozo se realiza una prueba de ratas múltiples y en base a estos resultados se diseña la bomba de la Cia. Sertecpet 11M con la siguiente información:

POZO		Zona	Fecha	Intervalo	Qo	Qw	BSW	Pr	Pwf	IP
SAC	164D	HI	10-12-2007	10230-10236	1408	248	15	3522	3005	3.2
					1734	306	15	3522	2885	3.2

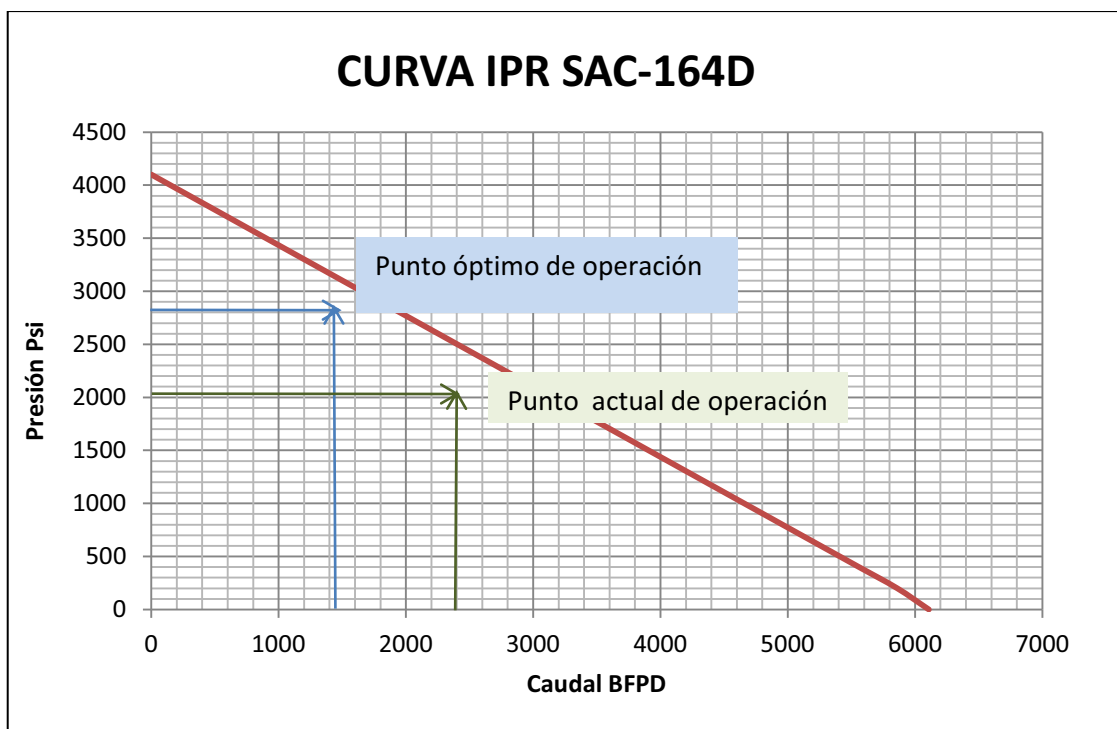
Para realizar el análisis de este pozo se ha utilizado el último B'UP y con esa información analizar en WELLFLO, en la información suministrada por la operadora se puede constatar que al pozo no se le ha realizado B'UP cuenta con los datos de ratas múltiples por lo que se toma en cuenta estos valores, y se analiza el B'UP de un pozo cercano que se encuentre produciendo de la misma arena, encontrándose tres pozos que producen de la misma arena y el último B'UP de estos tres pozos es el del pozo SAC-147D por lo que se hace un promedio de presiones por encontrarse a las mismas condiciones, obteniéndose una presión promedio de reservorio de 4100 Psi, este valor se acerca más a la realidad de la arena productora.

Los datos ingresados al software del yacimiento se basan en los datos de la última prueba de producción del mes de diciembre, al momento de ingresar la bomba Jet se ha realizado un artificio entre las geometrías de las Cía. Sertecpet 11M y Guiberson 10E debido a que el software no cuenta en su catálogo con la marca de Cía. Sertecpet, y la geometría que se acomodó a la situación actual del campo es Guiberson.

Con esta información se ha graficado la curva del INFLOW y OUTFLOW encontrando el punto óptimo de operación de la bomba que se pudo observar en la figura.

A continuación se presenta la Curva IPR del pozo SAC-164D con las condiciones actuales y la que presenta el software en su análisis.

FIGURA 3.6 CURVA IPR POZO SAC-164D



ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

De acuerdo a los datos de producción e inyección del pozo SAC-164D, la bomba 11M de Cia Sertecpet se encuentra trabajando al límite de su funcionamiento, es por este motivo que se debe bajar una bomba de mayor capacidad.

En la siguiente tabla se muestra la inyección y producción máxima de cada bomba de acuerdo a su geometría.

TABLA 3.5 CAUDAL DE INYECCIÓN DE ACUERDO A LA BOMBA UTILIZADA

TABLA INYECCION-PRODUCCION			
INYECCION MAX. APROX.		PRODUCCION MAX. APROX.	
NOZZLE	INYECCION BIPD	GEOMETRIA	PRODUCCION BPPD
4	400	5E/5F	400
5	600	6F/6G	600
6	750	7G/7H	800
7	1000	8H/8I	1000
8	1250	9I/9J	1400
9	1450	10J/10K	1600
10	1600	11K/11L	2200
11	2400	12L/12M	3200
12	3400	13M/13N	4500
13	4500	14N/14O	6000
14	6000		

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

En la tabla 3.5 se muestra el caudal a producir y el caudal de inyección con la respectiva bomba utilizada en el pozo en base a estos resultados se compara con la información obtenida en el Software WellFlo, al hacer el análisis nodal con una bomba de capacidad aproximadamente igual a la que se encuentra en el pozo actualmente los datos no coinciden, debido a la posible aportación propia que tiene el pozo, por lo que se recomienda realizar un B'UP para afirmar o descartar esta conclusión.

Además de cambiar a una bomba de mayor capacidad por la aportación propia del pozo para optimizar la producción se propone utilizar instrumentación de superficie que permita monitorear la producción en tiempo real y así el ingeniero de campo pueda detectar a tiempo los posibles problemas del pozo y dar solución a tiempo a dicho problema.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA DE LOS POZOS QUE PRODUCEN CON EL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

El presente análisis busca incrementar la producción de los pozos que se encuentran produciendo bajo el Sistema de Bombeo Hidráulico, manteniendo el mismo sistema hidráulico tipo Jet, optimizando y aprovechando la instrumentación de superficie que se propone colocar en todos los pozos.

Mediante el Software WellFlo se procede a analizar cada uno de los pozos seleccionados en el capítulo tres, los mismos que tendrán la información correspondiente a cada pozo.

4.1 ANÁLISIS EN WELLFLO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

En la actualidad existen muchas herramientas que permiten al usuario trabajar con mayor facilidad y rapidez al momento de optimizar la producción de un pozo, es el caso del uso de la herramienta WellFlo que permite obtener resultados eficientes y seguros para optimizar la producción del Campo.

Para realizar este análisis es conveniente contar con todos los datos verdaderos del pozo que darán mayor credibilidad a los resultados obtenidos en WellFlo, es por tal motivo que se ha propuesto instalar instrumentación de superficie, para que al momento de ingresar la información se pueda obtener en tiempo real que sería lo más conveniente en el análisis porque se estarían presentando las condiciones actuales del pozo.

A continuación se presentará el análisis de los pozos seleccionados con la herramienta WellFlo.

4.2 ANÁLISIS DEL POZO SAC-09

El pozo SAC-09 fue completado el 7 de abril de 1971 para flujo natural uno de los primeros pozos perforados en el Campo Sacha, en mayo de 1980 empieza a producir bajo el sistema de bombeo hidráulico con cavidad tipo Kobe, hasta la actualidad se han registrado 9 Workover por diferentes situaciones (ejemplo; cambio de zona productora y por daño de la cavidad). El pozo está localizado en la Estación Sacha Norte 1 y produce de la arena T inferior. Se ha registrado el último B'UP el 8 de Julio de 1998 por lo que se ha trabajado con la información suministrada.

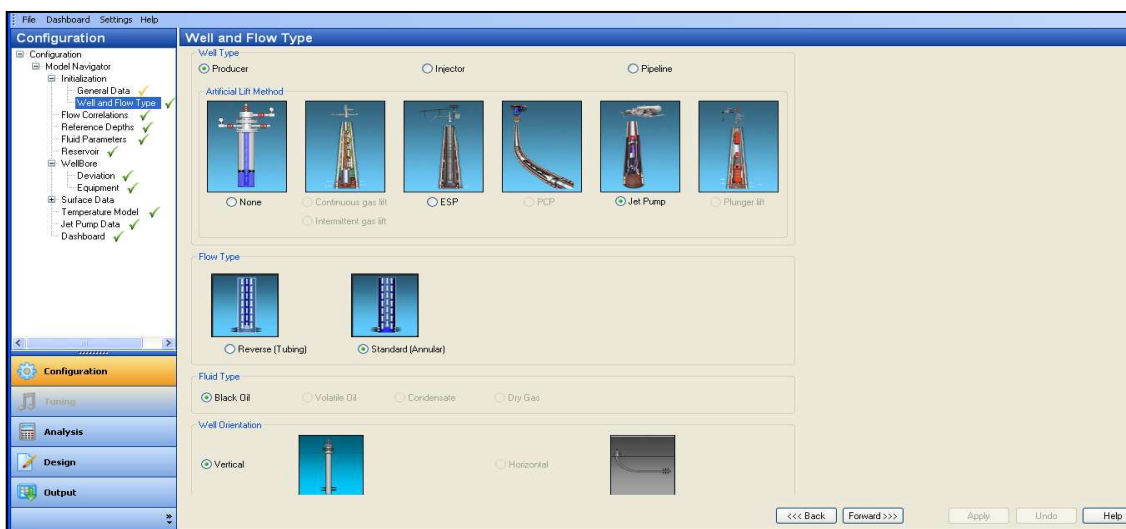
TABLA 4.1 PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO SAC-09

Pr:	1312 psi
Pwh:	60 psi
Pwf:	902 psi (B'UP)
Pb:	1310 psi
API:	24.1
Prof bomba:	9273 ft
Prof arena:	9638 ft
Bomba:	Jet 9l
Qt:	
BSW:	32 %
Arena:	Ti
Tubería:	
ID tubing:	3.5 pulg
ID casing:	7 pulg
γgas:	1.2510
GOR:	204

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Se ingresa la información en el orden respectivo presentado en el capítulo tres del uso del software WellFlo para obtener los resultados deseados.

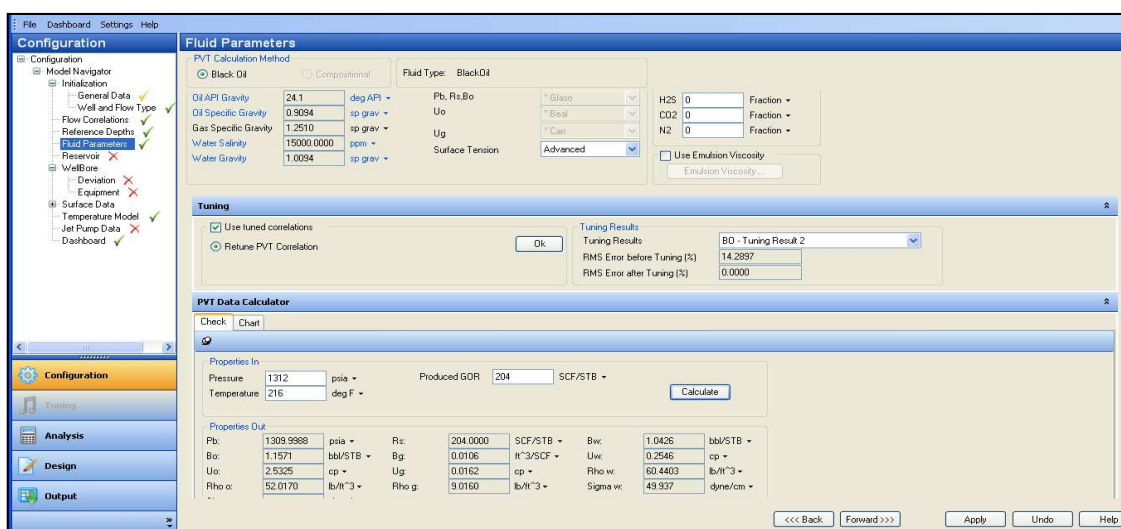
Tipo de pozo, fluido, flujo, método de sistema de levantamiento y orientación del pozo se presenta en la siguiente captura de pantalla de la herramienta.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

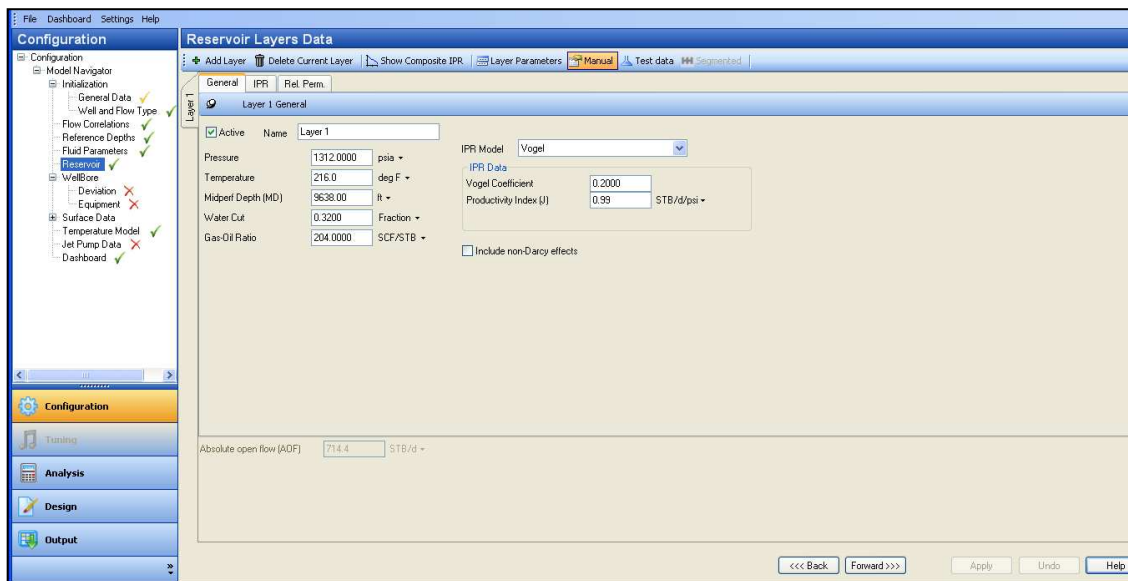
Parámetros del fluido, correlaciones de ajuste de Pb, Rs, Bo, Uo y Ug (Tuning) resultados del ajuste.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

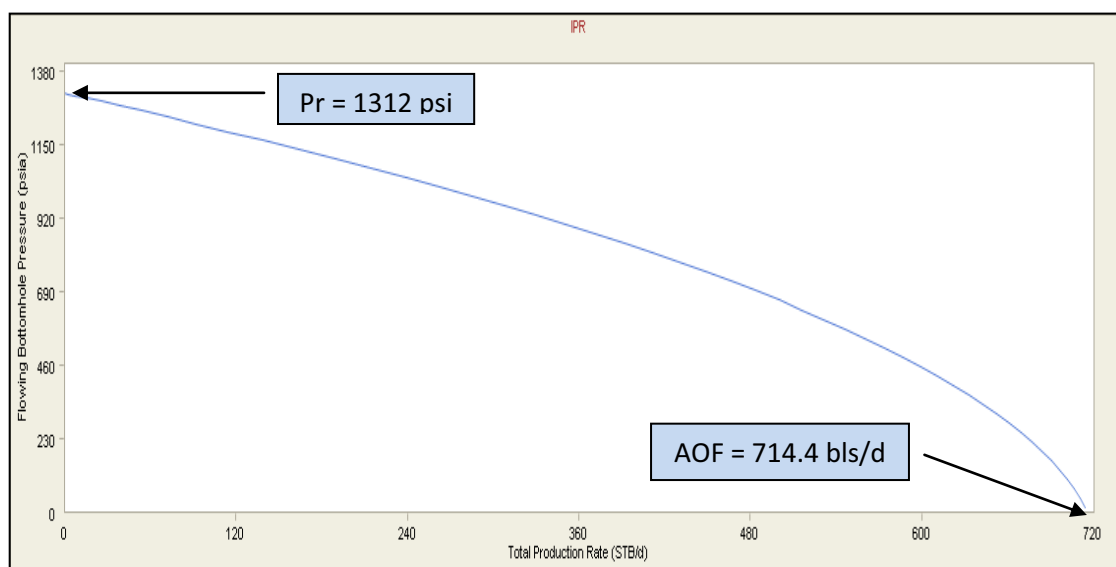
Datos de la arena productora y curva IPR



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

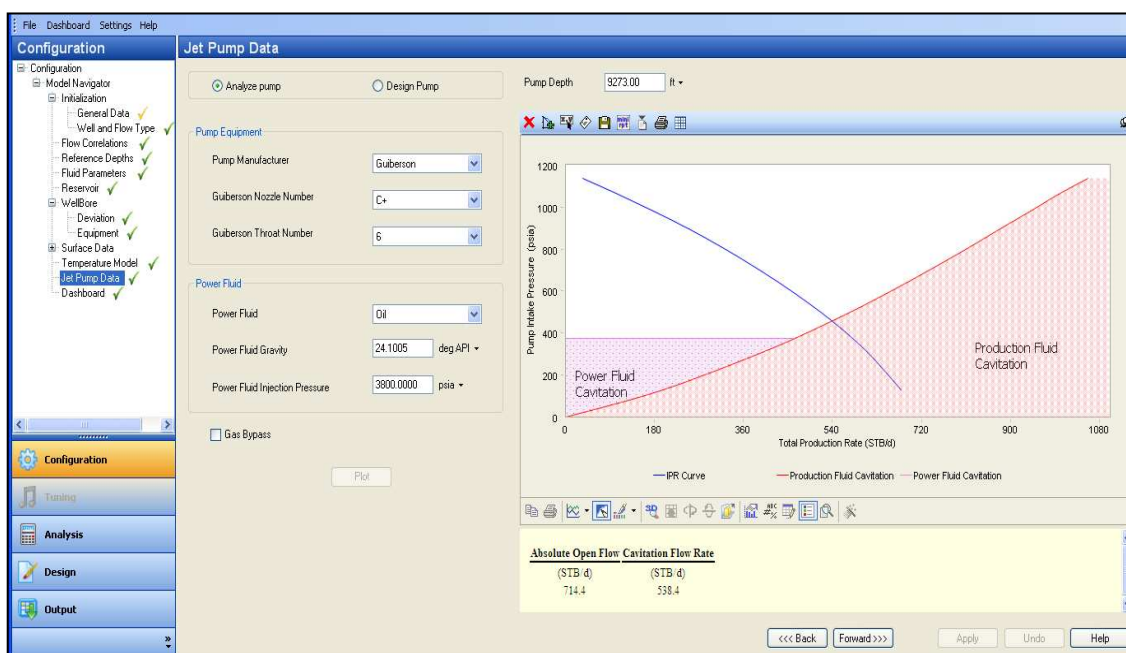
Representación gráfica de la curva IPR para el pozo SAC-009 de acuerdo a la información digitada en WellFlo. Método de Vogel Compuesto (yacimiento saturado y subsaturado).



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

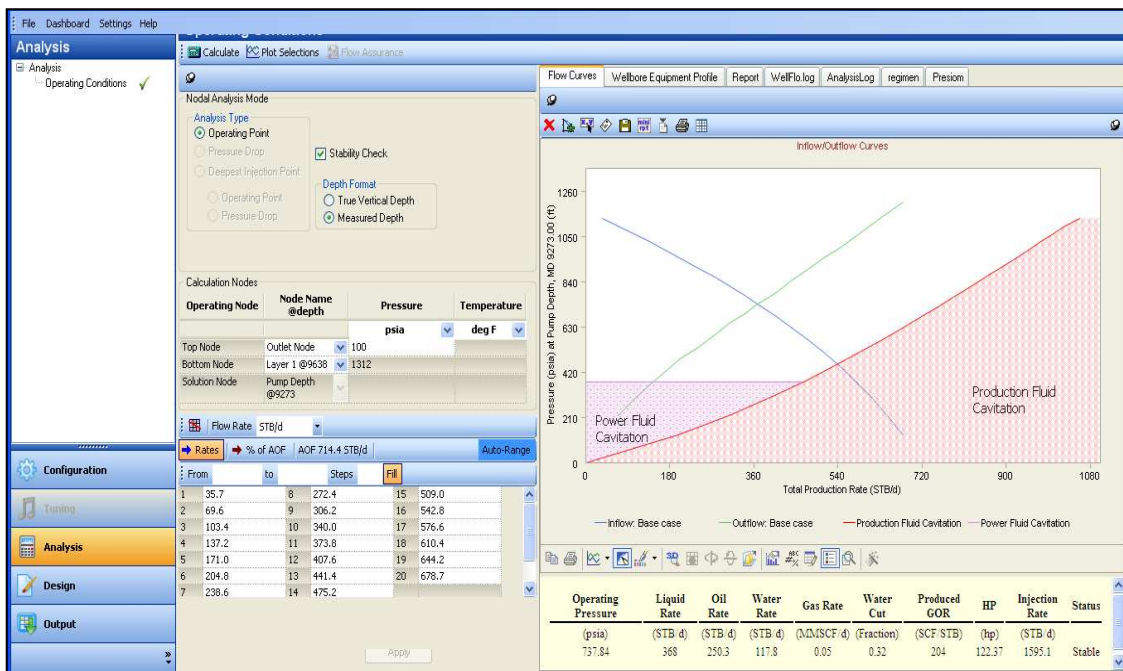
Información de la bomba Jet (fabricante con sus respectivas áreas) y fluido de potencia (fluido motriz o inyección). Para este caso el pozo utiliza una bomba Jet Claw de Cía. Sertecpet 9I, debido a que el software no cuenta con el fabricante mencionado se procede a realizar el artificio de acuerdo a sus geometrías como se puede observar en la tabla 3. Y en base a estos resultados la geometría que más se acopla a las condiciones del pozo es del fabricante Guiberson C+ 6 como se puede observar en la siguiente captura de pantalla.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

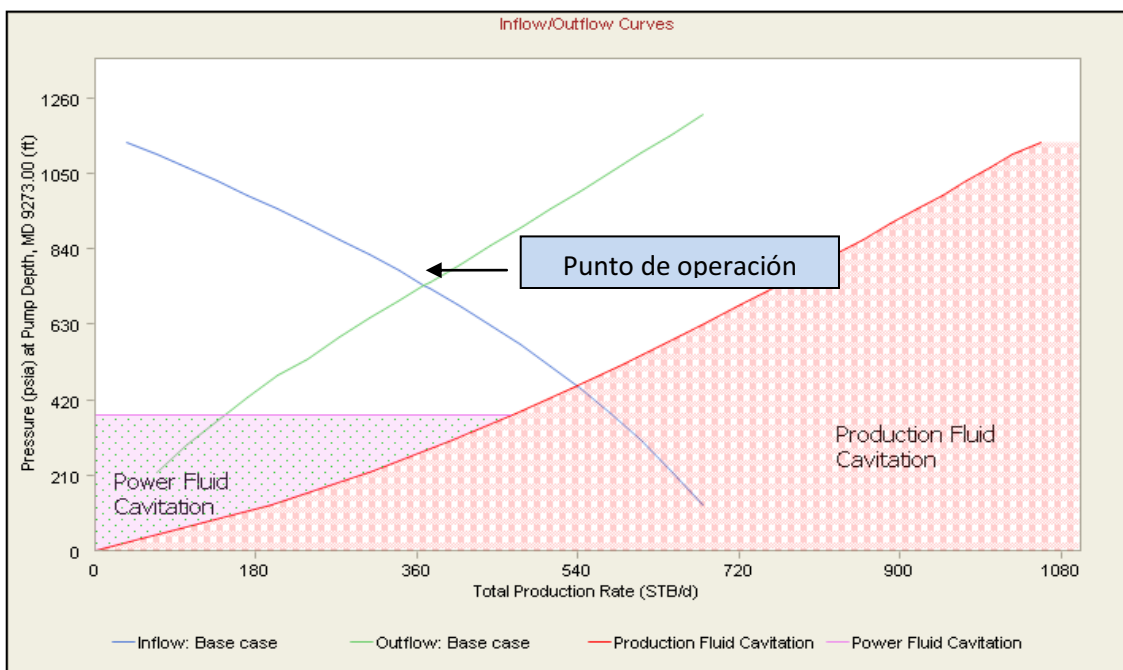
Se determina el Nodo Solución y la rata de producción para construir el Inflow y Outflow a las condiciones actuales.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

La intersección de las curvas Inflow y Outflow permiten encontrar el punto de operación al que debe trabajar la bomba con la siguiente información.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

De acuerdo al Software en el punto de operación, se encuentra la siguiente información:

TABLA 4.2 PUNTO DE OPERACIÓN POZO SAC-09

PUNTO DE OPERACIÓN		
Presión operación	Psia	737.84
QTOTAL	Bls/día	368
T operación	F	215.2
HP operación	Hp	122.37
Q inyección	Bls/día	1595.1
Qo	Bls/día	250.3
Qw	Bls/día	117.8
Pwf	Psia	875.36
GAS	MMSCF/d	0.0511
GOR	SCF/STB	204
WC	fracción	0.32

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

De acuerdo a los resultados expuestos por el software el pozo SAC-009 puede producir una tasa de petróleo de 250 bls/día con una presión de inyección de 3800 psi y de fondo fluvente de 875.36 psi, con un caudal de inyección de 1595.1 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 122.37 hp desde la estación al pozo.

Al comparar estos valores con la información actual del pozo se encuentra que la bomba que está en la actualidad trabaja con un caudal de inyección superior al que la bomba puede trabajar y no aporta lo que en realidad debería el pozo, por lo que se debería diseñar nuevamente la bomba, en base a estos resultados el programa presenta dos opciones que ayudarán a optimizar el sistema de levantamiento a este pozo.

En el caso de utilizar una bomba Jet Claw con el mismo caudal de inyección utilizar una bomba de mayor geometría, y verificar los posibles problemas que tenga la bomba puede ser el caso de taponamiento en el nozzle o garganta para que el pozo no esté aportando el caudal requerido.

Se sugiere cambiar de bomba a una Guiberson con una geometría C-6 que permitirá levantar mayor cantidad de fluido con un mismo caudal de inyección y en el punto de operación óptimo de la bomba.

Además se recomienda utilizar la instrumentación de superficie (medidores de corte de agua, presión, temperatura) que ayudarán a obtener valores en tiempo real de la información del pozo que será de gran ayuda al ingeniero de campo al momento de tomar decisiones de los posibles problemas del pozo.

4.3 ANÁLISIS DEL POZO SAC-010

El pozo SAC-010 fue completado el 2 de febrero de 1972 para flujo natural se encuentra en la lista de los primeros pozos perforados en el Campo Sacha, en julio de 1984 empieza a producir bajo el sistema de bombeo hidráulico con cavidad tipo Kobe D, después de haberse realizado un fracturamiento a las arena U y T este procedimiento fue exitoso pero aún así no disminuyó el BSW de la formación, por lo que se optó por separar a las arenas para optimizar la producción, hasta la actualidad se han registrado 12 Workover por diferentes situaciones, ejemplo; (cambio de zona productora, cambio de completación por problemas de comunicación casing-tubing y aislamiento de agua con cementación forzada). El pozo está localizado en la Estación Sacha Norte 1 y produce de la arena Hollín inferior. Se ha registrado el último B'UP el 28 de octubre del 2011 por lo que se ha trabajado con la información suministrada.

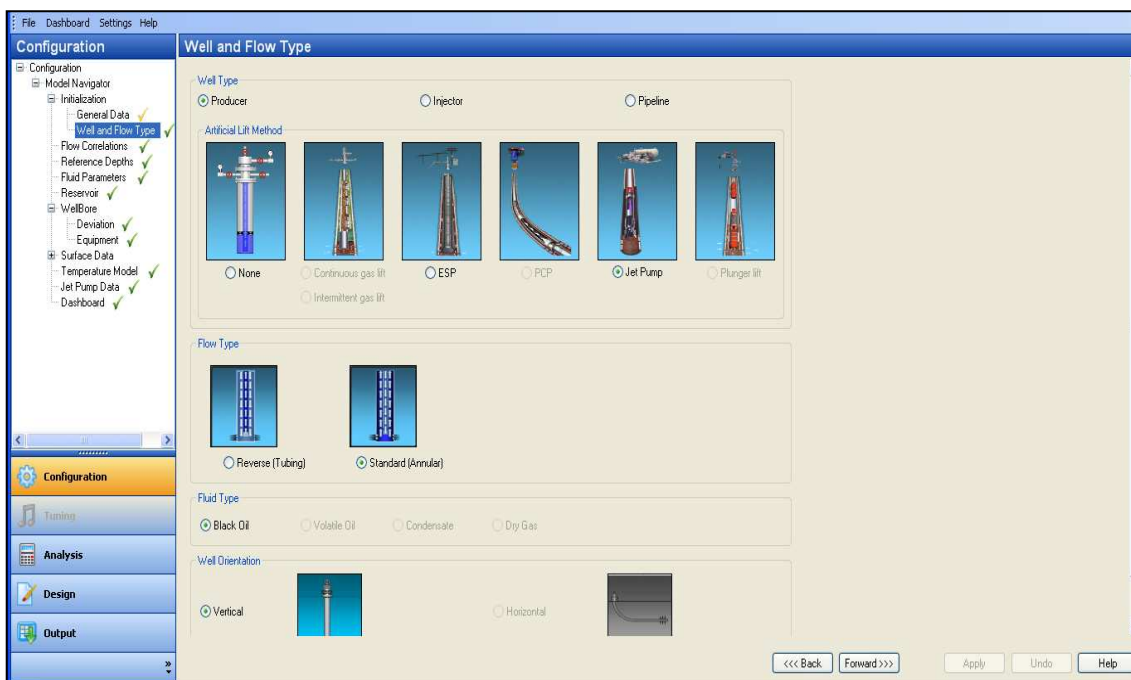
TABLA 4.3 PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO SAC-10

Pr:	2189 psi
Pwh:	-----psi
Pwf:	1689 psi (B'UP)
Pb:	78 psi
API:	25.4
Prof bomba:	9240 ft
Prof arena:	9756 ft
Bomba:	Jet 10l
Qt:	1491
BSW:	93 %
Arena:	Hi
Tubería:	
ID tubing:	3.5 pulg
ID casing:	7 pulg
γgas:	1.5767
GOR:	24

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Se ingresa la información en el orden respectivo presentado en el capítulo tres del uso de WellFlo para obtener los resultados deseados.

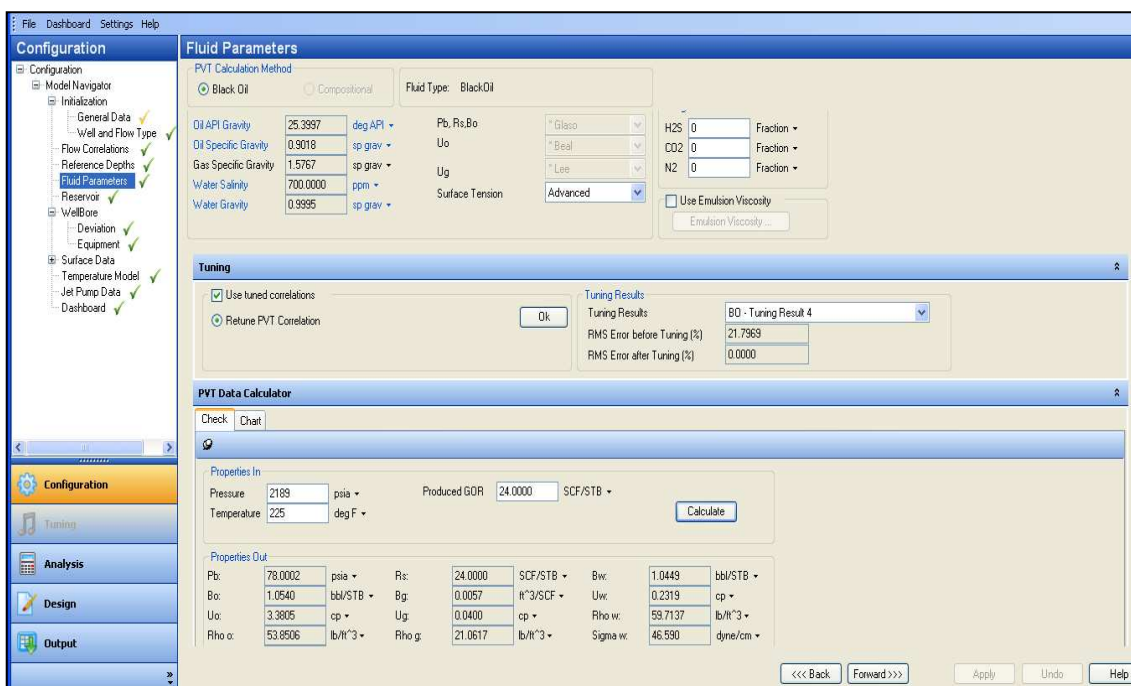
Tipo de pozo, fluido, flujo, método de sistema de levantamiento y orientación del pozo se presenta en la siguiente captura de pantalla de la herramienta.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

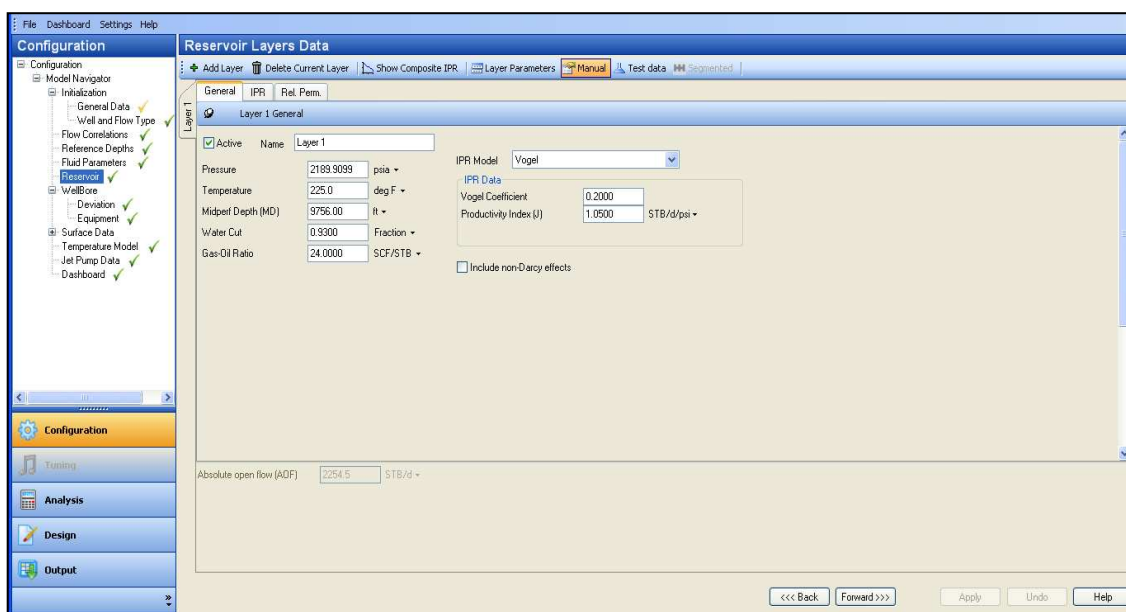
Parámetros del fluido, correlaciones de ajuste de Pb, Rs, Bo, Uo y Ug (Tuning) resultados del ajuste.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

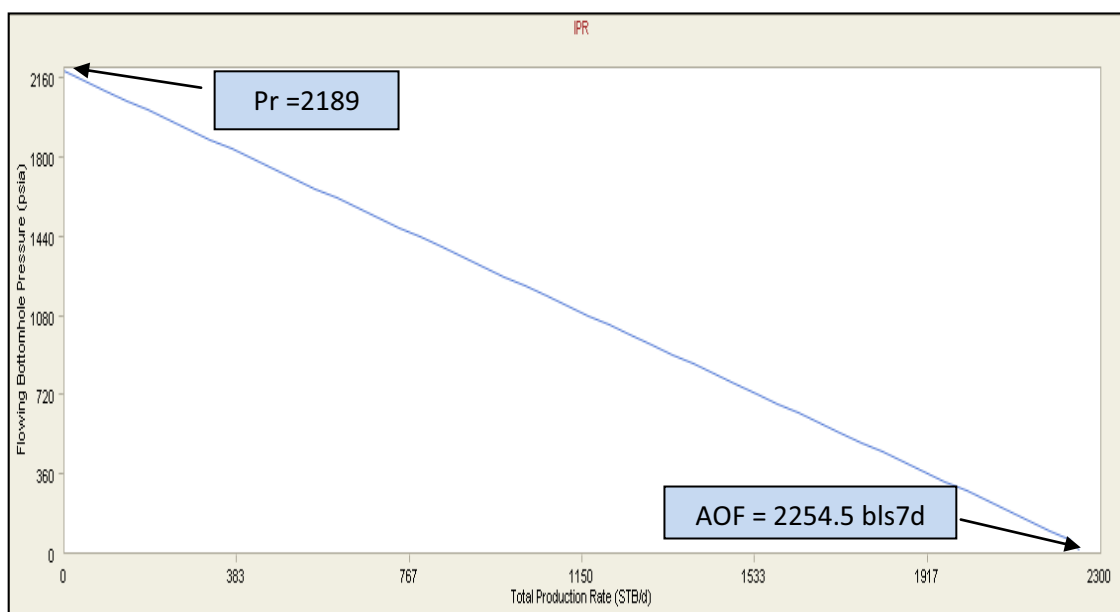
Datos de la arena productora y curva IPR



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

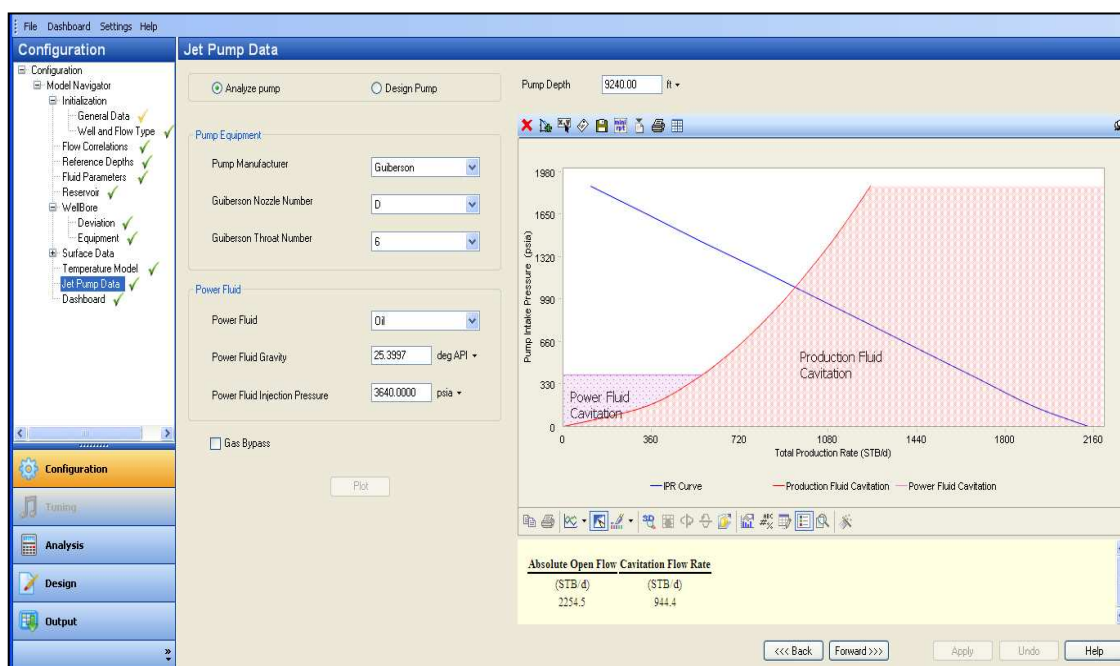
Representación gráfica de la curva IPR para el pozo SAC-010 de acuerdo a la información digitada en WellFlo. Método de Vogel Compuesto (yacimiento saturado y subsaturado).



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

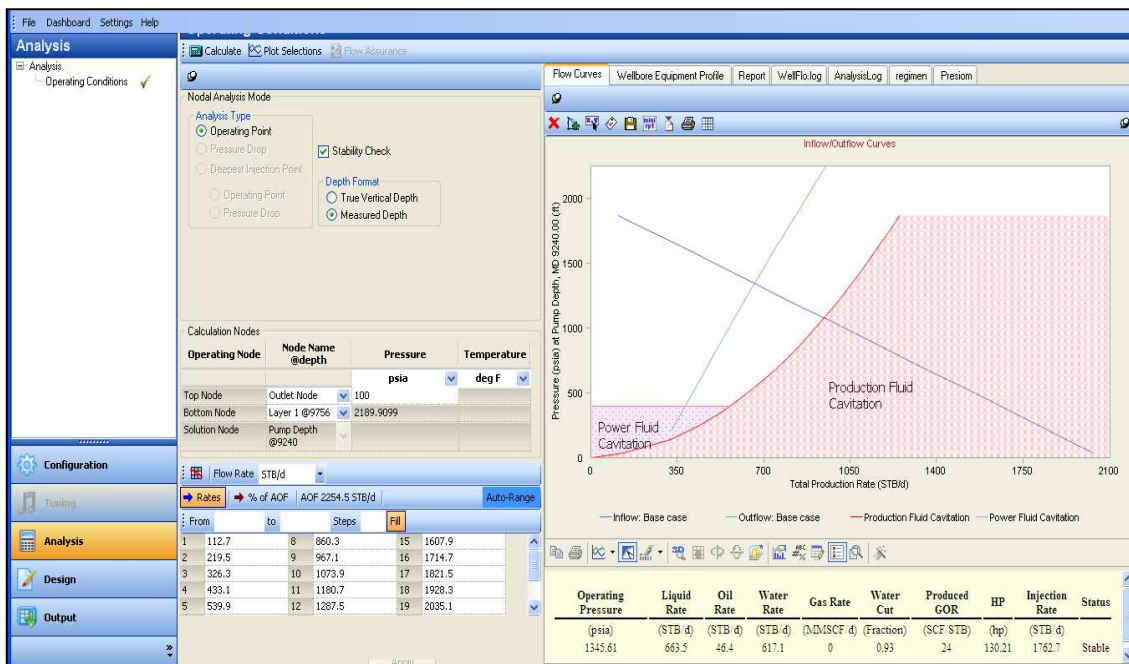
Información de la bomba Jet (fabricante con sus respectivas áreas) y fluido de potencia (fluido motriz o inyección). Para este caso el pozo utiliza una bomba Jet Claw de Cía. Sertecpet 10I, debido a que el software no cuenta con el fabricante mencionado se procede a realizar el artificio de acuerdo a sus geometrías como se puede observar en la tabla 3. Y en base a estos resultados la geometría que más se acopla a las condiciones del pozo es del fabricante Guiberson D6 como se puede observar en la siguiente captura de pantalla.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

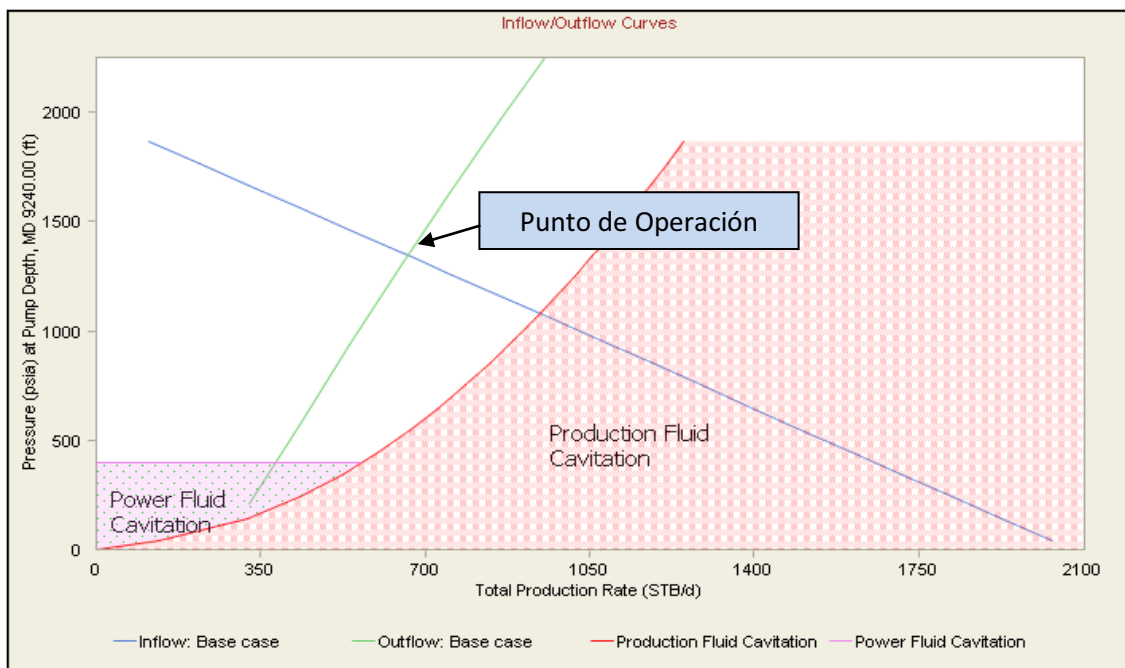
Se determina el Nodo Solución y la rata de producción para construir el Inflow y Outflow a las condiciones actuales. Para este pozo como no se cuenta con la presión de cabeza y además de esto se sabe que la producción llega a la estación se asume una presión de cabeza de 100 psi que serían suficientes para que el fluido llegue a la estación.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

La intersección de las curvas Inflow y Outflow permiten encontrar el punto de operación al que debe trabajar la bomba con la siguiente información.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

De acuerdo al Software en el punto de operación se encuentra la siguiente información:

TABLA 4.4 PUNTO DE OPERACIÓN POZO SAC-10

PUNTO DE OPERACIÓN		
Presión operación	Psia	1345.61
QTOTAL	Bls/día	663.5
T operación	F	224.4
HP operación	Hp	130.205
Q inyección	Bls/día	1762.7
Qo	Bls/día	46.4
Qw	Bls/día	617.1
Pwf	Psia	1558
GAS	MMSCF/d	0.0011
GOR	SCF/STB	24
WC	fracción	0.93

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Como se observa los resultados expuestos por el software el pozo SAC-010 puede producir una tasa de petróleo de 46.4 bls/día con una presión de inyección de 3640 psi y de fondo fluyente de 1558 psi, con cuadal de inyección de 1762 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 130 hp desde la estación al pozo.

Al comparar estos valores con la prueba de producción actual del pozo se encuentra que la bomba que está en la actualidad trabaja en el máximo rango de producción de lo que puede soportar y como se puede observar al realizar el análisis con la misma geometría pero de otro fabricante nos podemos dar cuenta que el yacimiento está aportando, una de estas causas puede ser el acuífero activo que tiene la formación Hollín que permite producir mayor cantidad de fluido aumentando el BSW a 93 % por la energía que produce estar cerca del acuífero activo.

Por lo que se debería diseñar nuevamente la bomba, en base a estos resultados el programa presenta dos opciones que ayudarán a optimizar el sistema de levantamiento a este pozo.

En el caso de utilizar una bomba Jet Claw con el mismo caudal de inyección utilizar una bomba de mayor geometría, que permita levantar mayor cantidad de fluido y verificar los posibles problemas del yacimiento en este caso tomar muy en cuenta el acuífero que podría estar formando una conificación impidiendo el paso del crudo es una causa del alto corte de agua.

Se sugiere cambiar de bomba a una Guiberson con una geometría D7 que permitirá levantar mayor cantidad de fluido con un mismo caudal de inyección y en el punto de operación óptimo de la bomba.

Además se recomienda utilizar la instrumentación de superficie (medidores de corte de agua, presión, temperatura) que ayudarán a obtener valores en tiempo real de la información del pozo que será de gran ayuda al ingeniero de campo al momento de tomar decisiones de los posibles problemas del pozo. En este pozo se pudo observar que es de gran ayuda la instrumentación porque no se cuenta con un manómetro que permita obtener la presión de cabeza que es de gran importancia para el análisis, además que la válvula reguladora de flujo no está bien calibrada por lo que estaría arrojando errores al momento de tomar los datos.

4.4 ANÁLISIS DEL POZO SAC-019

El pozo SAC-019 fue completado el 22 de agosto de 1971 para flujo natural de la formación Hollín inferior, se encuentra en la lista de los primeros pozos perforados en el Campo Sacha, en junio de 1980 empieza a producir bajo el sistema de bombeo hidráulico con cavidad tipo Kobe, después de haberse realizado una cementación forzada a Hollín y fracturamiento a las arena U y T este procedimiento fue exitoso y se determino producir la arena U, hasta la

actualidad se han registrado 13 Workover por diferentes situaciones, ejemplo; (cambio de zona productora, cambio de completación por problemas de comunicación casing-tubing y aislamiento de agua con cementación forzada, daño en la cavidad tipo National). El pozo está localizado en la Estación Sacha Central y produce de la arena U. Se ha registrado el último B'UP el 30 de enero del 2011 por lo que se ha trabajado con la información suministrada.

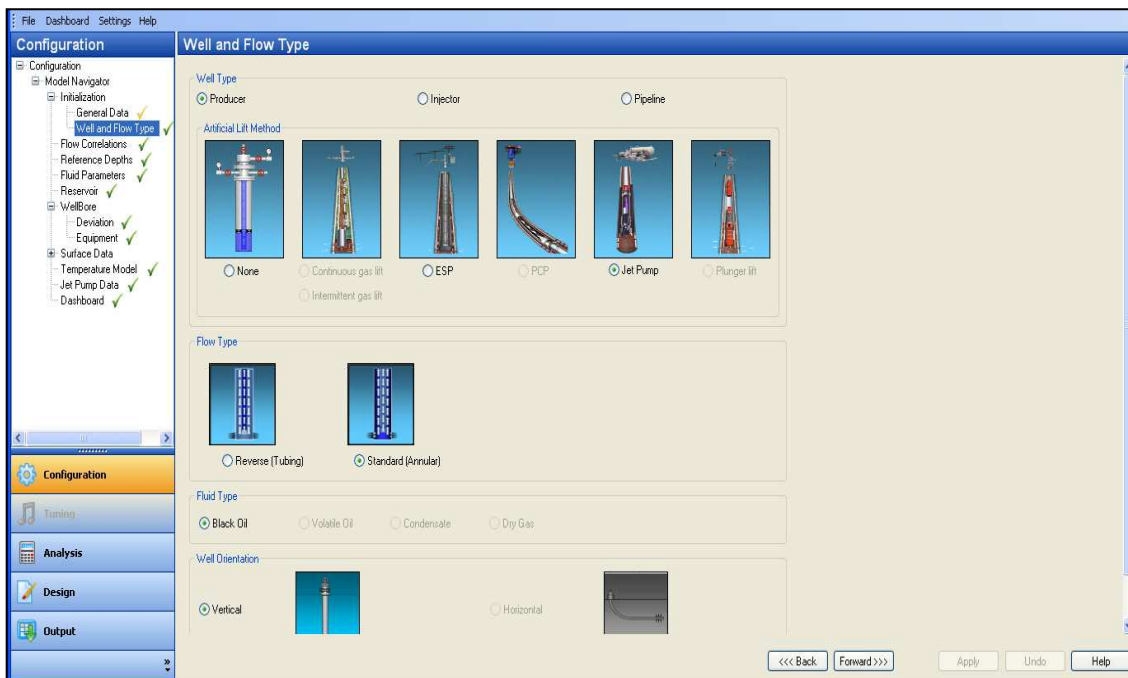
TABLA 4.5 PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO SAC-19

Pr:	1163 psi
Pwh:	42 psi
Pwf:	985 psi (B'UP)
Pb:	1052 psi
API:	26.4
Prof bomba:	9086 ft
Prof arena:	9370 ft
Bomba:	Jet 8A
Qt:	302 bls/d
BSW:	32.45 %
Arena:	U
Tubería:	
ID tubing:	3.5 pulg
ID casing:	7 pulg
γgas:	1.1324
GOR:	405

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Se ingresa la información en el orden respectivo presentado en el capítulo tres del uso de WellFlo para obtener los resultados deseados.

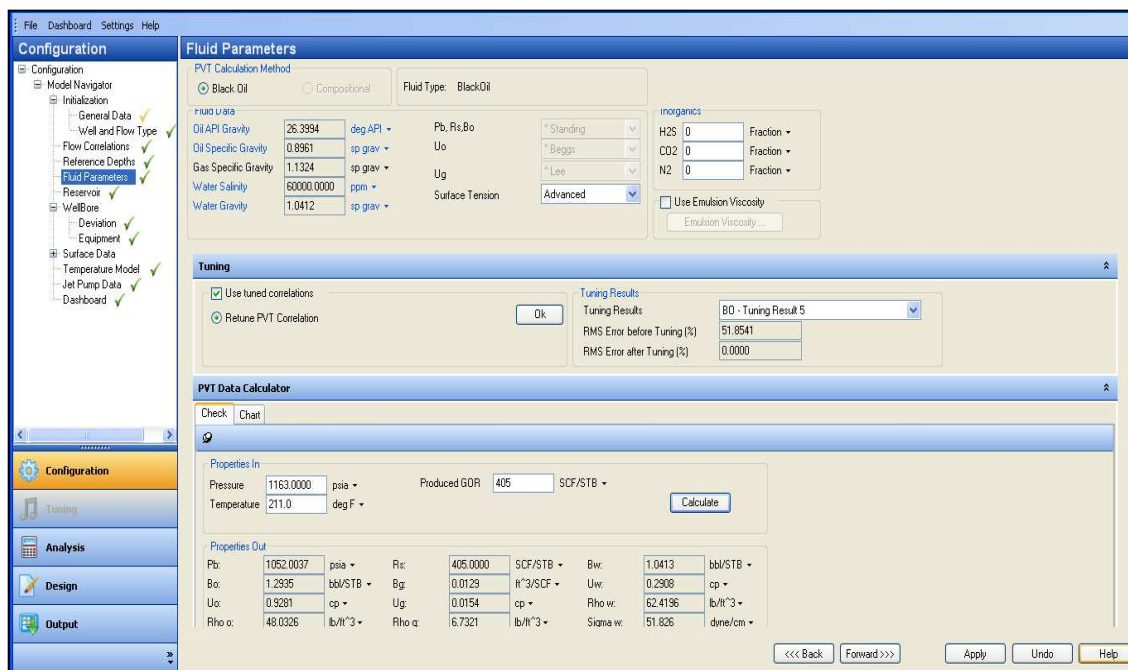
Tipo de pozo, fluido, flujo, método de sistema de levantamiento y orientación del pozo se presenta en la siguiente captura de pantalla de la herramienta.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

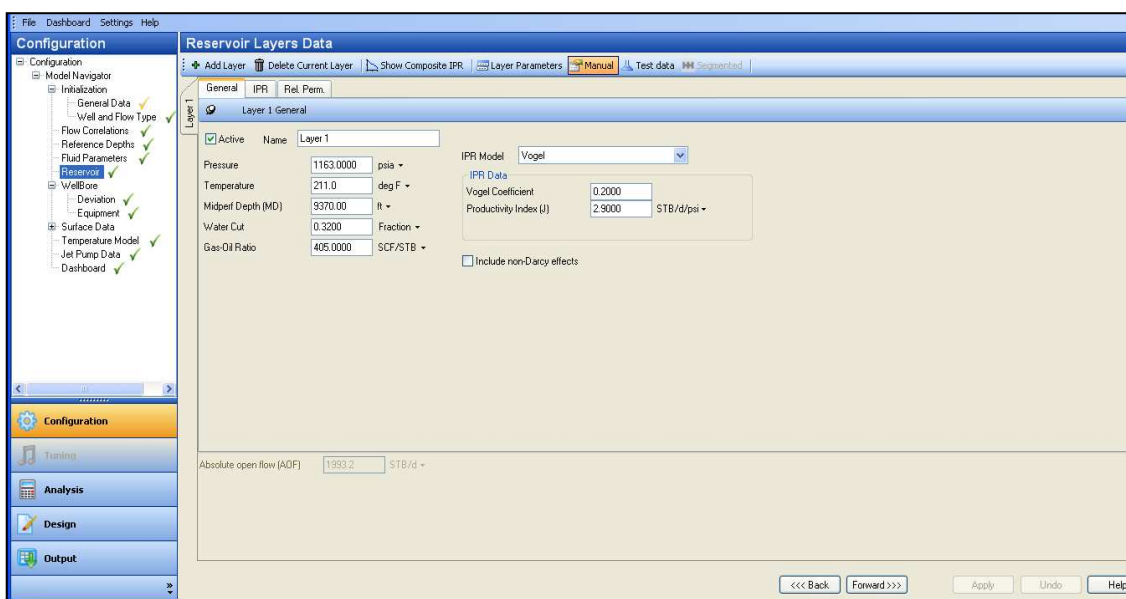
Parámetros del fluido, correlaciones de ajuste de Pb, Rs, Bo, Uo y Ug (Tuning) resultados del ajuste.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

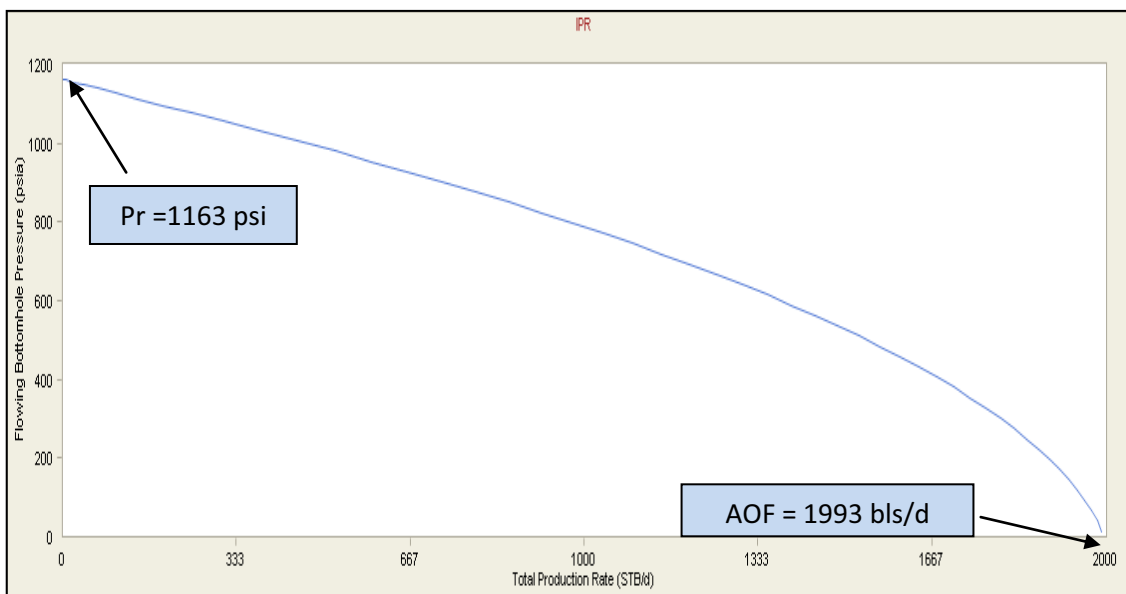
Datos de la arena productora y curva IPR



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

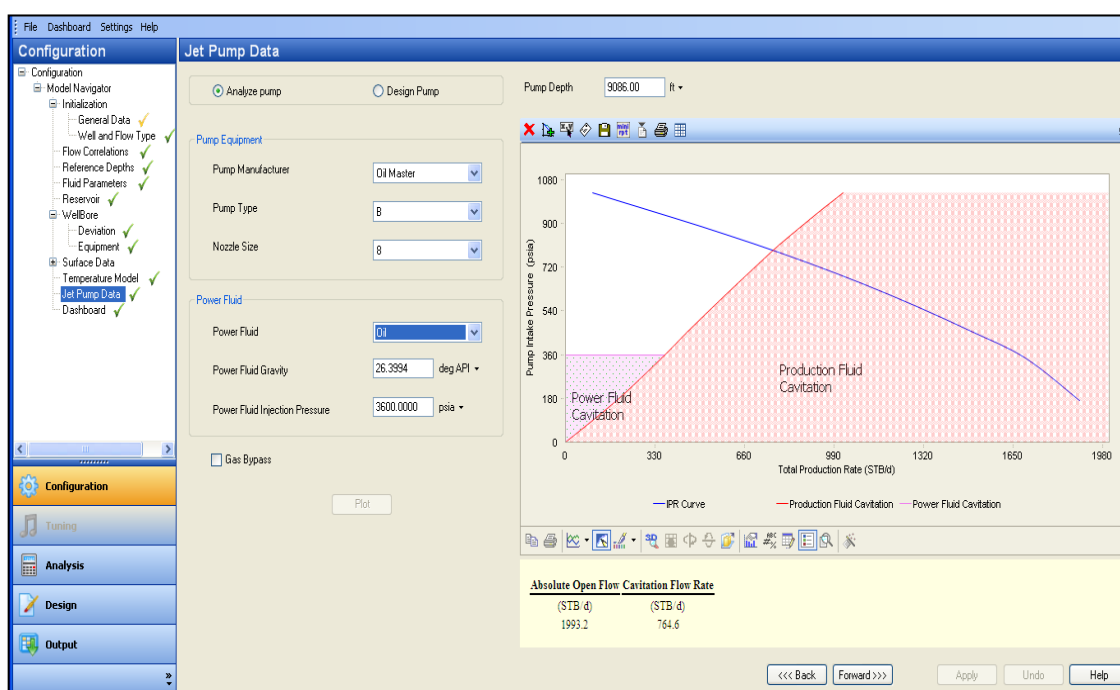
Representación gráfica de la curva IPR para el pozo SAC-019 de acuerdo a la información digitada en WellFlo. Método de Vogel Compuesto (yacimiento saturado y subsaturado).



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

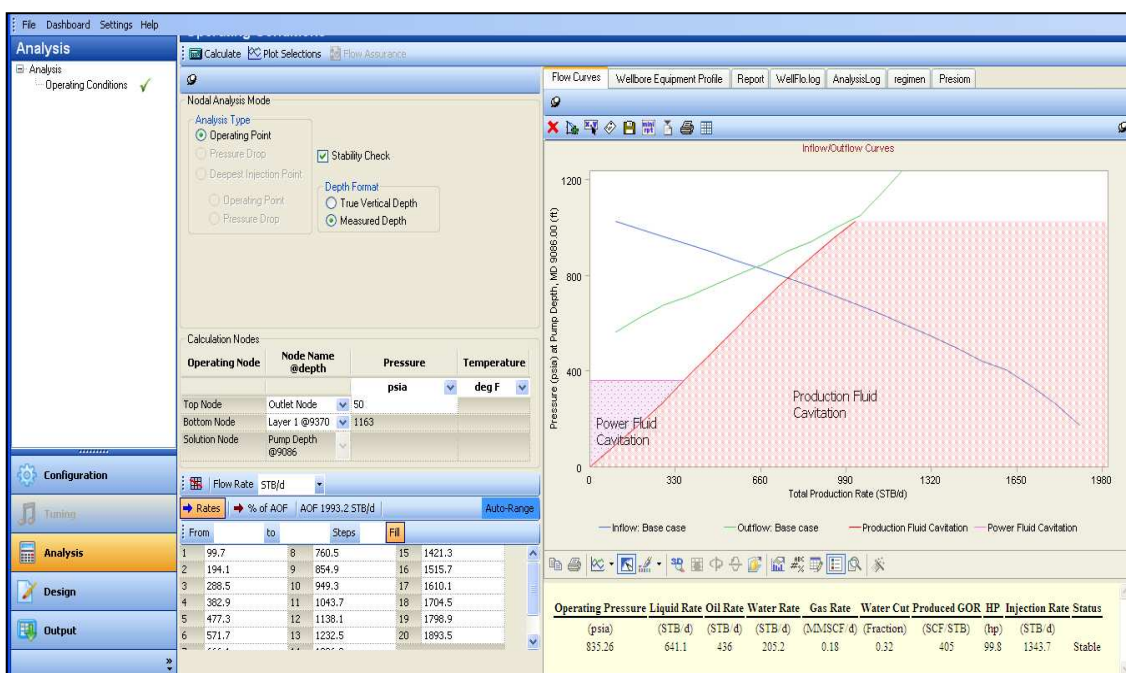
Información de la bomba Jet (fabricante con sus respectivas áreas) y fluido de potencia (fluido motriz o inyección). Para este caso el pozo utiliza una bomba Jet Claw de Cía. Sertecpet 8A, debido a que el software no cuenta con el fabricante mencionado se procede a realizar el artificio de acuerdo a sus geometrías como se puede observar en la tabla 3. Y en base a estos resultados la geometría que más se acopla a las condiciones del pozo es del fabricante Oil Master B8 como se puede observar en la siguiente captura de pantalla.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

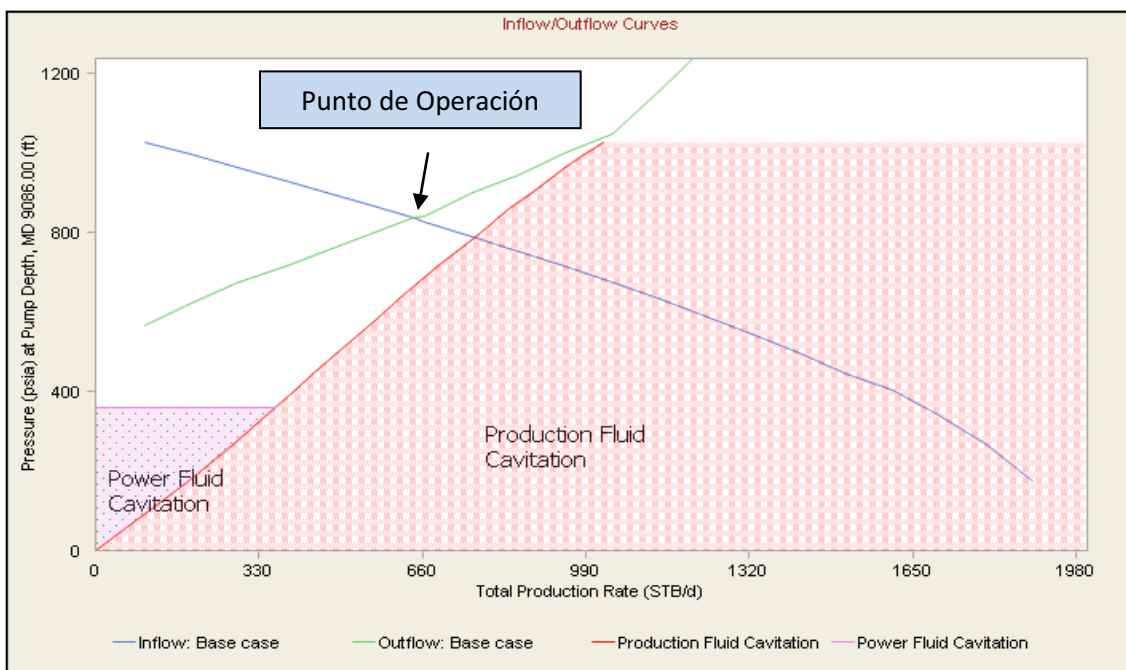
Se determina el Nodo Solución y la rata de producción para construir el Inflow y Outflow a las condiciones actuales. Este pozo produce a un tanque que se encuentra en la locación del pozo.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

La intersección de las curvas Inflow y Outflow permiten encontrar el punto de operación al que debe trabajar la bomba con la siguiente información.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

De acuerdo al Software en el punto de operación se encuentra la siguiente información:

TABLA 4.6 PUNTO DE OPERACIÓN POZO SAC-19

PUNTO DE OPERACIÓN		
Presión operación	Psia	835.26
QTOTAL	Bls/día	641.1
T operación	F	210.8
HP operación	Hp	99.80
Q inyección	Bls/día	1343.7
Qo	Bls/día	436
Qw	Bls/día	205.2
Pwf	Psia	936.11
GAS	MMSCF/d	0.1766
GOR	SCF/STB	405
WC	fracción	0.32

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Como se observa los resultados expuestos por el software el pozo SAC-019 puede producir una tasa de petróleo de 436 bls/día con una presión de inyección de 3600 psi y de fondo fluyente de 936 psi, con un caudal de inyección de 1343.7 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 99.8 hp desde la estación al pozo.

Al comparar estos valores con la prueba de producción actual del pozo se encuentra que la bomba que está en la actualidad trabaja por encima del máximo rango de producción al igual que el caudal de inyección es mayor al que puede soportar la bomba, se observa al realizar el análisis con otro fabricante y utilizando una misma área de nozzle que el pozo puede producir mayor caudal y con un caudal de inyección de 1343 bls/d que es menor al que

se inyecta actualmente de 1500 bls/d por lo que se ahorraría 157 bls/d que representan una optimización de producción del pozo.

Por lo que se debería diseñar nuevamente la bomba, en base a estos resultados el programa presenta una opción que ayudarán a optimizar el sistema de levantamiento a este pozo.

Se sugiere cambiar de bomba a una Oil Master con una geometría B8 que permitirá levantar mayor cantidad de fluido con un menor caudal de inyección y en el punto de operación óptimo de la bomba.

Además se recomienda utilizar la instrumentación de superficie (medidores de corte de agua, presión, temperatura) que ayudarán a obtener valores en tiempo real de la información del pozo que será de gran ayuda al ingeniero de campo al momento de tomar decisiones de los posibles problemas del pozo. En este pozo se pudo observar continuos trabajos en la limpieza de la válvula reguladora de flujo lo que dificultaría una correcta lectura de parámetros, por tal motivo es necesario colocar instrumentación que permita medir estos parámetros de forma correcta.

4.5 ANÁLISIS DEL POZO SAC-062

El pozo SAC-062 fue completado el 1 de noviembre de 1973 para flujo natural de la formación Hollín inferior, la producción de este pozo tiene una serie de dificultades en el transcurso de su vida productora es el caso que se le realiza primero un prueba para producir con sistema de bombeo electrosumergible no exitoso el pozo queda cerrado, en el próximo WO el pozo queda produciendo con una bomba electrosumergible varios problemas en la producción, en diciembre de 1995 empieza a producir bajo el sistema de bombeo hidráulico con cavidad tipo Guiberson PL II, hasta la actualidad se han registrado 13 Workover por diferentes situaciones, ejemplo; (evaluación de zona productora, cambio de sistema de levantamiento de PPS a PPH ,cambio de completación

por problemas de comunicación casing-tubing). Se ha registrado el último B'UP el 22 de octubre de 2011 por lo que se ha trabajado con la información suministrada.

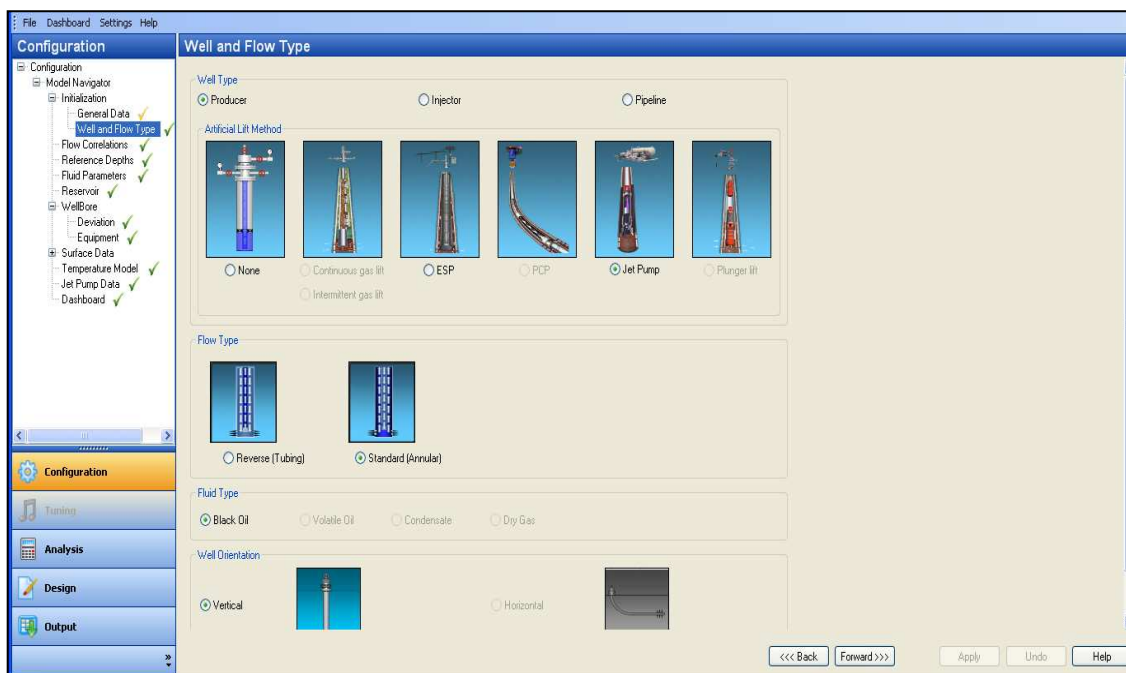
TABLA 4.7 PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO SAC-62

Pr:	3040 psi
Pwh:	60 psi
Pwf:	493 psi (B'UP)
Pb:	550 psi
API:	26.9
Prof bomba:	9084 ft
Prof arena:	9824 ft
Bomba:	Jet 9l
Qt:	494 bls/d
BSW:	0.02 %
Arena:	Hs
Tubería:	
ID tubing:	3.5 pulg
ID casing:	7 pulg
γgas:	1.3561
GOR:	124

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Se ingresa la información en el orden respectivo presentado en el capítulo tres del uso de WellFlo para obtener los resultados deseados.

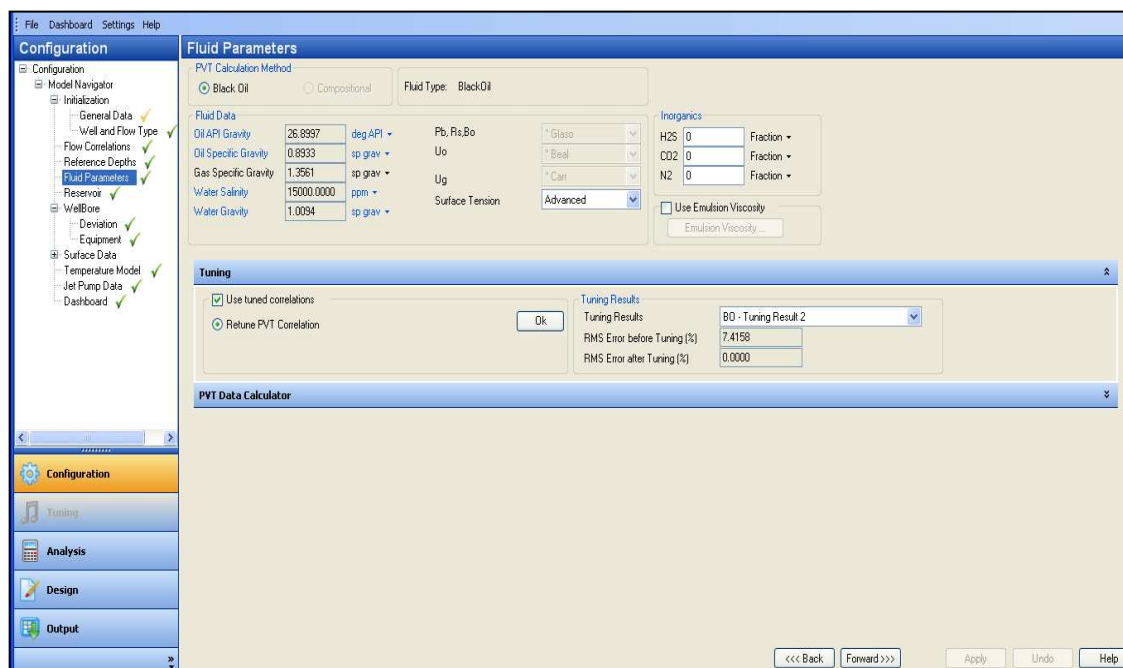
Tipo de pozo, fluido, flujo, método de sistema de levantamiento y orientación del pozo se presenta en la siguiente captura de pantalla de la herramienta.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Parámetros del fluido, correlaciones de ajuste de Pb, Rs, Bo, Uo y Ug (Tuning) resultados del ajuste.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Datos de la arena productora y curva IPR

The screenshot shows the 'Reservoir Layers Data' configuration window in WellFlo. The 'Layer 1 General' tab is active, displaying the following parameters:

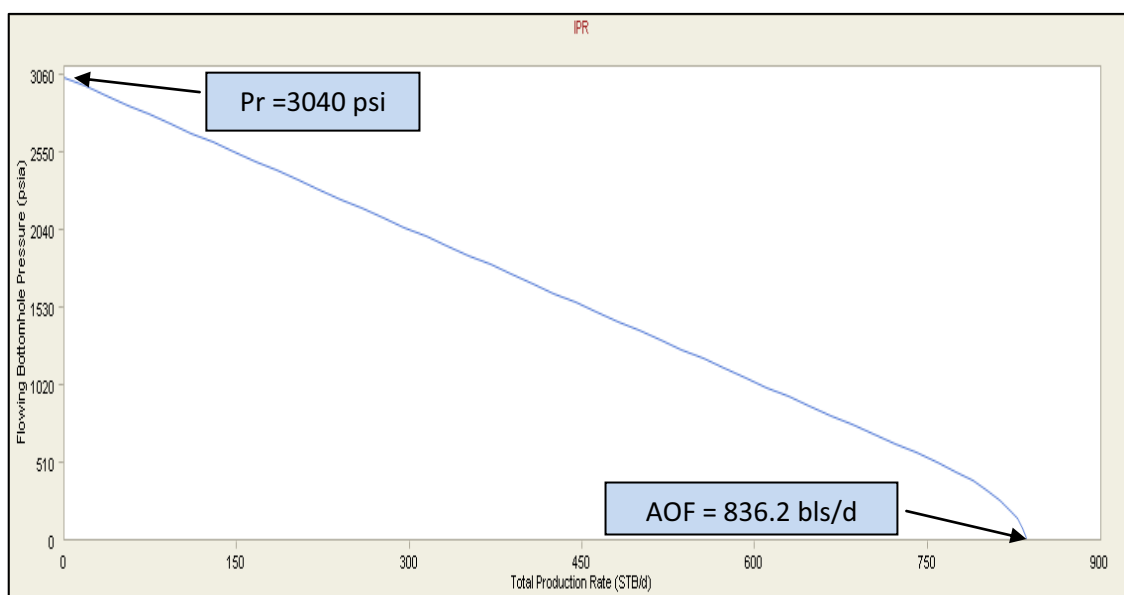
Parameter	Value	Units
Pressure	3040.0000	psia
Temperature	225.0	deg F
Midpoint Depth (MD)	9824.00	ft
Water Cut	0.024	Fraction
Gas-Oil Ratio	124.0000	SCF/STB
IPR Model	Vogel	
Vogel Coefficient	0.2000	
Productivity Index (J)	0.3000	STB/d/psi

Additional settings include 'Include non-Darcy effects' (unchecked) and 'Absolute open flow (AOF)' set to 836.2 STB/d.

FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

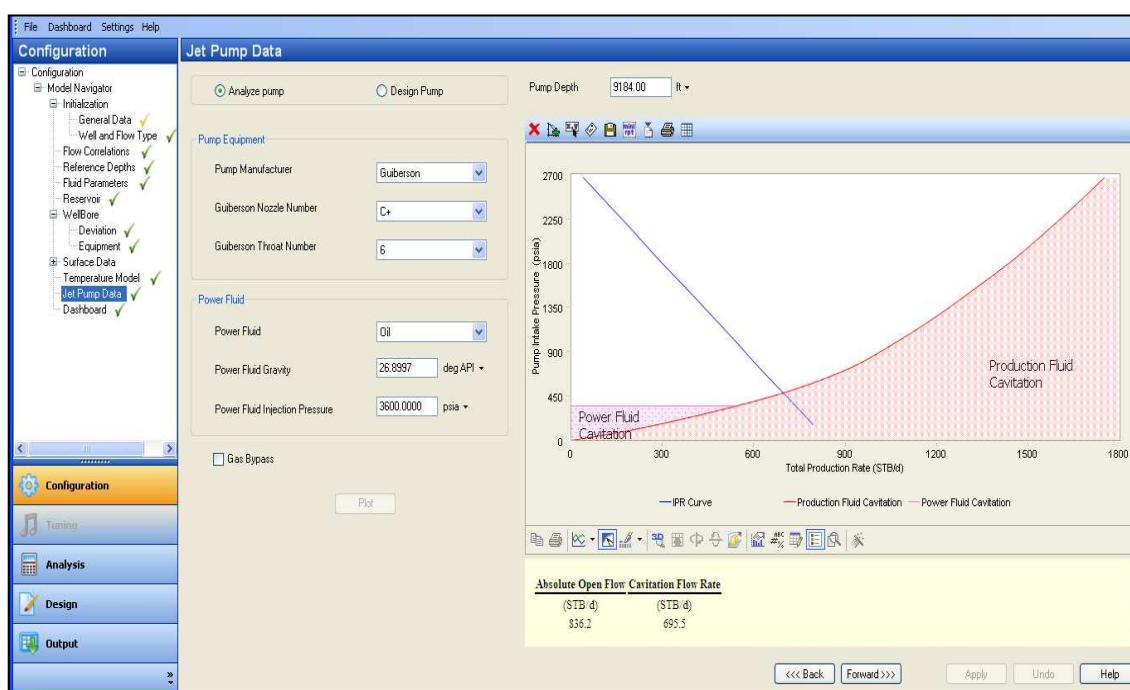
Representación gráfica de la curva IPR para el pozo SAC-062 de acuerdo a la información digitada en WellFlo. Método de Vogel Compuesto (yacimiento saturado y subsaturado).



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

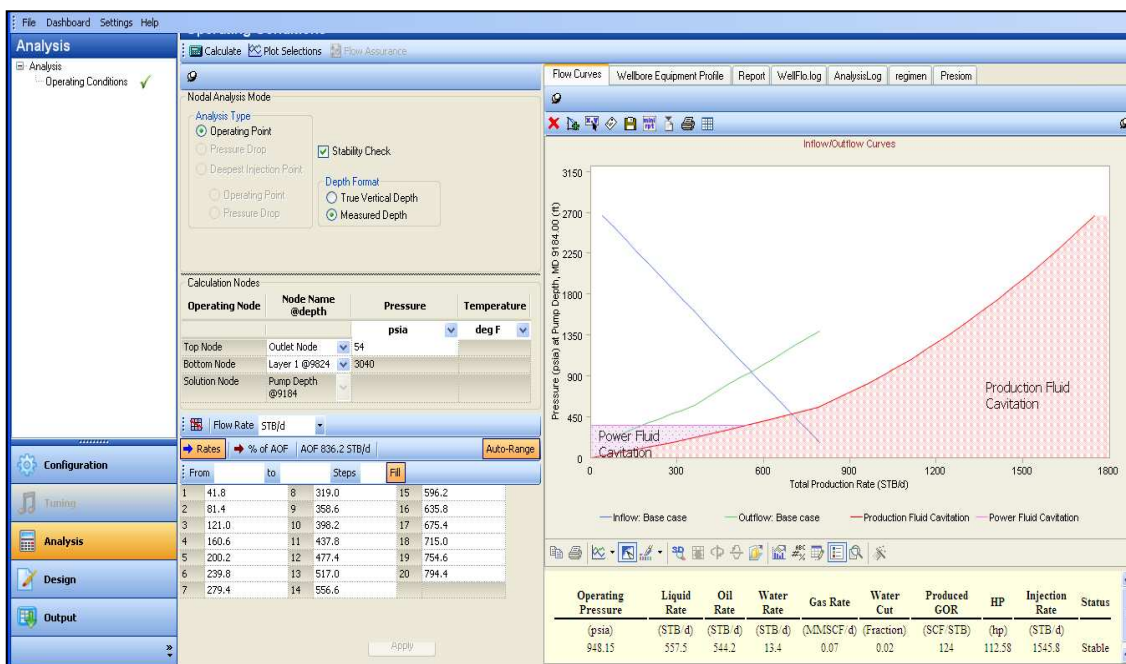
Información de la bomba Jet (fabricante con sus respectivas áreas) y fluido de potencia (fluido motriz o inyección). Para este caso el pozo utiliza una bomba Jet Claw de Cía. Sertecpet 9I, debido a que el software no cuenta con el fabricante mencionado se procede a realizar el artificio de acuerdo a sus geometrías como se puede observar en la tabla 3. Y en base a estos resultados la geometría que más se acopla a las condiciones del pozo es del fabricante Guiberson C+6 como se puede observar en la siguiente captura de pantalla.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

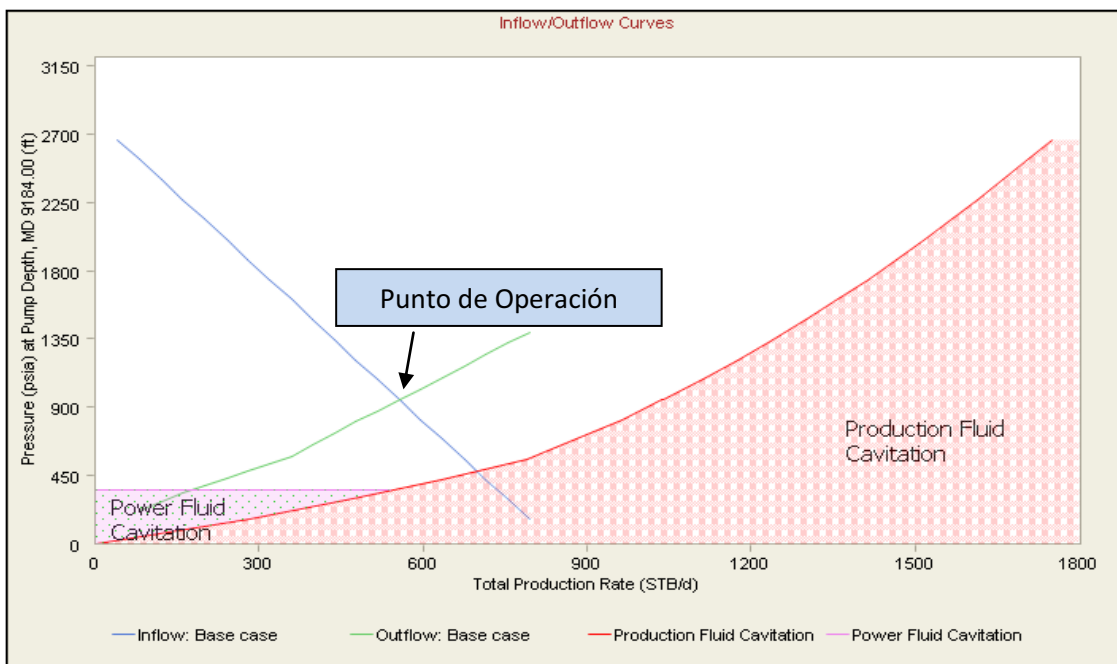
Se determina el Nodo Solución y la rata de producción para construir el Inflow y Outflow a las condiciones actuales. Este pozo produce a un tanque que se encuentra en la locación del pozo.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

La intersección de las curvas Inflow y Outflow permiten encontrar el punto de operación al que debe trabajar la bomba con la siguiente información.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

De acuerdo al Software en el punto de operación se encuentra la siguiente información:

TABLA 4.8 PUNTO DE OPERACIÓN POZO SAC-62

PUNTO DE OPERACIÓN		
Presión operación	Psia	948.15
QTOTAL	Bls/día	557.5
T operación	F	222.9
HP operación	Hp	112.579
Q inyección	Bls/día	1545.8
Qo	Bls/día	544.2
Qw	Bls/día	13.4
Pwf	Psia	1181.5
GAS	MMSCF/d	0.0675
GOR	SCF/STB	124
WC	fracción	0.024

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Como se observa los resultados expuestos por el software el pozo SAC-062 puede producir una tasa de petróleo de 544.2 bls/día con una presión de inyección de 3600 psi y de fondo fluyente de 1181.5 psi, con un caudal de inyección de 1545.8 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 112.58 hp desde la estación al pozo.

Al comparar estos valores con la prueba de producción actual del pozo se encuentra que la bomba que está en la actualidad trabaja por el límite máximo del rango de inyección que puede soportar la bomba, se observa al realizar el análisis con otro fabricante y utilizando la misma geometría con un área de nozzle semejante a la actual que el pozo puede producir mayor caudal, necesitando 50 bls mas de fluido motriz para producir los 557.5 bls/d que representan una optimización de producción en el pozo.

Por lo que se debería diseñar nuevamente la bomba, en base a estos resultados el programa presenta opciones que ayudarán a optimizar el sistema de levantamiento del pozo.

Se sugiere cambiar de bomba a una Guiberson con una geometría C+6 que permitirá levantar mayor cantidad de fluido en el punto de operación óptimo.

Al utilizar la misma bomba Jet 9I verificar los posibles problemas que puede estar pasando en fondo con la bomba puede darse el caso de cavitación o taponamiento de la bomba.

Además se recomienda utilizar la instrumentación de superficie (medidores de corte de agua, presión, temperatura) que ayudarán a obtener valores en tiempo real de la información del pozo que será de gran ayuda al ingeniero de campo al momento de tomar decisiones de los posibles problemas del pozo. En este pozo se pudo observar continuos trabajos en la limpieza de la válvula reguladora de flujo lo que dificultaría una correcta lectura de parámetros, por tal motivo es necesario colocar instrumentación que permita medir estos parámetros de forma correcta.

4.6 ANÁLISIS DEL POZO SAC-111

El pozo SAC-111 fue completado el 17 de marzo de 1988 empieza evaluación Hollín Superior, en noviembre de 1988 se baja completación definitiva para producir con el sistema de bombeo hidráulico con cavidad tipo Guiberson PL II, después de haberse cambiado la cavidad, hasta la actualidad se han registrado 4 Workover por diferentes situaciones, ejemplo; (cambio de zona productora, cambio de completación por problemas de comunicación casing-tubing y cambio de completación por atascamiento de la bomba). El pozo está localizado en la Estación Sacha Sur y produce de la arena T. Se ha registrado el último B'UP el 31 de enero de 1995 por lo que se ha trabajado con la información suministrada.

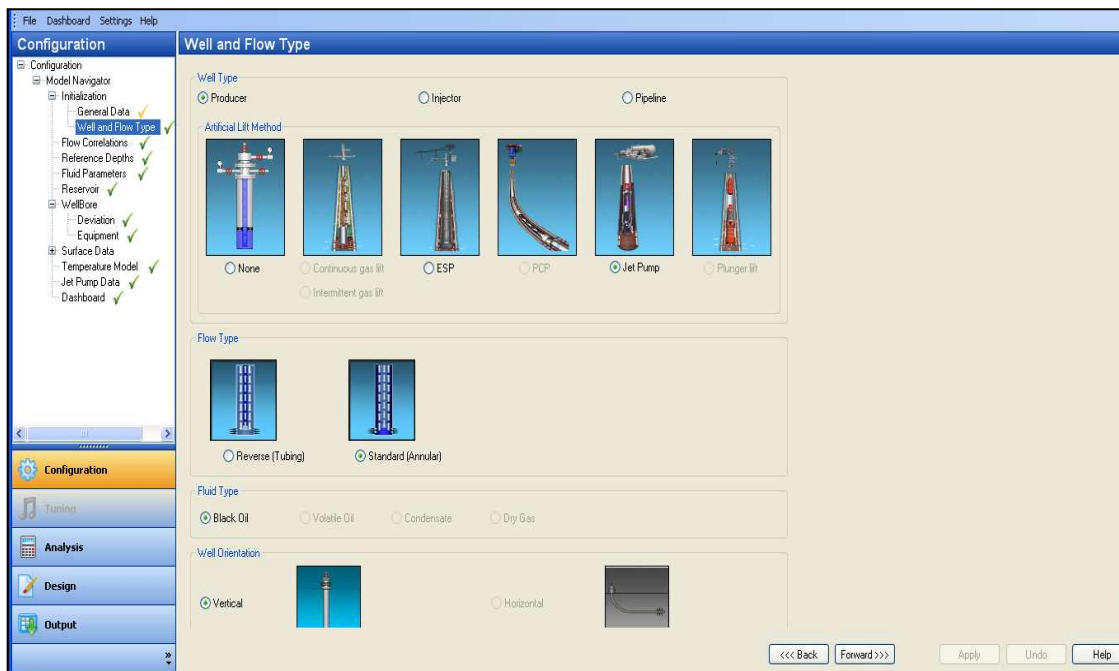
TABLA 4.9 PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO SAC-111

Pr:	1202 psi
Pwh:	108 psi
Pwf:	855 psi (B'UP)
Pb:	1310 psi
API:	26.4
Prof bomba:	9261 ft
Prof arena:	9648.5 ft
Bomba:	Jet 9l
Qt:	300 bls/d
BSW:	11.67 %
Arena:	T
Tubería:	
ID tubing:	3.5 pulg
ID casing:	7 pulg
ygas:	1.251
GOR:	436

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Se ingresa la información en el orden respectivo presentado en el capítulo tres del uso de WellFlo para obtener los resultados deseados.

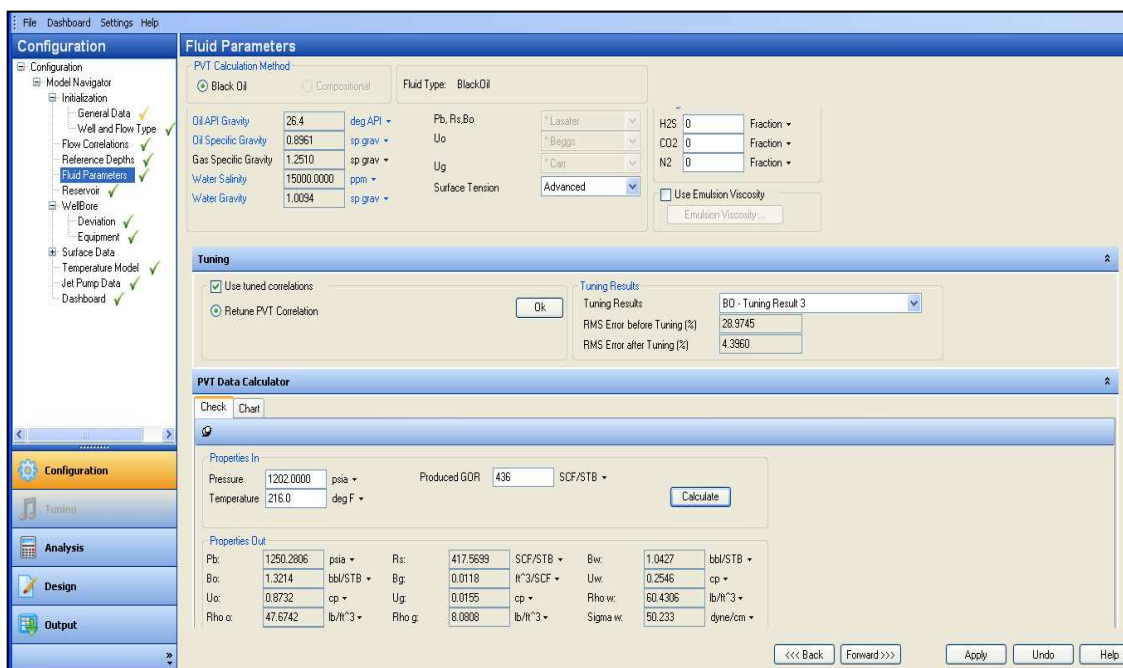
Tipo de pozo, fluido, flujo, método de sistema de levantamiento y orientación del pozo se presenta en la siguiente captura de pantalla de la herramienta.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

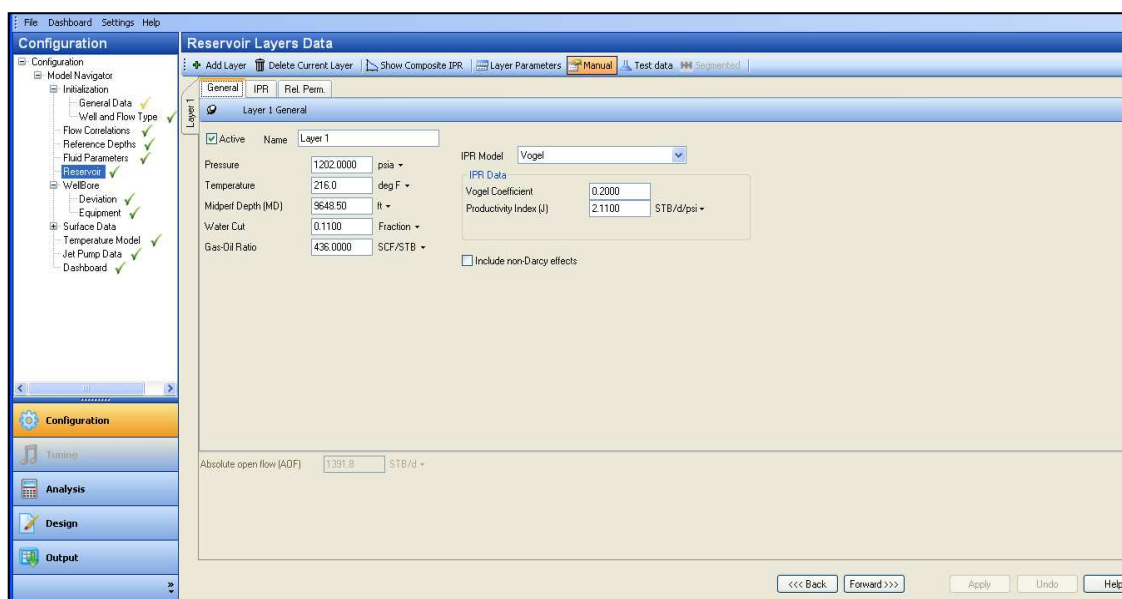
Parámetros del fluido, correlaciones de ajuste de Pb, Rs, Bo, Uo y Ug (Tuning) resultados del ajuste.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

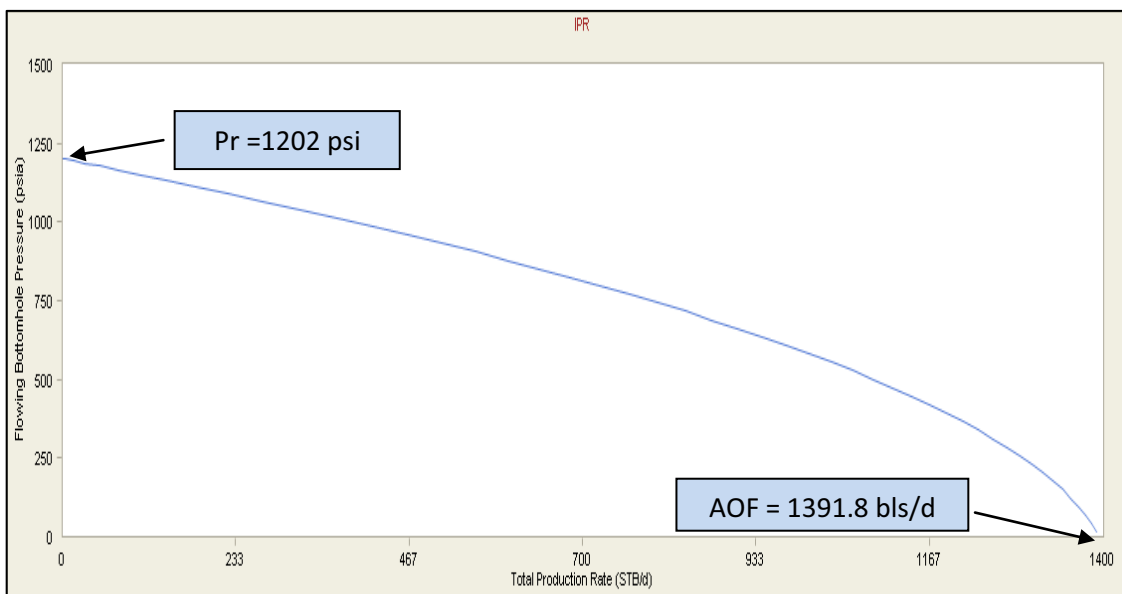
Datos de la arena productora y curva IPR



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

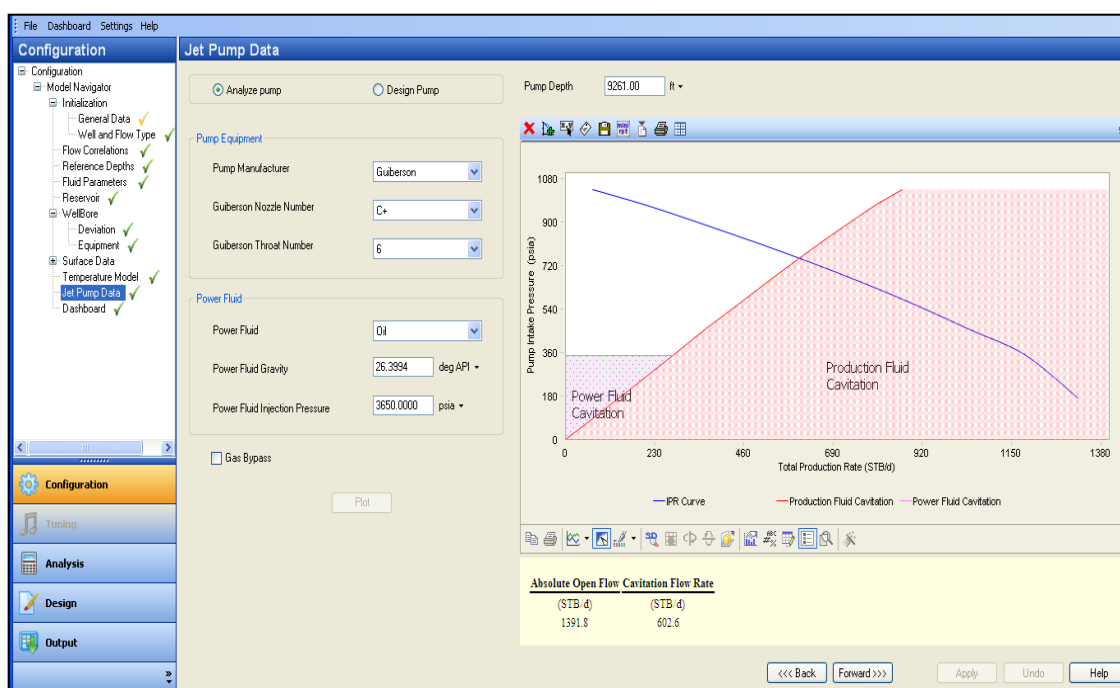
Representación gráfica de la curva IPR para el pozo SAC-111 de acuerdo a la información digitada en WellFlo. Método de Vogel Compuesto (yacimiento subsaturado).



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

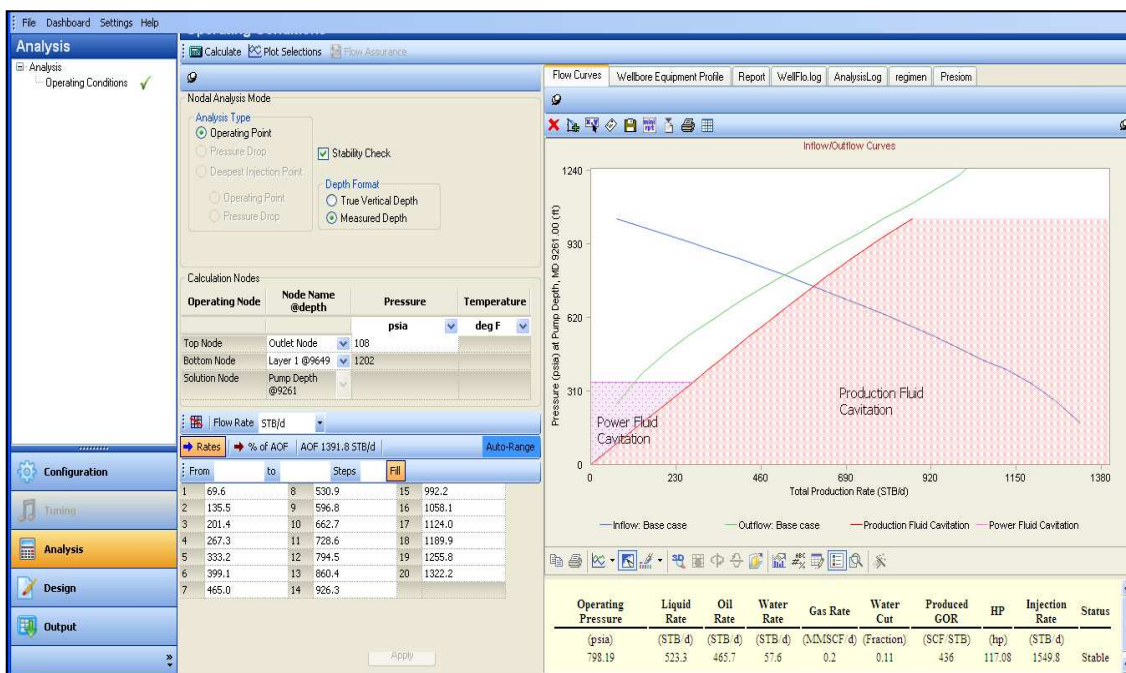
Información de la bomba Jet (fabricante con sus respectivas áreas) y fluido de potencia (fluido motriz o inyección). Para este caso el pozo utiliza una bomba Jet de Cía. Sertecpet 9l, debido a que el software no cuenta con el fabricante mencionado se procede a realizar el artificio de acuerdo a sus geometrías como se puede observar en la tabla 3. Y en base a estos resultados la geometría que más se acopla a las condiciones del pozo es del fabricante Guiberson C+6 como se puede observar en la siguiente captura de pantalla.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

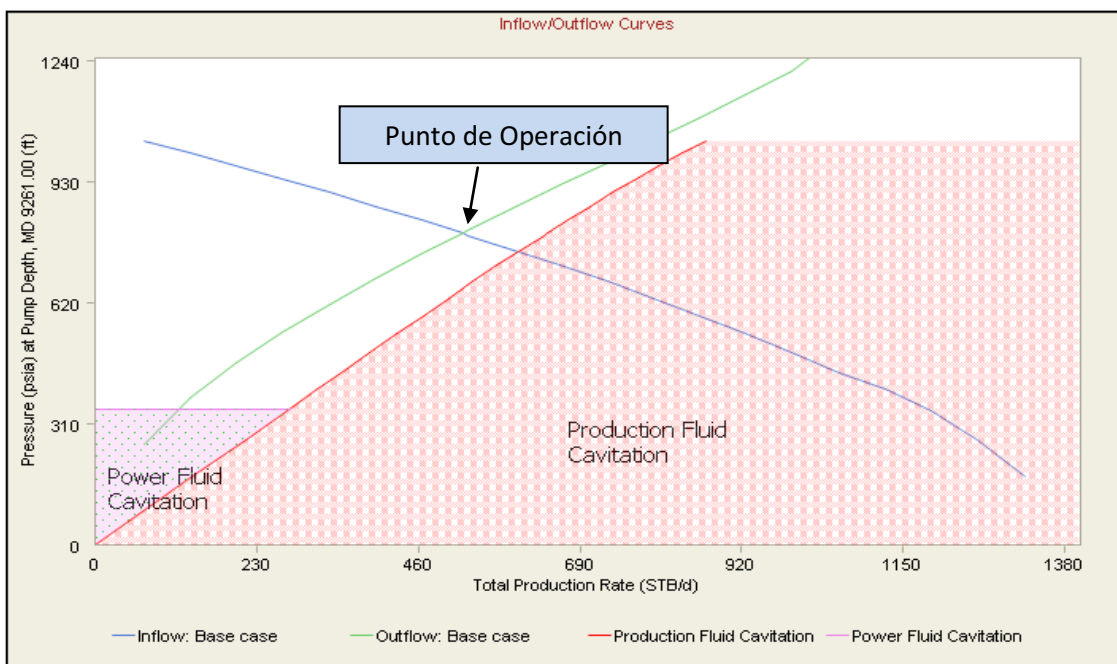
Se determina el Nodo Solución y la rata de producción para construir el Inflow y Outflow a las condiciones actuales. Este pozo produce a un tanque que se encuentra en la locación del pozo.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

La intersección de las curvas Inflow y Outflow permiten encontrar el punto de operación al que debe trabajar la bomba con la siguiente información.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

De acuerdo al Software en el punto de operación se encuentra la siguiente información:

TABLA 4.10 PUNTO DE OPERACIÓN POZO SAC-111

PUNTO DE OPERACIÓN		
Presión operación	Psia	798.19
QTOTAL	Bls/día	523.3
T operación	F	215.4
HP operación	Hp	117.078
Q inyección	Bls/día	1549.8
Qo	Bls/día	465.7
Qw	Bls/día	57.6
Pwf	Psia	925.28
GAS	MMSCF/d	0.2031
GOR	SCF/STB	436
WC	fracción	0.11

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Como se observa los resultados expuestos por el software el pozo SAC-111 puede producir una tasa de petróleo de 465.7 bls/día con una presión de inyección de 3650 psi y de fondo fluyente de 925.28 psi, con un caudal de inyección de 1549.8 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 117.078 hp desde la estación al pozo.

Al comparar estos valores con la prueba de producción actual del pozo se encuentra que la bomba que está en la actualidad trabaja por encima del máximo rango de inyección que puede soportar la bomba, se observa al realizar el análisis con otro fabricante y utilizando una misma área de nozzle que el pozo puede producir mayor caudal y con un caudal de inyección de 1549.8 bls/d que es menor al que se inyecta actualmente de 1600 bls/d por lo que se ahorraría 60 bls/d que representan una optimización de producción del pozo. Además se podría recomendar que para este caudal se pueda utilizar

una bomba de menor área del nozzle para producir este mismo caudal y con un menor caudal de inyección, dependiendo de las presiones que se estén presentando actualmente.

Por lo que se debería diseñar nuevamente la bomba, en base a estos resultados el programa presenta una opción que ayudarán a optimizar el sistema de levantamiento a este pozo.

Se sugiere cambiar de bomba a una Guiberson con una geometría C+6 que permitirá levantar mayor cantidad de fluido con un menor caudal de inyección y en el punto de operación óptimo de la bomba.

Además se recomienda utilizar la instrumentación de superficie (medidores de corte de agua, presión, temperatura) que ayudarán a obtener valores en tiempo real de la información del pozo que será de gran ayuda al ingeniero de campo al momento de tomar decisiones de los posibles problemas del pozo. En este pozo se pudo observar continuos trabajos en la limpieza de la válvula reguladora de flujo lo que dificultaría una correcta lectura de parámetros, por tal motivo es necesario colocar instrumentación que permita medir estos parámetros de forma correcta.

4.7 ANÁLISIS DEL POZO SAC-118

El pozo SAC-118 fue completado el 06 de noviembre de 1991 un pozo intermedio desde los inicios de la perforación en el Campo Sacha.

Se evalúan las arenas y determinan que Hollín inferior produce con un alto BSW bajo el sistema de bombeo hidráulico, en el historial del pozo consta que se han realizado 5 Workover hasta la fecha por diferentes situaciones ejemplo cambio de completación por pesca de bomba y cavidad, comunicación casing-tubing, packer desasentado. El pozo está localizado en la Estación Sacha

Central y produce de la arena U. Se ha registrado el último B'UP el 12 de julio de 1997 por lo que se ha trabajado con la información suministrada.

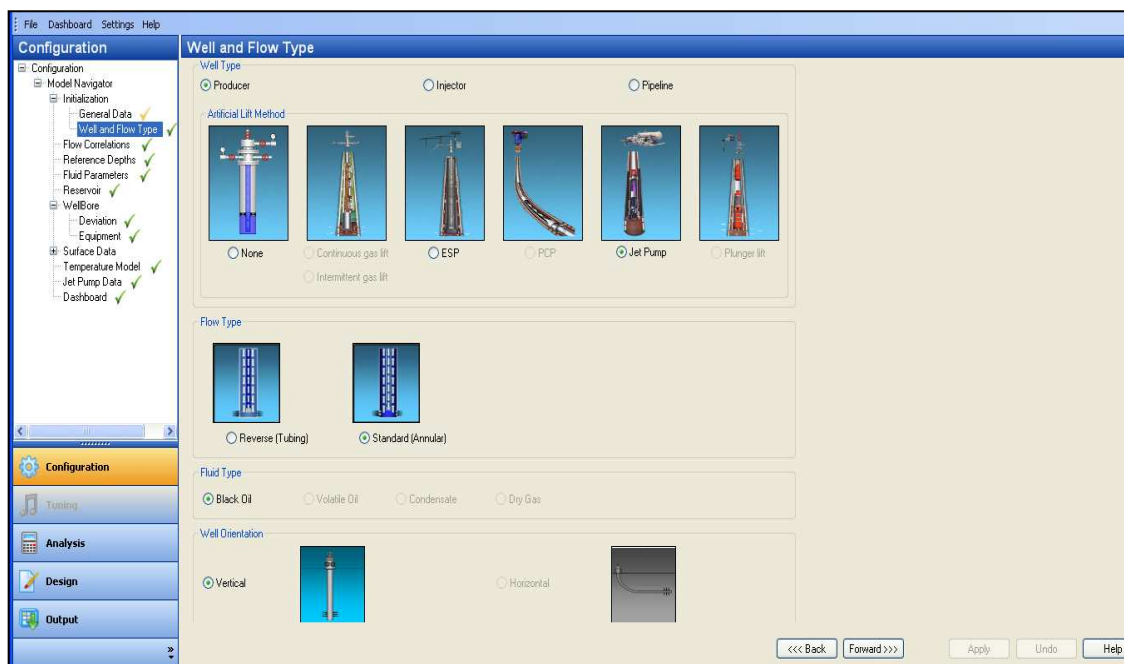
TABLA 4.11 PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO SAC-118

Pr:	1185 psi
Pwh:	54 psi
Pwf:	503 psi (B'UP)
Pb:	1170psi
API:	25.9
Prof bomba:	9254 ft
Prof arena:	9603 ft
Bomba:	Jet 10J
Qt:	398 bls/d
BSW:	2.76 %
Arena:	U
Tubería:	
ID tubing:	3.5 pulg
ID casing:	7 pulg
γgas:	1.21
GOR:	178.29

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Se ingresa la información en el orden respectivo presentado en el capítulo tres del uso de WellFlo para obtener los resultados deseados.

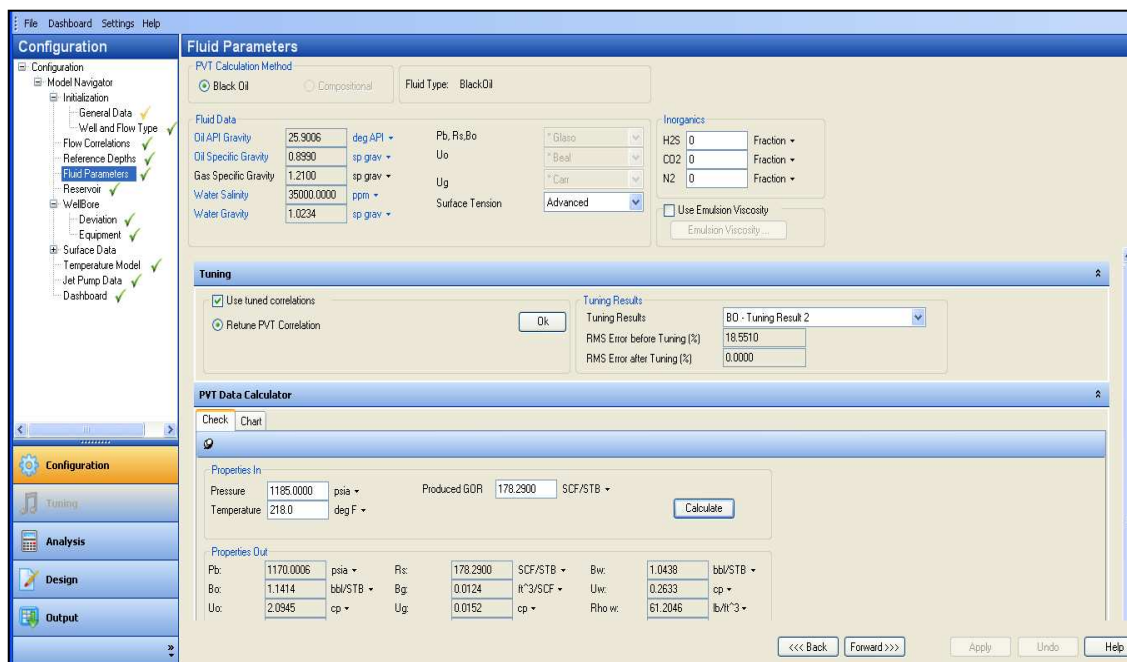
Tipo de pozo, fluido, flujo, método de sistema de levantamiento y orientación del pozo se presenta en la siguiente captura de pantalla de la herramienta.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

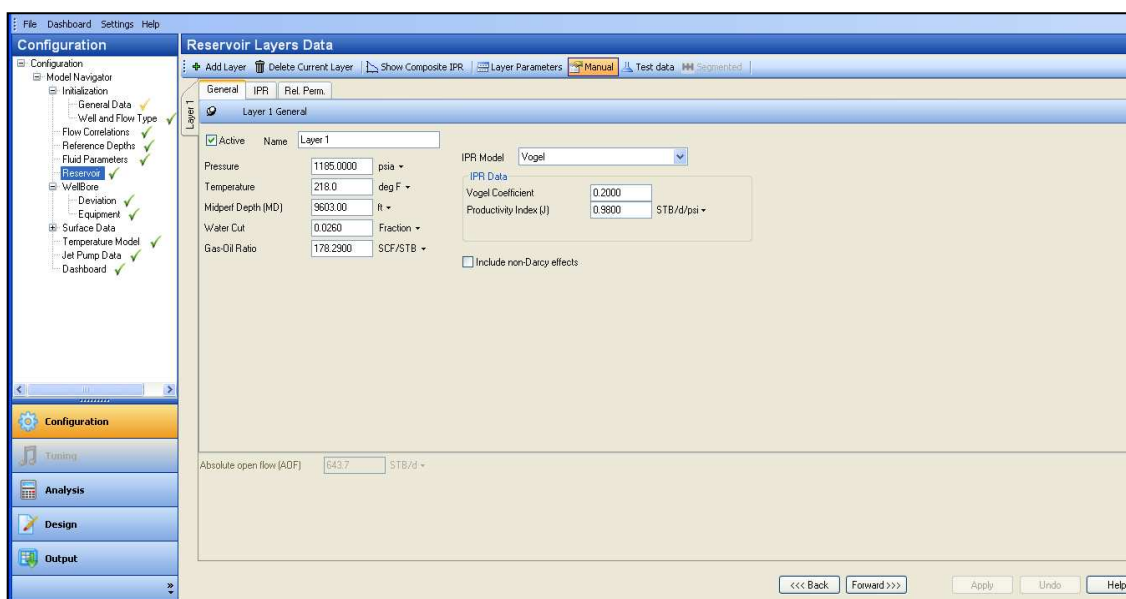
Parámetros del fluido, correlaciones de ajuste de Pb, Rs, Bo, Uo y Ug (Tuning) resultados del ajuste.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

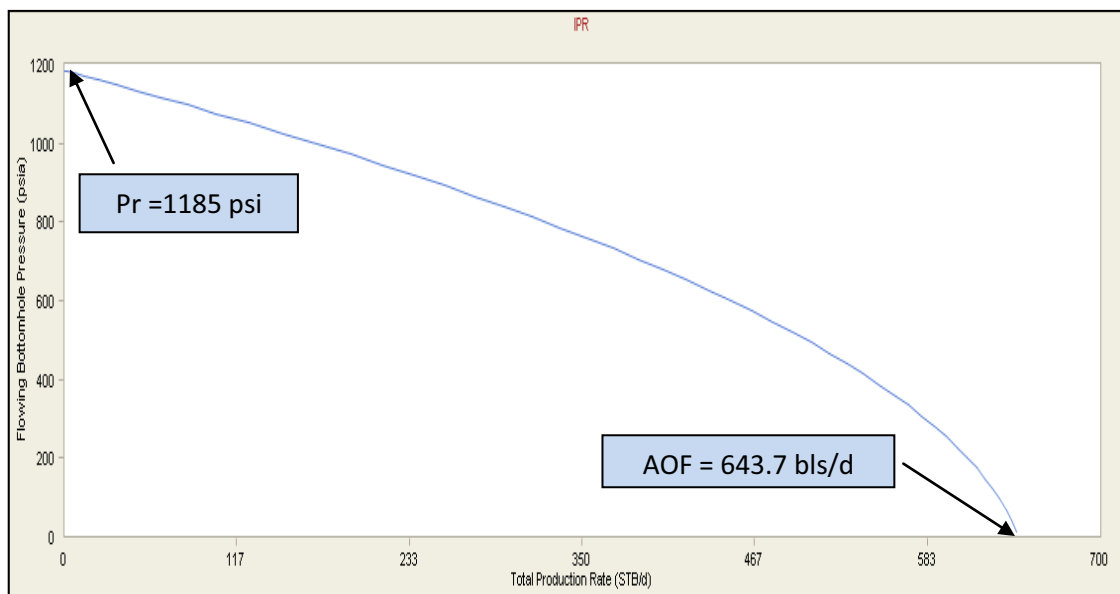
Datos de la arena productora y curva IPR



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

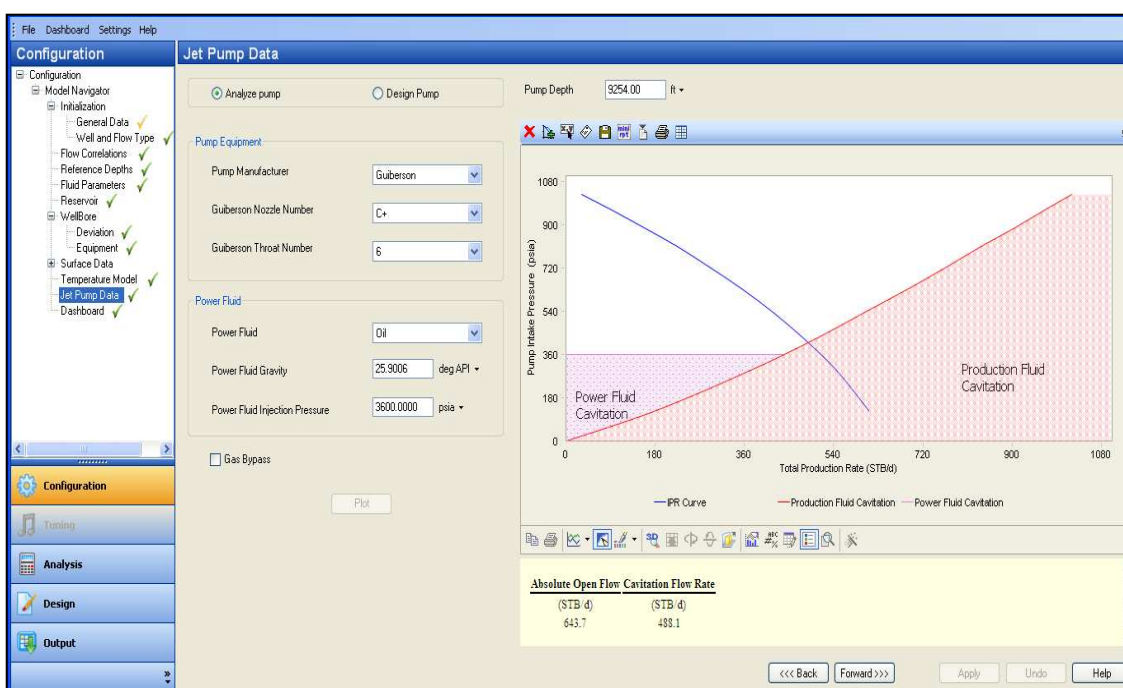
Representación gráfica de la curva IPR para el pozo SAC-118 de acuerdo a la información digitada en WellFlo. Método de Vogel Compuesto (yacimiento saturado y subsaturado).



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

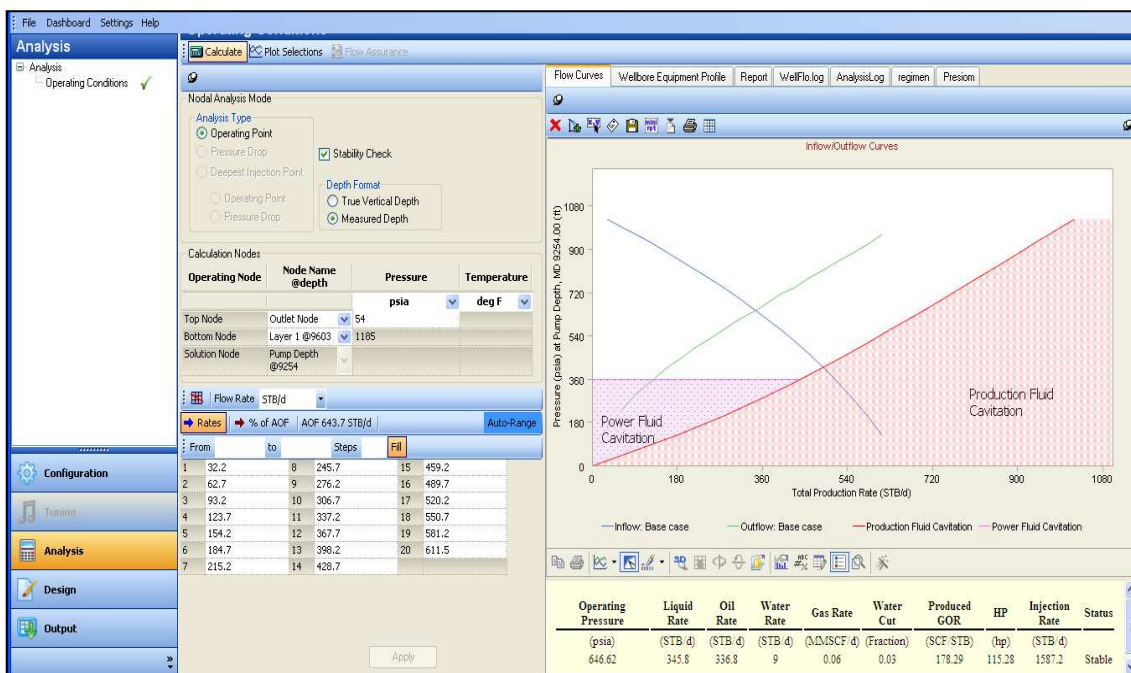
Información de la bomba Jet (fabricante con sus respectivas áreas) y fluido de potencia (fluido motriz o inyección). Para este caso el pozo utiliza una bomba Jet de Cía. Sertecpet 10J, debido a que el software no cuenta con el fabricante mencionado se procede a realizar el artificio de acuerdo a sus geometrías como se puede observar en la tabla 3. Y en base a estos resultados la geometría que más se acopla a las condiciones del pozo es del fabricante Guiberson C+6 como se puede observar en la siguiente captura de pantalla.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

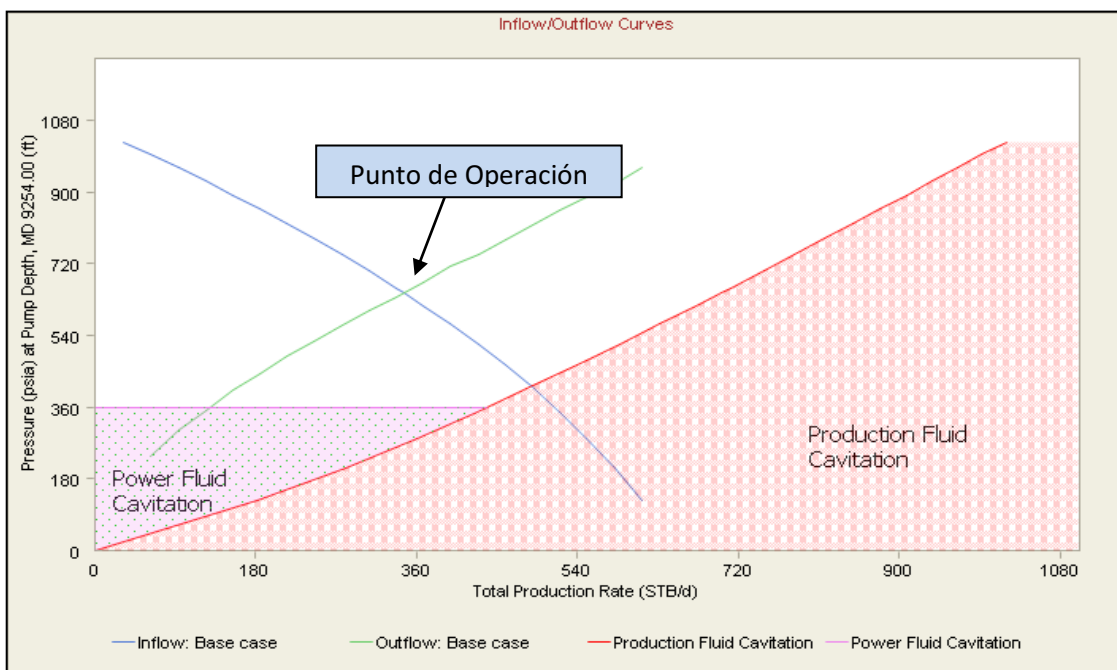
Se determina el Nodo Solución y la rata de producción para construir el Inflow y Outflow a las condiciones actuales. Este pozo produce a un tanque que se encuentra en la locación del pozo.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

La intersección de las curvas Inflow y Outflow permiten encontrar el punto de operación al que debe trabajar la bomba con la siguiente información.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

De acuerdo al Software en el punto de operación se encuentra la siguiente información:

TABLA 4.12 PUNTO DE OPERACIÓN POZO SAC-118

PUNTO DE OPERACIÓN		
Presión operación	Psia	646.62
QTOTAL	Bls/día	345.7
T operación	F	217
HP operación	Hp	115.283
Q inyección	Bls/día	1587.2
Qo	Bls/día	336.8
Qw	Bls/día	9
Pwf	Psia	770.8341
GAS	MMSCF/d	0.06
GOR	SCF/STB	178.29
WC	fracción	0.026

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Como se observa los resultados expuestos por el software el pozo SAC-118 puede producir una tasa de petróleo de 336.8 bls/día con una presión de inyección de 3600 psi y de fondo fluente de 770.8 psi, con un caudal de inyección de 1587.2 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 115.18 hp desde la estación al pozo.

Al comparar estos valores con la prueba de producción actual del pozo se encuentra que la bomba que está en la actualidad trabaja por encima del máximo rango de inyección que puede soportar la bomba, se observa al realizar el análisis con otro fabricante y utilizando una misma área de nozzle que el pozo puede producir un caudal igual o mayor con un caudal de inyección de 1587.2 bls/d que es menor al que se inyecta actualmente de 1900 bls/d por lo que se ahorraría 610 bls/d que representan una optimización de producción del pozo. Además se podría recomendar inyectar unos 20 barriles más y se

puede producir más de lo que el pozo está produciendo actualmente siempre que se vaya verificando los parámetros.

Por lo que se debería cambiar de geometría en el caso de seguir con la misma Compañía y analizando cada una de las posibilidades de diseño a una mayor área en el caso de seguir inyectando más fluido motriz o disminuir el área para trabajar con este caudal, realizar una revisión de la geometría porque puede darse el caso de que cavite la garganta o presencia de sólidos por

Se sugiere cambiar de bomba a una Guiberson con una geometría C+6 que permitirá levantar mayor cantidad de fluido con un menor caudal de inyección y en el punto de operación óptimo de la bomba.

Además se recomienda utilizar la instrumentación de superficie (medidores de corte de agua, presión, temperatura) que ayudarán a obtener valores en tiempo real de la información del pozo que será de gran ayuda al ingeniero de campo al momento de tomar decisiones de los posibles problemas del pozo. En este pozo se pudo observar continuos trabajos en la limpieza de la válvula reguladora de flujo y la carta de presión de cabeza no es confiable porque se encuentra descalibrada lo que dificultaría una correcta lectura de parámetros, por tal motivo es necesario colocar instrumentación que permita medir estos parámetros de forma correcta.

4.8 ANÁLISIS DEL POZO SAC-140D

El pozo SAC-140D fue completado el 09 de noviembre del 2007 es uno de los pozos más nuevos del Campo Sacha, empieza su producción con MTU evaluando Hollín Inferior.

En febrero del 2011 se baja completación definitiva para producir con el sistema de bombeo hidráulico con cavidad PL-II clase "B", hasta la actualidad se ha registrado 1 Workover para repunzonar la Arena Ui y bajar completación

definitiva. El pozo está localizado en la Estación Sacha Norte 1 y produce de la arena U inferior. A este pozo se le ha realizado en sus inicios una prueba de ratas múltiples por lo que no es muy confiable esta información, además es de Hollín, para este caso que el pozo produce de la Arena U se han tomado datos de un pozo cercano que produzca de la misma arena y tenga un B'UP reciente y el pozo que cumple con estas condiciones es SAC-10 que tiene registros de un B'UP cercano por lo que se ha trabajado con la información suministrada.

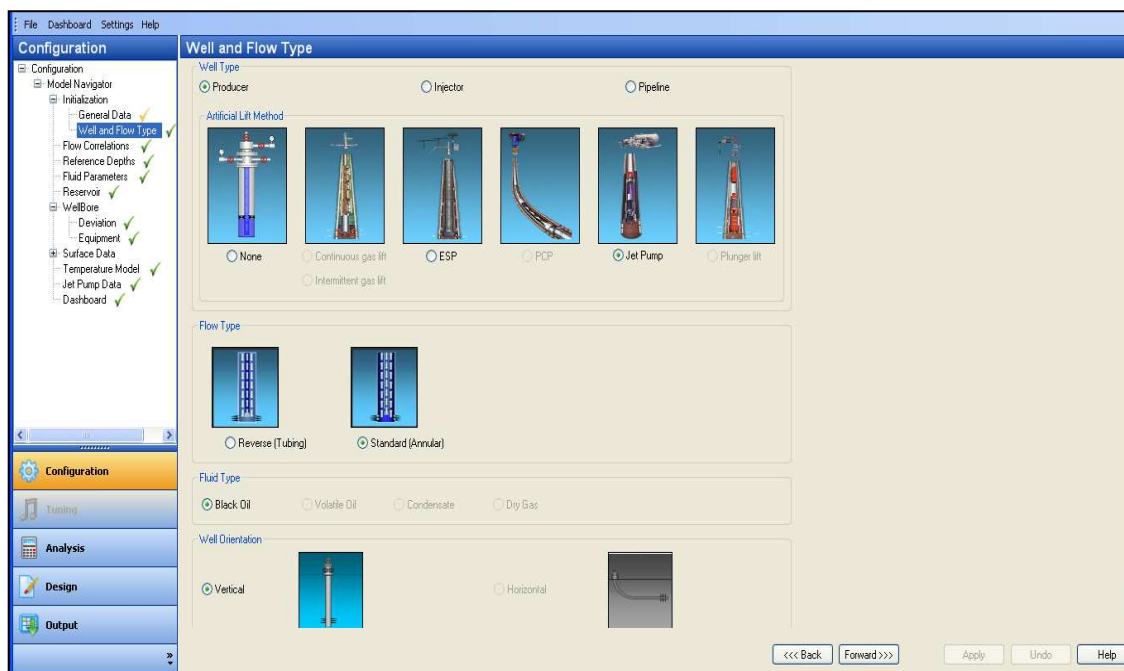
TABLA 4.13 PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO SAC-140D

Pr:	2090 psi
Pwh:	100 psi
Pwf:	616 psi (B'UP)
Pb:	1175 psi
API:	25.9
Prof bomba:	10,138.5 ft
Prof arena:	10,319 ft
Bomba:	Jet 10k
Qt:	1253 bls/d
BSW:	11.67 %
Arena:	U inferior
Tubería:	
ID tubing:	3.5 pulg
ID casing:	7 pulg
γgas:	1.138
GOR:	111

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Se ingresa la información en el orden respectivo presentado en el capítulo tres del uso de WellFlo para obtener los resultados deseados.

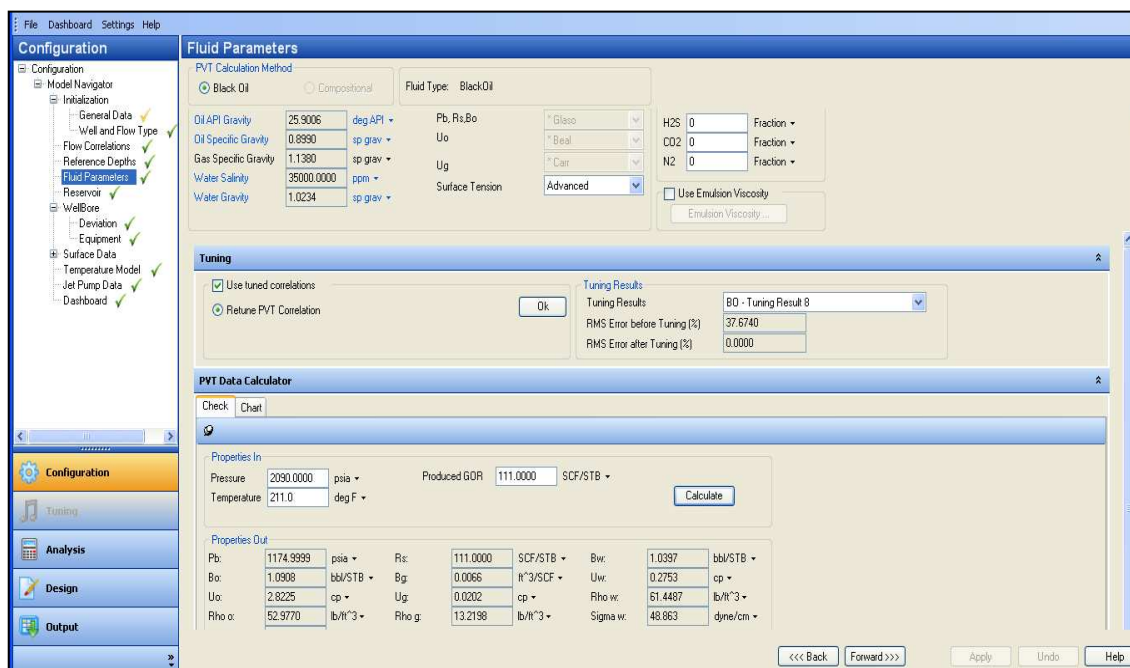
Tipo de pozo, fluido, flujo, método de sistema de levantamiento y orientación del pozo se presenta en la siguiente captura de pantalla de la herramienta.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

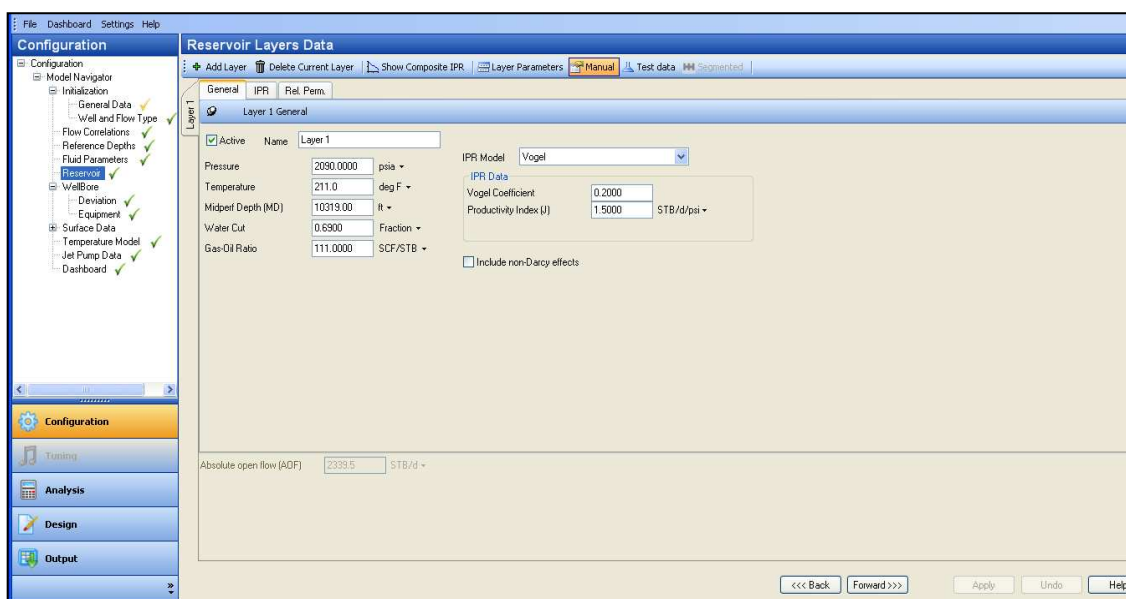
Parámetros del fluido, correlaciones de ajuste de Pb, Rs, Bo, Uo y Ug (Tuning) resultados del ajuste.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

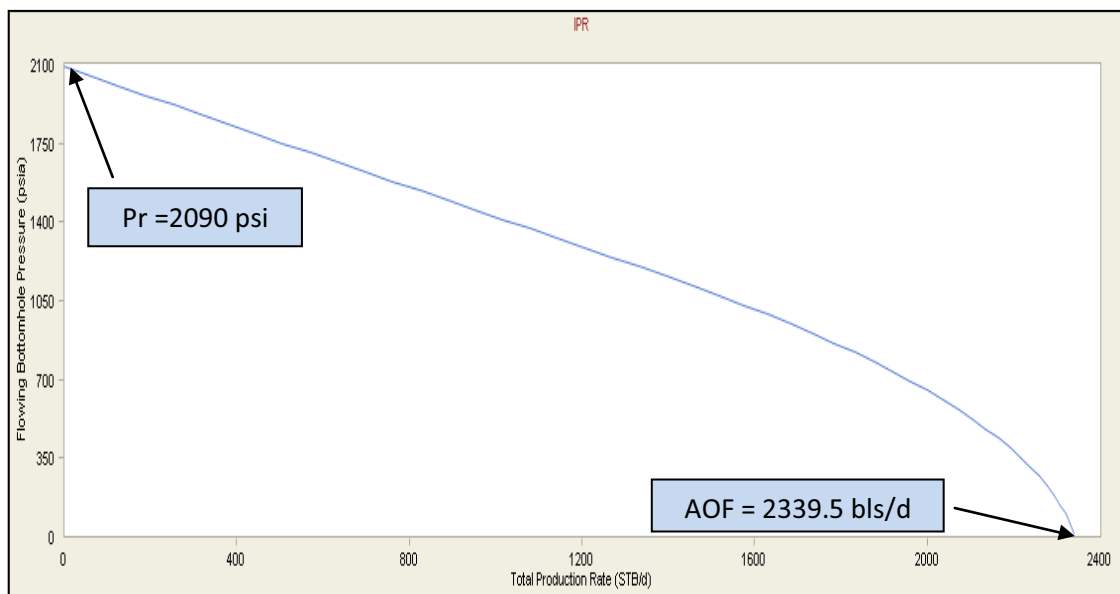
Datos de la arena productora y curva IPR



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

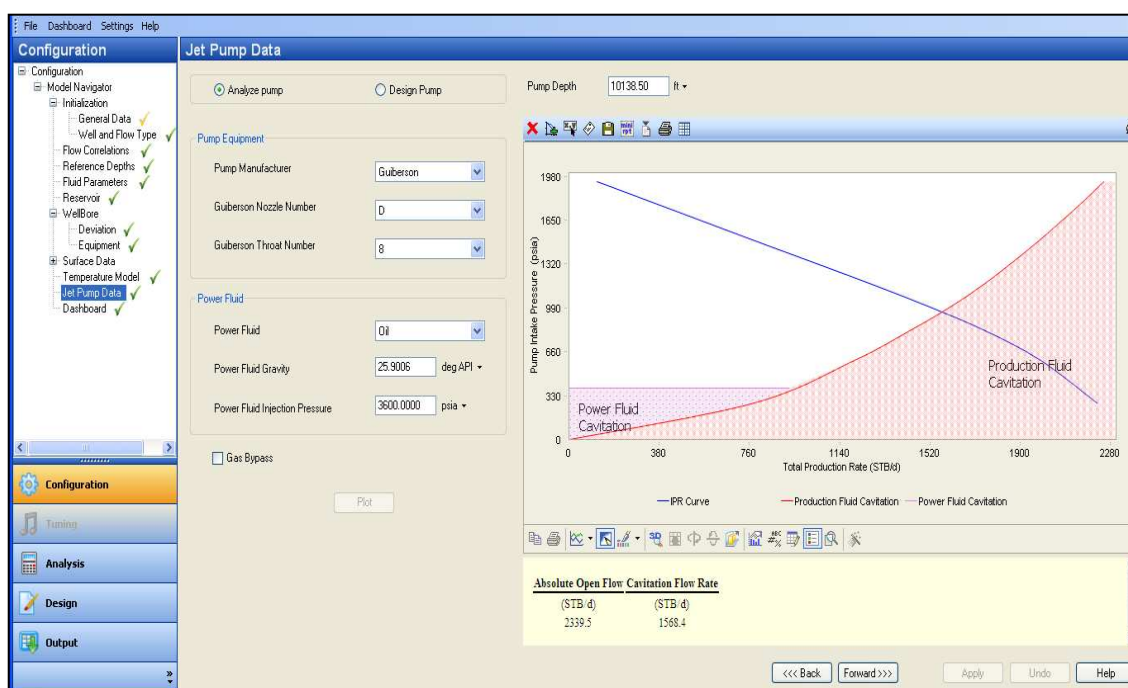
Representación gráfica de la curva IPR para el pozo SAC-140D de acuerdo a la información digitada en WellFlo. Método de Vogel Compuesto (yacimiento subsaturado).



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

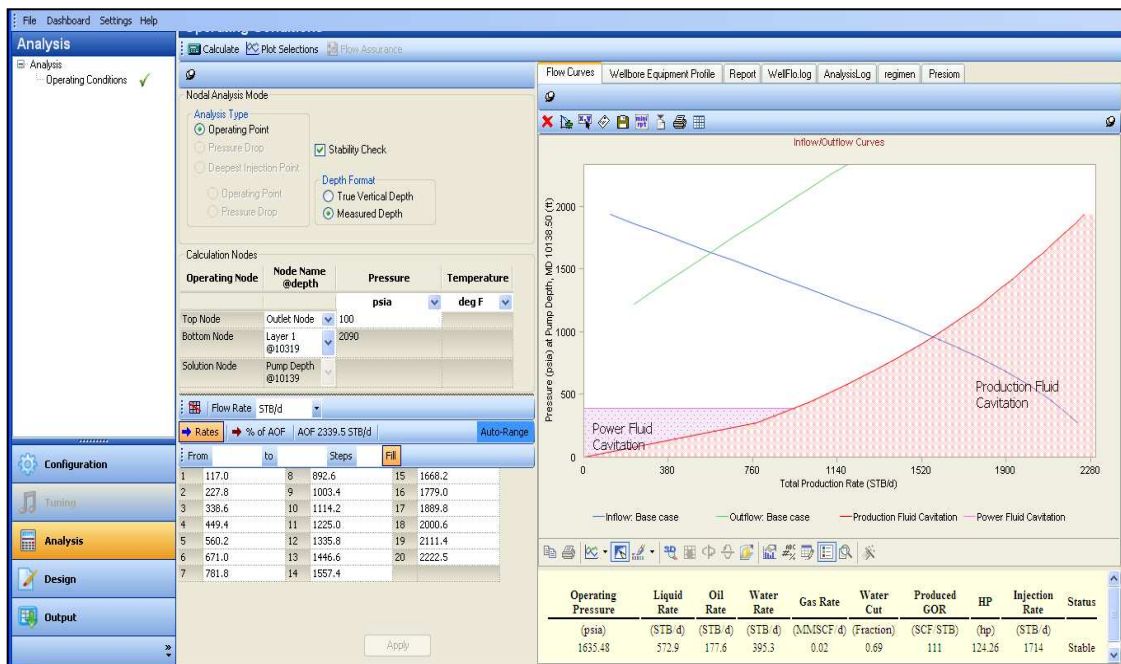
Información de la bomba Jet (fabricante con sus respectivas áreas) y fluido de potencia (fluido motriz o inyección). Para este caso el pozo utiliza una bomba Jet de Cía. Sertecpet 10K, debido a que el software no cuenta con el fabricante mencionado se procede a realizar el artificio de acuerdo a sus geometrías como se puede observar en la tabla 3. Y en base a estos resultados la geometría que más se acopla a las condiciones del pozo es del fabricante Guiberson C+6 como se puede observar en la siguiente captura de pantalla.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

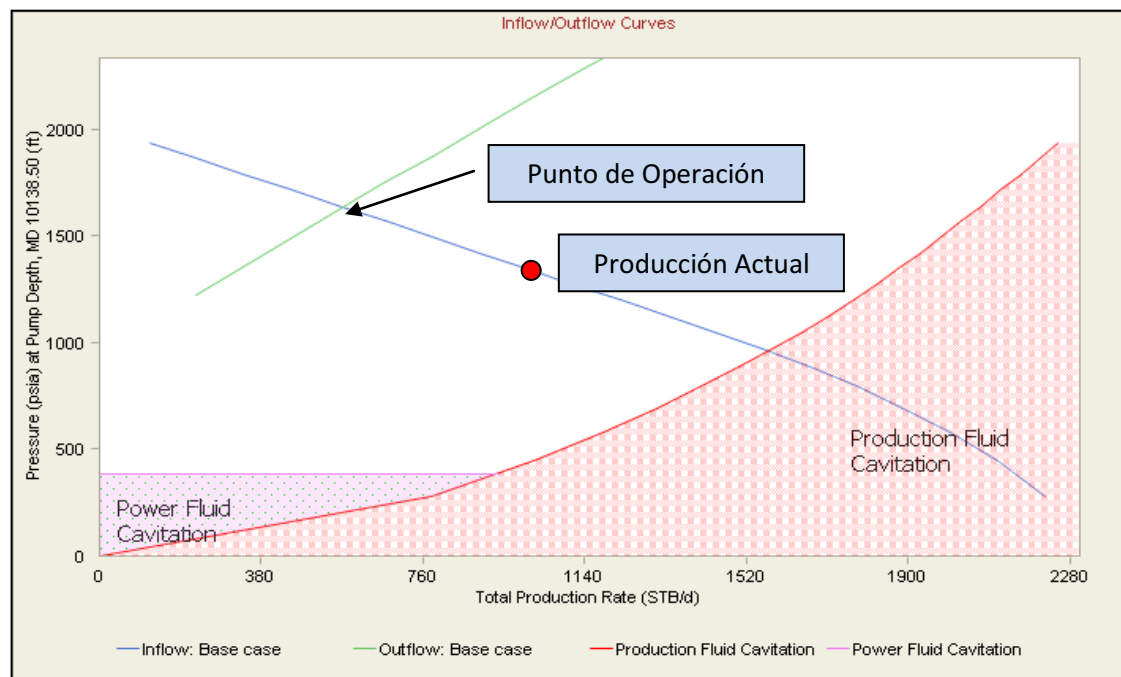
Se determina el Nodo Solución y la rata de producción para construir el Inflow y Outflow a las condiciones actuales. Este pozo produce a un tanque que se encuentra en la locación del pozo.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

La intersección de las curvas Inflow y Outflow permiten encontrar el punto de operación al que debe trabajar la bomba con la siguiente información.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

De acuerdo al Software en el punto de operación se encuentra la siguiente información:

TABLA 4.14 PUNTO DE OPERACIÓN POZO SAC-140D

PUNTO DE OPERACIÓN		
Presión operación	Psia	1635.48
QTOTAL	Bls/día	572.9
T operación	F	210.9
HP operación	Hp	124.260
Q inyección	Bls/día	1714
Qo	Bls/día	177.6
Qw	Bls/día	395.3
Pwf	Psia	1708.06
GAS	MMSCF/d	0.0197
GOR	SCF/STB	111
WC	fracción	0.69

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Como se observa los resultados expuestos por el software el pozo SAC-140D puede producir una tasa de petróleo de 177.6 bls/día con una presión de inyección de 3600 psi y de fondo fluyente de 1708.06 psi, con un caudal de inyección de 1714 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 124.26 hp desde la estación al pozo.

Al comparar estos valores con la prueba de producción actual del pozo podemos darnos cuenta que no concuerdan con la información proporcionada, a pesar de estar produciendo con la misma geometría pero distinta bomba, este problema se debe a que no se tiene un verdadero valor del potencial del pozo con sus respectivas presiones, se está asumiendo valores por lo que el análisis es incoherente al verdadero caudal de producción.

Analizando los resultados podemos decir que a pesar de haber tomado un B'UP de un pozo cercano con las mismas características no tiene el mismo comportamiento por lo que se puede decir en base a estos resultados que el pozo está aportando su potencial porque tiene una alta presión de reservorio que ayuda a levantar mayor cantidad de fluido con un caudal de inyección menor, se puede concluir que la bomba que trabaja actualmente en el pozo esta bajo las condiciones exactas para levantar fluido, lo importante es tomar medidas correctivas a tiempo, realizar un análisis de la zona productora, el porqué de un alto corte de agua estando en la Arena U, además es conveniente realizar un B'UP al pozo para obtener información real que permitirá realizar un análisis completo de la verdadera situación del pozo para realizar el diseño de la bomba adecuada a las condiciones de fondo.

Además se recomienda utilizar la instrumentación de superficie (medidores de corte de agua, presión, temperatura) que ayudarán a obtener valores en tiempo real de la situación actual del pozo que será de gran ayuda para el ingeniero de campo al momento de tomar decisiones en los posibles problemas del pozo. En este pozo se pudo observar continuos trabajos en la limpieza de la válvula reguladora de flujo lo que dificultaría una correcta lectura de parámetros de superficie, por tal motivo es necesario colocar instrumentación que permita medir estos parámetros de forma correcta en la fase de automatización del Campo.

4.9 ANÁLISIS DEL POZO SAC-147D

El pozo SAC-147D fue completado el 27 de enero de 2008 se observa un soplo fuerte por lo que produce al tanque de la locación mediante flujo natural uno de los últimos pozos perforados en el Campo Sacha, en agosto del 2009 empieza a producir bajo el sistema de bombeo hidráulico con Camisa SL-SL de la Cía Sertecpet, hasta la actualidad se ha registrado 1 Workover para asentar un CIBP a 10185 ft y punzonar con TCP Hollín inferior y evaluar para bajar bombeo hidráulico.

El pozo está localizado en la Estación Sacha Norte 1 y produce de la arena Hollín inferior. Se ha registrado el último B'UP el 31 de enero del 2008 por lo que se ha trabajado con la información disponible.

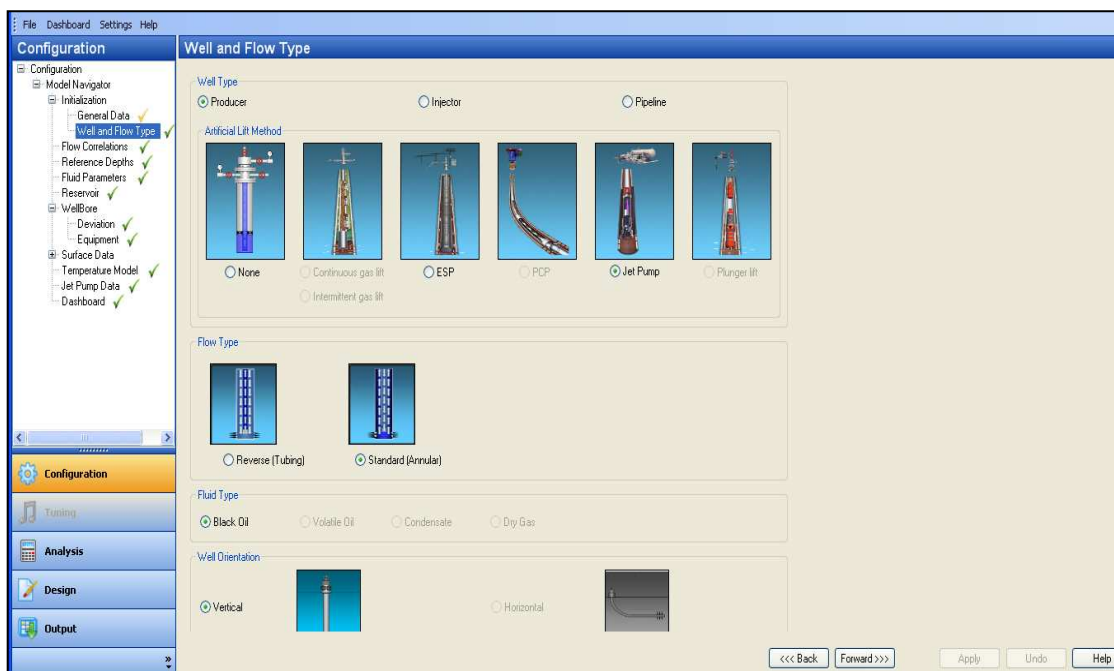
TABLA 4.15 PARÁMETROS ACTUALES DEL POZO SAC-147D

Pr:	4100 psi
Pwh:	45 psi
Pwf:	3700 psi (B'UP)
Pb:	78 psi
API:	26.3
Prof bomba:	9932 ft
Prof arena:	10,167 ft
Bomba:	Jet 10K
Qt:	632
BSW:	23.73 %
Arena:	Hi
Tubería:	
ID tubing:	3.5 pulg
ID casing:	7 pulg
γgas:	1.55
GOR:	24

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Se ingresa la información en el orden respectivo presentado en el capítulo tres del uso de WellFlo para obtener los resultados deseados.

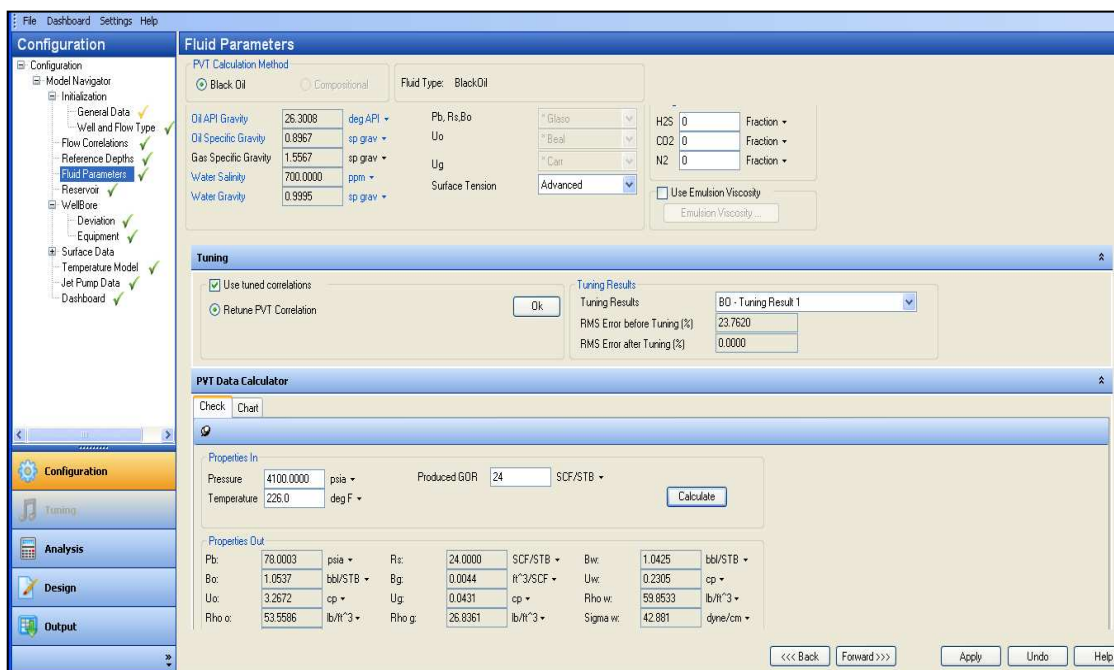
Tipo de pozo, fluido, flujo, método de sistema de levantamiento y orientación del pozo se presenta en la siguiente captura de pantalla de la herramienta.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

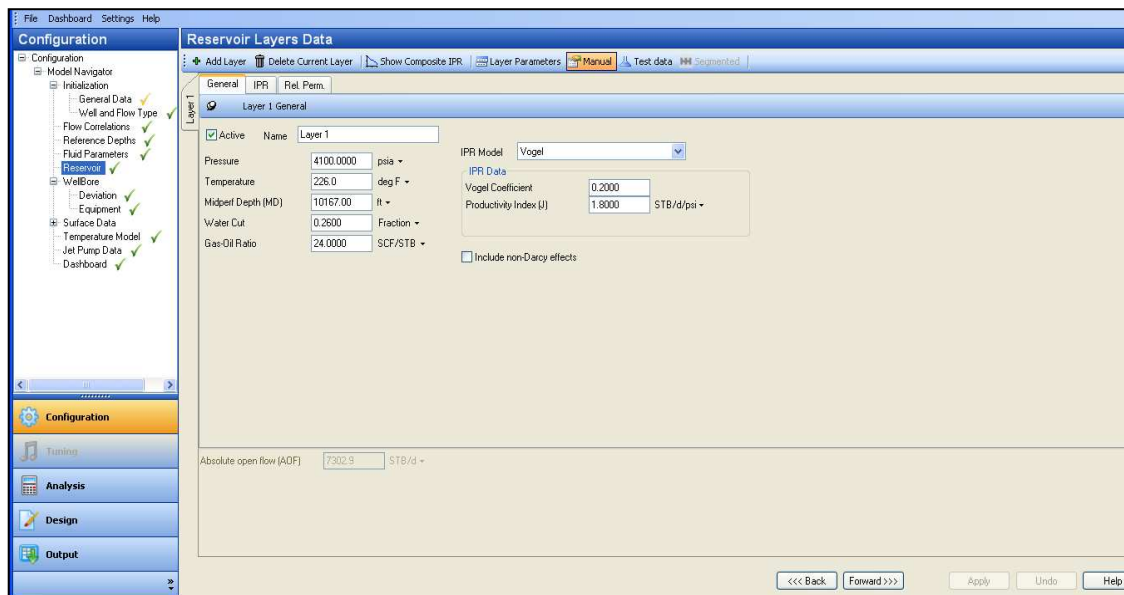
Parámetros del fluido, correlaciones de ajuste de Pb, Rs, Bo, Uo y Ug (Tuning) resultados del ajuste.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

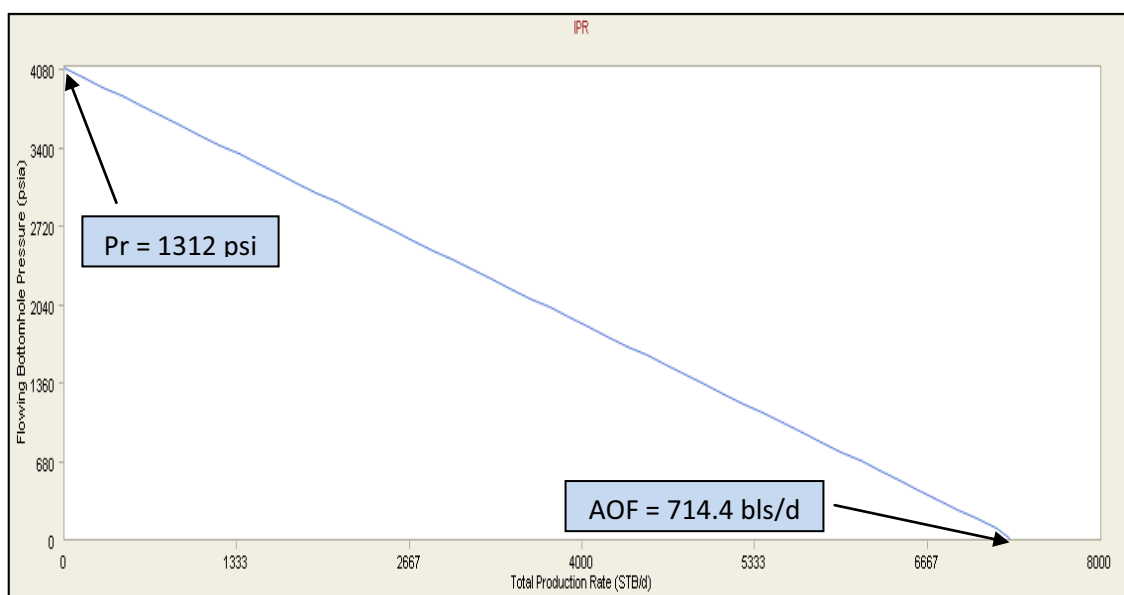
Datos de la arena productora y curva IPR



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

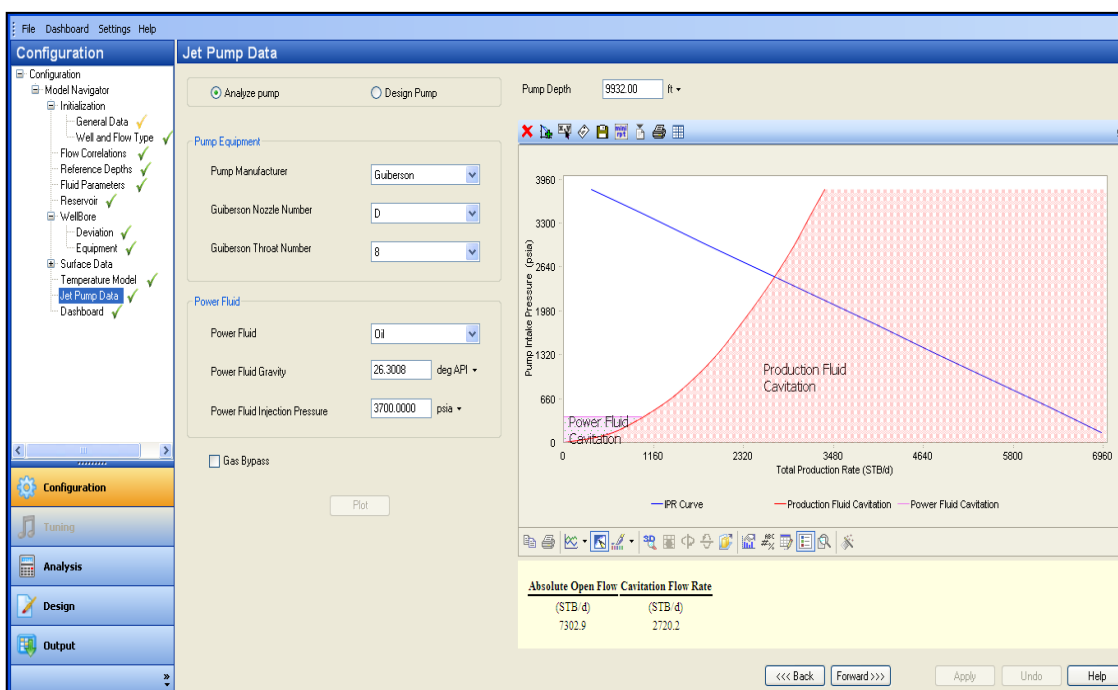
Representación gráfica de la curva IPR para el pozo SAC-147D de acuerdo a la información digitada en WellFlo. Método de Vogel Compuesto (yacimiento saturado y subsaturado).



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

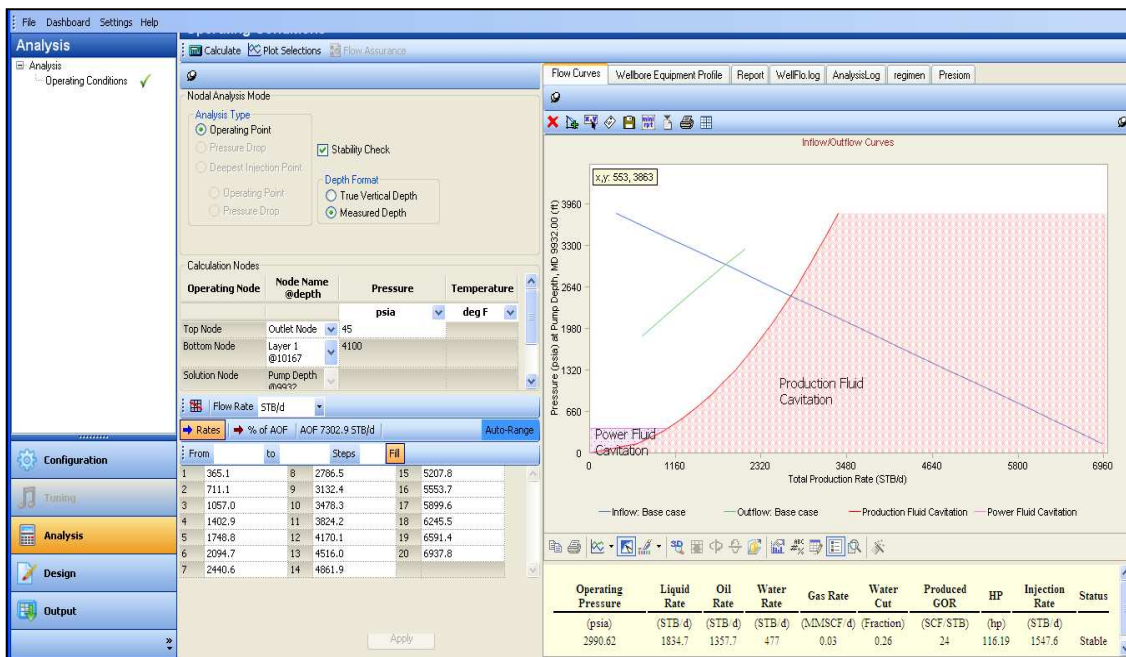
Información de la bomba Jet (fabricante con sus respectivas áreas) y fluido de potencia (fluido motriz o inyección). Para este caso el pozo utiliza una bomba Jet Claw de Cía. Sertecpet 10K, debido a que el software no cuenta con el fabricante mencionado se procede a realizar el artificio de acuerdo a sus geometrías como se puede observar en la tabla 3. Y en base a estos resultados la geometría que más se acopla a las condiciones del pozo es del fabricante Guiberson D8 como se puede observar en la siguiente captura de pantalla.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

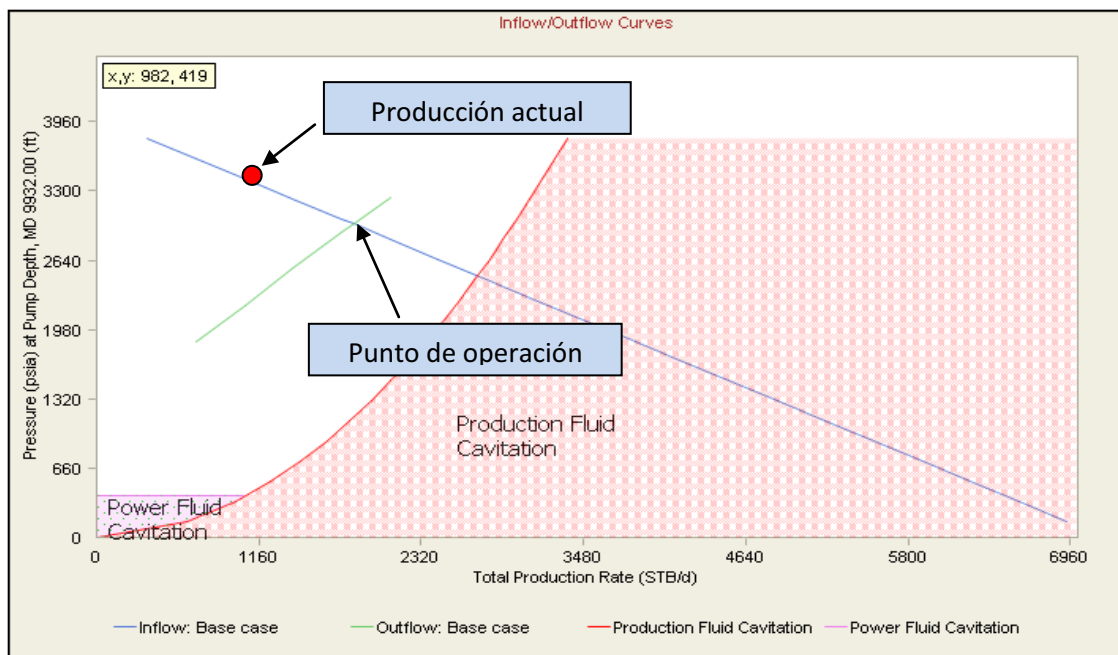
Se determina el Nodo Solución y la rata de producción para construir el Inflow y Outflow a las condiciones actuales.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

La intersección de las curvas Inflow y Outflow permiten encontrar el punto de operación al que debe trabajar la bomba con la siguiente información.



FUENTE: Software Wellflo (Versión 2011)

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

De acuerdo al Software en el punto de operación se encuentra la siguiente información:

TABLA 4.16 PUNTO DE OPERACIÓN POZO SAC-147D

PUNTO DE OPERACIÓN		
Presión operación	Psia	2990.62
QTOTAL	Bls/día	1834.7
T operación	F	225.9
HP operación	Hp	116.195
Q inyección	Bls/día	1547.6
Qo	Bls/día	1357.7
Qw	Bls/día	477
Pwf	Psia	3080.7
GAS	MMSCF/d	0.0326
GOR	SCF/STB	24
WC	fracción	0.26

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

De acuerdo a los resultados expuestos por el software el pozo SAC-147D puede producir una tasa de petróleo de 1834.7 bls/día con una presión de inyección de 3700 psi y de fondo fluyente de 3080.7 psi, con un caudal de inyección de 1547.6 bls/día, utilizando en superficie una potencia de 116,19 hp desde la estación al pozo.

Con la información proporcionada y comparándola con los datos de las pruebas de producción se ha llegado a la conclusión que el pozo debe aportar más fluido de producción y con un caudal de inyección menor al que se está inyectando actualmente que son 2000 Bls/d.

En base a estos resultados se considera lo siguiente:

El B'UP no es actualizado por lo que no conocemos la situación actual del yacimiento pero nos da mucha información que permite interpretar estos valores que se acercan a la situación real del yacimiento lo que no está sucediendo con la producción actual del pozo.

Además de esto no se conoce lo que está sucediendo con la bomba que puede estar taponada, por efecto de escala que se puede presentar en esta zona productora, puede darse el caso de comunicación casing-tubing para que se dé la pérdida de producción del pozo son problemas que se pueden arreglar.

Un dato que se obtuvo del B'UP y que es de mucha importancia para observar estos resultados es el alto daño de formación $S = 13$ que se produjo al momento de la perforaciones en la zona o disparos que ha dificultado la aportación del pozo, por lo que se puede recomendar en estos caso es realizar una acidificación para limpiar la cara de la formación y observar los resultados.

Una vez analizada la información y realizados los trabajos pertinentes se debería realizar la toma de un nuevo B'UP y en base a esos resultados diseñar la bomba que se debe bajar para producir un caudal esperado que beneficie a la operadora.

El estudio en base al último B'UP se puede comprobar que el yacimiento es apto para producir un mayor caudal y que la bomba que está en la actualidad funcionaría perfectamente para levantar los 1800 BLS/d de fluido, además de eso se puede incrementar la presión de cabeza a 100 psi para que la producción pueda llegar a la ESTACIÓN SACHA NORTE 1

Se recomienda utilizar la instrumentación de superficie (medidores de corte de agua, presión, temperatura) que ayudarán a obtener valores en tiempo real de la situación actual del pozo que será de gran ayuda al ingeniero de campo al momento de tomar decisiones de los posibles problemas del pozo.

La información que se toma en superficie es de vital importancia porque con estos valores se conoce el verdadero caudal de inyección que ocupa la bomba para levantar dicha cantidad de fluido, en muchos casos sin el uso de esta instrumentación el caudal inyectado no coincide con el de retorno, esto se debe a los problemas que presenta la válvula reguladora de flujo VRF por los constantes taponamiento que sufre que no permiten tener una idea clara del caudal inyectado, con la instrumentación no se tendrá estos problemas porque son sensores que están conectados a la tubería y tienen un alto nivel de calibración y medición que benefician a la operadora, además de esto que se tiene comunicación al sistema Lowis que permite ver desde la oficina el caudal de inyección que necesita cada pozo y no solo este valor sino también se cuenta con el medidor de presión de inyección, temperatura, corte de agua en el fluido de retorno y caudal de retorno.

CAPÍTULO 5

ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

El principal objetivo de este proyecto es optimizar la producción del Campo Sacha mediante la colocación de instrumentación de superficie que permita monitorear la producción en tiempo real, para lo cual se ha realizado un análisis detallado de los pozos que se encuentran bajo el Sistema de Bombeo Hidráulico y una previa selección de los pozos candidatos a colocar la instrumentación de superficie sometiendo a los pozos a trabajos especiales para incrementar su producción. En la Tabla 5.1 se presenta un resumen de los trabajos propuestos a cada pozo y la instrumentación a ser colocada.

TABLA 5.1: RESUMEN DE TRABAJO E INSTRUMENTACIÓN A INSTALARSE

POZO	CAMBIO DE BOMBA	ELIMINAR DAÑO (ACIDIFICACIÓN)	INSTRUMENTACIÓN			
			Presión GAUGE 900	Temperatura (F) STT171	BSW RED EYE 2G	Medidor de Fluido
SAC-09	X	X	X	X	X	X
SAC-10	X		X	X	X	X
SAC-19	X		X	X	X	X
SAC-62	X	X	X	X	X	X
SAC-111	X	X	X	X	X	X
SAC-118	X		X	X	X	X
SAC-140D			X	X	X	X
SAC-147D		X	X	X	X	X
SAC-164D	X		Utiliza instrumentación de superficie			

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Al realizar el análisis se considera 2 propuestas que beneficiarán la producción del Campo para su optimización las mismas que son basadas en el análisis técnico de cada pozo y la probabilidad que los pozos respondan a la proyección esperada, se realizará un análisis económico para cada propuestas y en conjunto.

La proyección esperada de cada pozo responderá al comportamiento de la formación de acuerdo a los trabajos que se le realice antes de incluir el cambio de bomba y la aplicación de la instrumentación de superficie para el análisis en tiempo real de cada pozo.

En la propuesta N° 1 se considera el Cambio de geometría en la Bomba de Subsuelo en el Sistema Jet, para este cambio, en el caso de ser necesario de acuerdo a las condiciones de pozo se ha recomendado realizar algún tipo de tratamiento para cambiar la geometría de la bomba, obteniendo los siguientes resultados.

TABLA 5.2 POZOS SELECCIONADOS PARA LA PROPUESTA N°1

POZO	ÚLTIMA PRODUCCIÓN				PROPUESTA N°1 (Cambio de geometría en la Bomba)				
	Bomba	BFPD	BPPD	Qiny	Bomba	BFPD	BPPD	Qiny	INCREMENTO
SAC-09	Jet 9I	347	235	1560	C+6	368	250.3	1595.1	15.3
SAC-10	Jet 10I	1491	97	1590	D6	663.5	46.4	1762.7	NA
SAC-19	Jet 8A	269	181	1500	B8	641.1	436	1343.7	255
SAC-62	Jet 9I	494	482	1360	C+6	557.5	544.2	1545.8	62.2
SAC-111	Jet 9I	300	265	1600	C+6	523.3	465.7	1549.8	200.7
SAC-118	Jet 10J	287	279	1800	C+6	345	336.8	1587.2	57.8
SAC-164D	Jet 11M	3217	636.9	1755	E10	1842.7	515.5	2086.4	NA.
TOTAL									591

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

Donde: Qiny = Caudal de Inyección
 NA = No Aplica

La selección de estos pozos se basa en que las bombas están actualmente trabajando fuera del rango operativo de la bomba, por lo que se ha re-diseñado la bomba para un caudal mayor o a las verdaderas condiciones que el pozo puede aportar.

En la propuesta N° 2 se recomienda eliminar el daño de formación 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), que permitirán aumentar la producción.

TABLA 5.3 POZOS SELECCIONADOS PARA LA PROPUESTA N°2

POZO	ÚLTIMA PRODUCCIÓN				PROPUESTA N°2 (Eliminar Daño de Formación)			
	Bomba	BFPD	BPPD	Qiny	BFPD	BPPD	Qiny	INCREMENTO
SAC-09	Jet 9l	347	235	1560	380	286	1451	51
SAC-62	Jet 9l	494	482	1360	663.5	523	1262	41
SAC-111	Jet 9l	300	265	1600	641.1	436	1343	171
SAC-147	Jet 9l	632	482	1360	557.5	544,2	1545	63.5
TOTAL								326.5

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

La propuesta N° 3 se basa en el fundamento de este estudio, la implementación de instrumentación de superficie que permita obtener información en tiempo real de la producción de los pozos que se encuentran produciendo bajo el sistema de bombeo hidráulico, permitiendo al ingeniero de campo tomar las medidas correctivas a tiempo, por lo que se propone colocar esta instrumentación en todos los pozos. Actualmente se tiene colocada esta instrumentación en el pozo SAC-164D que por el análisis realizado se puede comprobar que al utilizar la instrumentación se ha incrementado la producción, al tomar las medidas correctivas a tiempo, estos resultados los podemos ver en la Tabla 5.4.

TABLA 5.4 POZOS SELECCIONADOS PARA LA PROPUESTA N°3

POZO	Producción Sin Utilizar Instrumentación de Superficie				PROPUESTA N°3 Utilizando Instrumentación de Superficie			
	Bomba	BFPD	BPPD	Qiny	BFPD	BPPD	Qiny	INCREMENTO
SAC-164D	Jet 11M	2435	394	1836	3217	637	1755	243

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

De acuerdo a las propuestas N°1 y N°2 antes mencionadas se tendría un incremento de 917.5 BPPD en un tiempo estimado de 30 días, mientras que con la propuesta N°3 se tendrá un incremento constante en la producción debido al monitoreo permanente de la producción del pozo, hasta colocar la instrumentación en todo el campo se estima un tiempo de 1 año 5 meses, al colocar la instrumentación en un solo pozo se logro incrementar la producción en 243 BPPD.

5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se basa principalmente, en el cálculo de los ingresos, egresos, valor actual neto (VAN), y la tasa interna de retorno (TIR), mediante la cual determinará la puesta en marcha o no del proyecto.

El proyecto es económicamente rentable cuando:

- ✓ El valor neto (VAN) es mayor a cero.
- ✓ La tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización.

El valor actual neto es igual a la suma de todos los flujos de caja actualizados de cada mes, mientras que la tasa interna de retorno es la tasa de rendimiento por período con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual.

5.2.1 COSTOS DE PRODUCCIÓN

En los costos de producción se toma en cuenta 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 5.5, 5.6 y 5.7 se detallan los costos de los trabajos típicos de un pozo.

TABLA 5.5 COSTOS ESTIMADOS PARA CAMBIO DE BOMBA

COSTOS ESTIMADOS CAMBIO DE BOMBA	
Supervisión y Transporte	1348.72
Técnico de Operación (día o fracción)	400
Nueva Geometría (tobera+garganta+carcaza)	17,750
Camión Pluma (carga 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	26,178.42

FUENTE: Costos estimados de la lista de precios de RÍO NAPO y SERTECPET

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

TABLA 5.6 COSTOS ESTIMADOS PARA TRATAMIENTO QUÍMICO

COSTOS ESTIMADOS PARA TRATAMIENTO QUÍMICO (limpieza Ácida)	
SIN TORRE	
SUPERVICIÓN Y TRANSPORTE	1680.75
CARGO BÁSICO, Primeras 4 horas o fracción	2495.44
MEZCLA DE MATERIALES SUMINISTRADOS POR LA CONTRATISTA	59.8
CARGO POR BOMBEO DE ÁCIDO MAS AGUA-PRIMEROS 2000 GLN	1108.8
CARGO DE BOMBEO DE FLUIDOS NO CORROSIVOS DE 4001 gal EN ADELANTE	669.99
REGISTRADOR DE PRESIÓN, RATA Y DENSIDAD	462.92
OPERADOR POR TRABAJO	807.5
CONTINGUENCIAS (+/-20%)	1457.04
TOTAL	8742.24

FUENTE: Costos estimados de la lista de precios de RÍO NAPO y SERTECPET

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

TABLA 5.7 COSTOS ESTIMADOS EN LA COLOCACIÓN DE INSTRUMENTACIÓN DE SUPERFICIE

COSTOS ESTIMADOS EN LA COLOCACIÓN DE INSTRUMENTACIÓN DE SUPERFICIE				
Cantidad		Instrumentación	Valor Unitario	Valor Total
1	EA	RTU for Hydraulic Well Automation	28,000	28,000
1	KIT	DC RPC Solar System	6691.73	6691.73
2	EA	Pressure Transducers for Injection and WellHead Back Pressure	402.5	805
1	EA	RTD for Well Head Temperature	341.32	341.32
900	FT	Instrumentation Cable, Armored, Single Pair	2.66	2394
8	EA	Gland Kit for Instrumentation Cable	77.28	618.24

FUENTE: Costos Estimados de la lista de Precios de WEATHERFORD A RÍO NAPO

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

CONTINUACIÓN TABLA 5.7

COSTOS ESTIMADOS EN LA COLOCACIÓN DE INSTRUMENTACIÓN DE SUPERFICIE				
Cantidad		Instrumentación	Valor Unitario	Valor Total
6	días	Installation, Commissioning and Training Services	1400	8400
1	EA	RedEYE 2G (Aplican condiciones operativas para especificaciones y personalizaciones que pueden variar el precio)	24,541	24,541
1	EA	Static mixer	727.5	727.5
2	EA	Turbine Meters for Injection & Production Rates	1357.23	2714.46
1	EA	Local Display for Turbine Meter - shows instant and total flow rates	664.13	664.13
1		Varios	1500	1500
TOTAL				77,397.38

FUENTE: Costos Estimados de la lista de Precios de WEATHERFORD A RÍO NAPO

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

5.2.2 INGRESOS

Los ingresos se obtienen multiplicando el precio del barril de petróleo por el incremento de producción.

Según los historiales de producción del campo se estima que la declinación de producción es de 7.8% anual, con lo que para el proyecto se establece una declinación mensual de 0.65%.

5.2.3 EGRESOS

Los egresos mensuales conforman la suma de los costos de los trabajos presentados en cada una de las propuestas antes mencionadas, donde el costo operativo es de 7.3 USD por barril.

El monto total de la ejecución del proyecto en el primer escenario asciende a 183,248.94 USD sin la instrumentación colocando la instrumentación asciende a 647,633.23 USD, en el segundo escenario asciende 34,968.96 USD, sin instrumentación con instrumentación asciende a 344,558.49 USD y el monto total para colocar la instrumentación en los 84 pozos que producen con bombeo hidráulico asciende a 6,501,380.08 USD, este valor puede variar de acuerdo a la longitud del cable y el método de comunicación al sistema RTU.

5.2.4 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 una depreciación contable en los equipos por lo que no intervienen impuestos fiscales.
- ✓ La declinación de producción del campo está en un promedio de 7.8% anual, Por lo tanto el proyecto se establece una declinación mensual de 0.65% considerando un periodo mensual de 30 días.
- ✓ El análisis se realizará para precios de barril de petróleo de 84.29 USD (Precio al mes de Junio del 2012), 100 USD precio optimista de producción y de 77 USD valor pesimista proyectado para finales del año 2012.
- ✓ 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 %.

- ✓ Los trabajos a realizarse en cada uno de los pozos tienen un tiempo estimado de 6 días con la colocación de la instrumentación de superficie.

5.2.4.1 Primer Escenario

Para el cambio de geometría en el sistema de bombeo hidráulico con el objetivo que las bombas trabajen dentro del rango operativo e incrementar su producción por lo que se considera el precio del barril de petróleo de 100 USD, 77 USD y 84.29 USD, como estimaciones al cambio intempestivo del valor del crudo, luego se realiza el análisis económico obteniéndose los siguientes resultados como se puede observar en la Tabla 5.8.

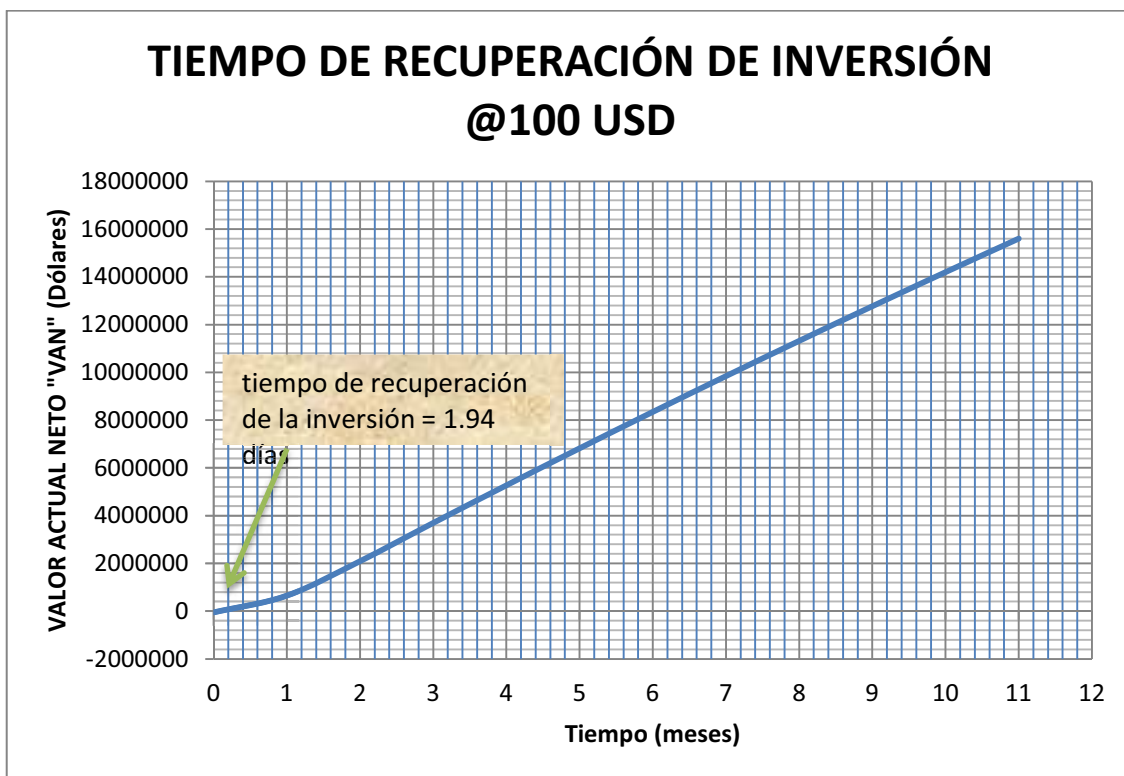
TABLA 5.8: RESULTADOS DEL PRIMER ESCENARIO

CAMBIO DE GEOMETRÍA EN EL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO			
C/Barril	100 USD	77 USD	84.29 USD
VAN	15,610,462	11,705,502	12,943,375
TIR	1436%	1077%	1190%
C/B	12.40	9.55	10.45
T/R (días)	1.94	2.52	2.3

ELABORADO POR:Mayra Sánchez C.

En la Figura 5.1 se puede observar en tiempo en el que se recupera la inversión utilizando el precio del barril de petróleo de 100 USD es de 1.94 días, adicionalmente se observa que los valores del VAN, TIR y C/B detallados en la Tabla 5.8 están dentro de los valores permitidos por lo que se considera rentable la aplicación del proyecto.

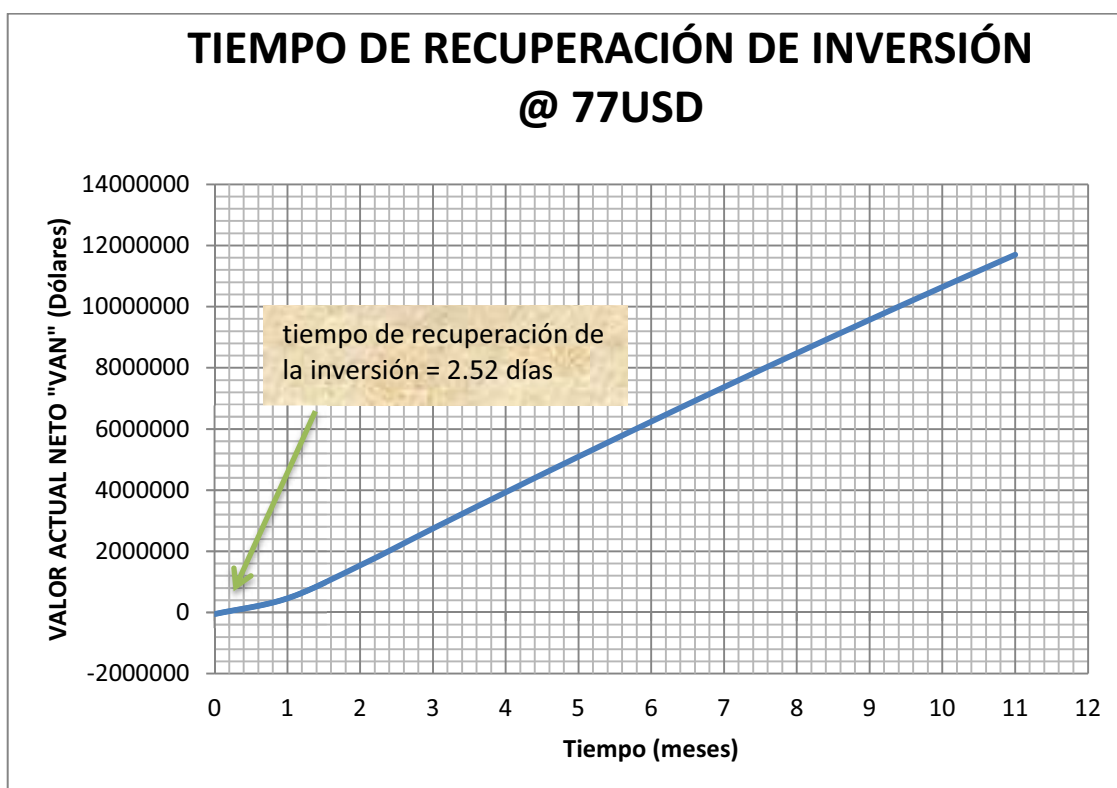
FIGURA 5.1 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 100 USD EN EL PRIMER ESCENARIO



ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

En la Figura 5.2 se observa el tiempo en el que se recupera la inversión utilizando el precio del barril de petróleo de 77 USD es de 2.52 días, adicionalmente se observa que los valores del VAN, TIR y C/B detallados en la Tabla 5.8 están dentro de los valores ponderados por lo que se considera rentable la aplicación del proyecto.

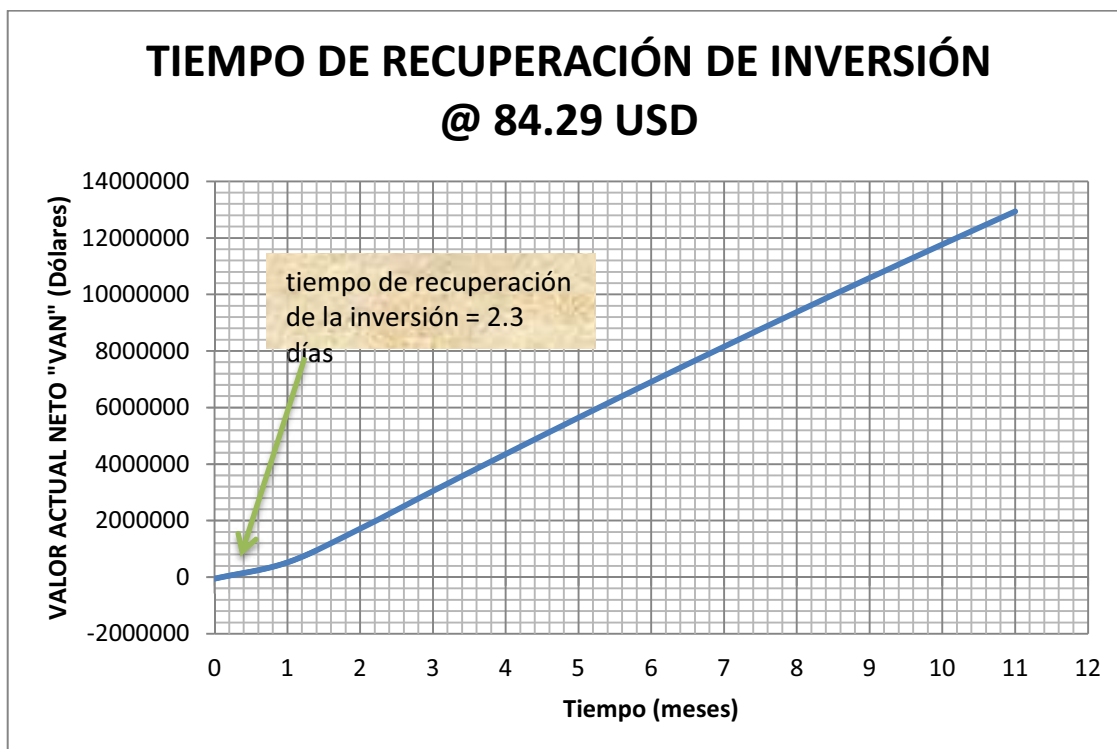
FIGURA 5.2 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 77 USD EN EL PRIMER ESCENARIO



ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

En la Figura 5.3 se puede observar el tiempo en el que se recupera la inversión utilizando el precio del barril de petróleo de 84,29 USD es de 2.3 días, se observa que los valores del VAN, TIR y C/B detalladas en la Tabla 5.8 están dentro del rango por lo que se considera rentable la aplicación del proyecto.

FIGURA 5.3 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 84.29 USD EN EL PRIMER ESCENARIO



ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

5.2.4.2 Segundo Escenario

En este escenario se propone realizar tratamiento químico a los pozos seleccionados con el objetivo de remover el daño de formación y las posibles suciedades que estén taponando a la bomba, este análisis se ha realizado en base a los siguientes precios del barril de petróleo de 100 USD, 77 USD y 84.29 USD, obteniéndose los siguientes resultados del análisis económico que se pueden observar en la Tabla 5.9.

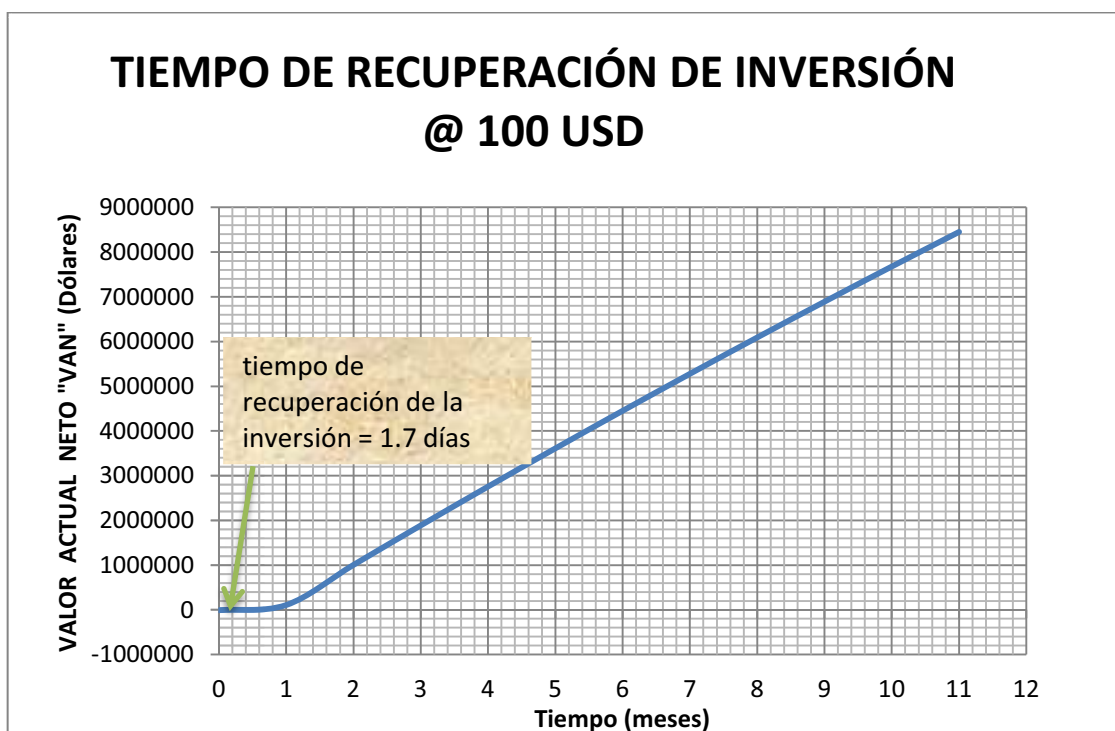
TABLA 5.9: RESULTADOS DEL SEGUNDO ESCENARIO

TRATAMIENTO QUÍMICO			
C/Barril	100 USD	77 USD	84.29 USD
VAN	8,455,871	6.349,255	7,016,961
TIR	1801%	1385 %	1517%
C/B	13	10	10.87
T/R (días)	1.7	2.23	2.03

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

En la Figura 5.4 se puede identificar en el tiempo que se va a recupera la inversión estimando el precio del crudo en 100 USD que es de 1.7 días, comparando estos valores en la Tabla 5.9 encontramos que es proyecto es rentable.

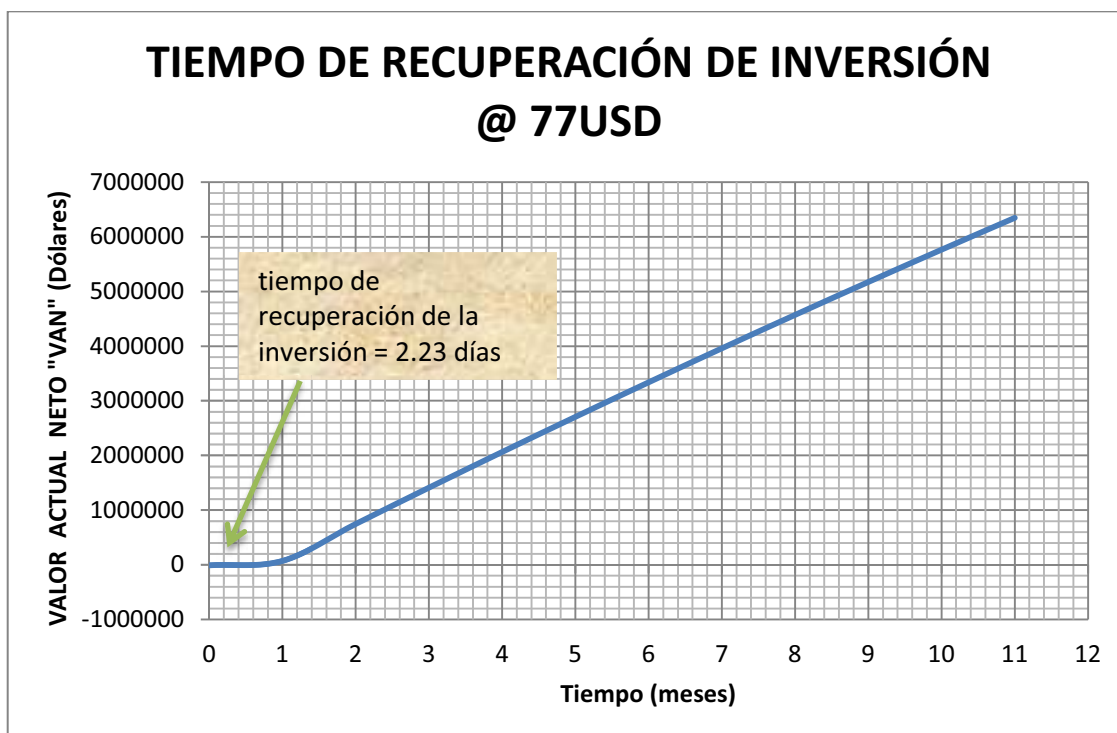
FIGURA 5.4 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 100 USD EN EL SEGUNDO ESCENARIO



ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

En la Figura 5.5 el tiempo en que se va a recuperar la inversión utilizando como precio del crudo de 77 USD es de 2.23 días, en la tabla 5.9 se detalla los parámetros económicos confirmando que el proyectos es rentable.

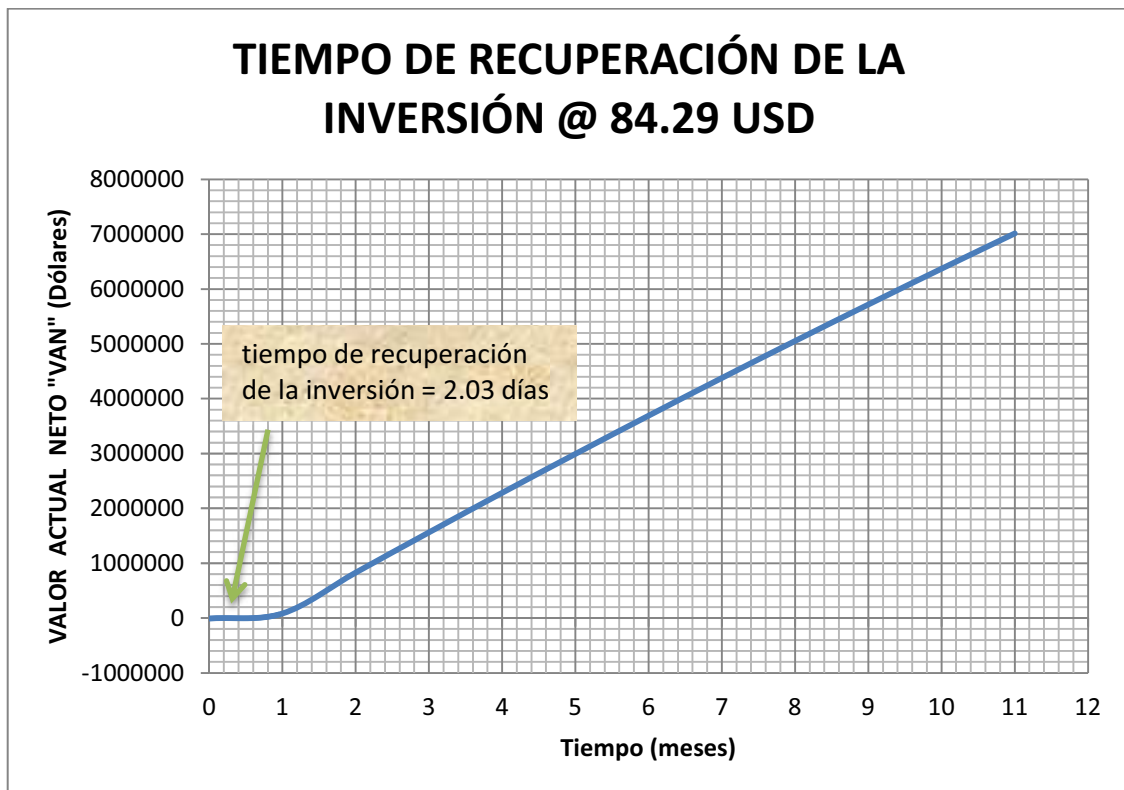
FIGURA 5.5 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 77 USD EN EL SEGUNDO ESCENARIO



ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

En la Figura 5.6 el tiempo en que se va a recuperar la inversión utilizando como precio del crudo de 84,29 USD es de 2.03 días, en la tabla 5.9 se detalla los parámetros económicos confirmando que el proyectos es rentable.

FIGURA 5.6 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 84.29 USD EN EL SEGUNDO ESCENARIO



ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

5.2.4.3 Tercer Escenario

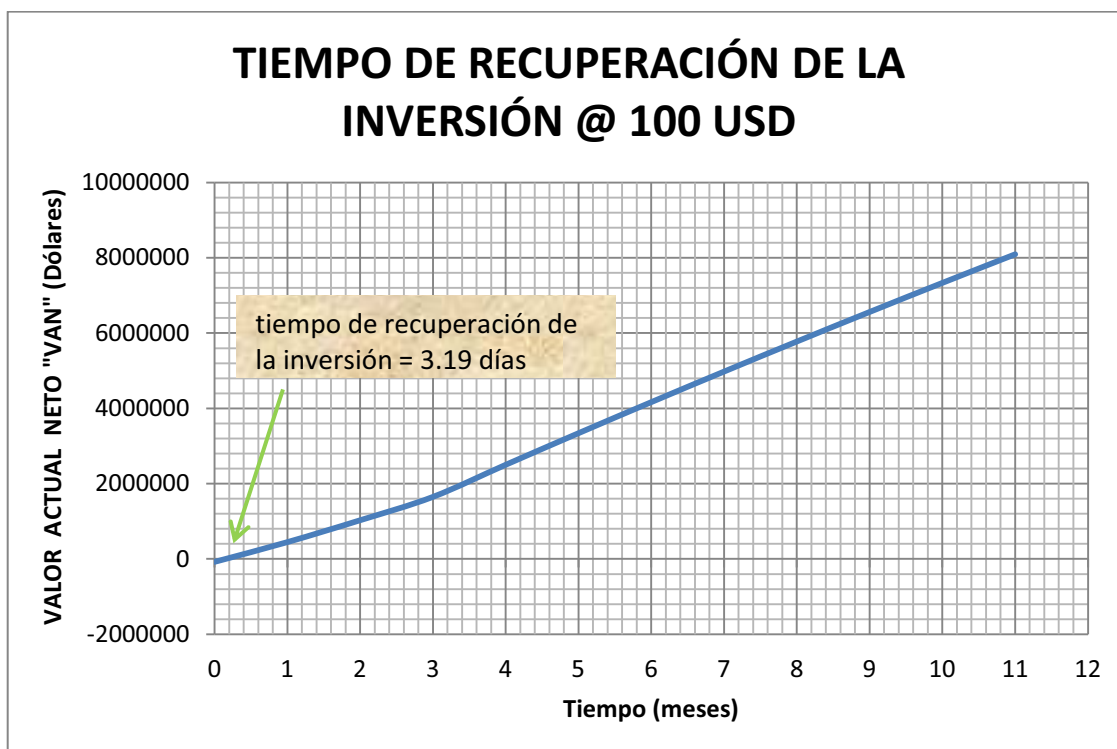
Este escenario tiene como objetivo instalar instrumentación de superficie para un monitoreo en tiempo real en todos los pozos que trabajan con sistema de levantamiento de Bombeo Hidráulico y optimizar su producción. Este análisis se ha realizado en base a los siguientes precios del barril de petróleo de 100 USD, 77 USD y 84.29 USD, obteniendo los resultados en el análisis económico que se pueden observar en la Tabla 5.10.

TABLA 5.10: RESULTADOS DEL TERCER ESCENARIO

INSTALAR INSTRUMENTACIÓN DE SUPERFICIE			
C/Barril	100 USD	77 USD	84.29 USD
VAN	8,098,641	5,957,113	6,635,885
TIR	689 %	473 %	542 %
C/B	7.68	5.9	6.47
T/R (días)	3.19	4.14	3.79

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

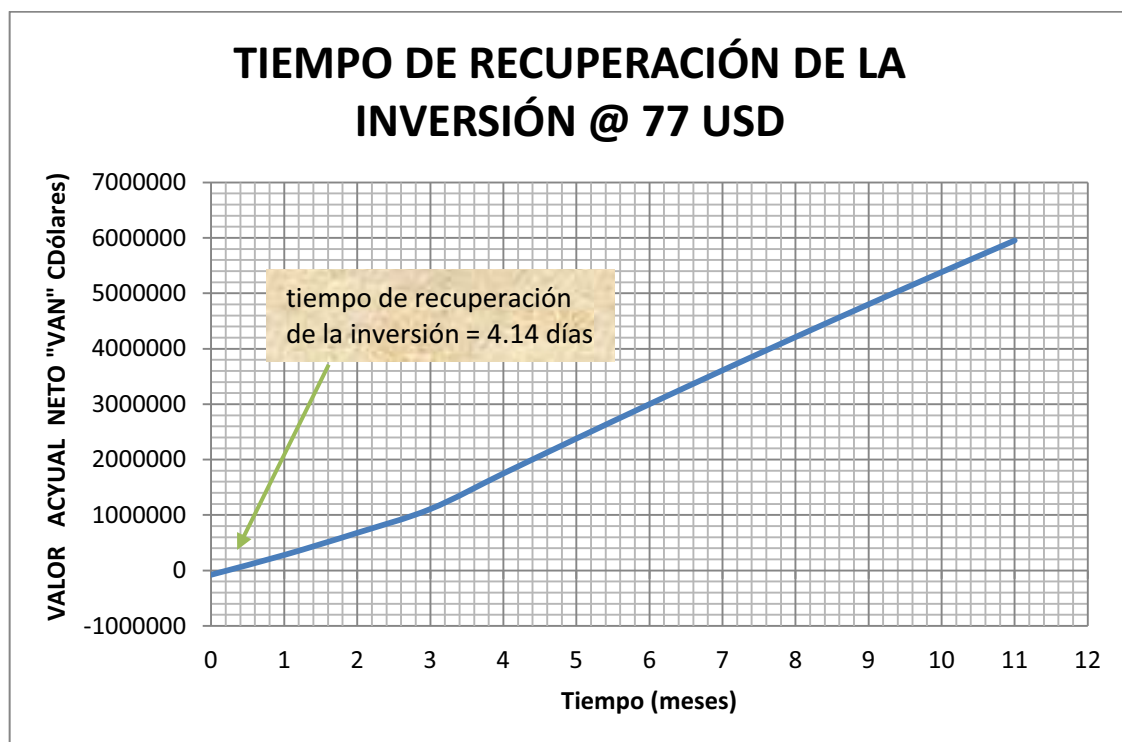
En la Figura 5.7 se ha utilizado el precio del barril de crudo en 100 USD con un tiempo estimado de recuperación de la inversión inicial de 3.19 días, al colocar la instrumentación de superficie para un monitoreo en tiempo real de la producción y su optimización, los resultados del análisis económico se detallan en la Tabla 5.10 comprobando que el proyecto es rentable.

FIGURA 5.7 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 100 USD EN EL TERCER ESCENARIO

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

En la Figura 5.8 se ha considerado el precio del barril de crudo en 77 USD con un tiempo estimado de recuperación de la inversión inicial de 4.14 días, al colocar la instrumentación de superficie para un monitoreo en tiempo real de la producción y su optimización, los resultados del análisis económico se detallan en la Tabla 5.10 comprobando que el proyecto es rentable.

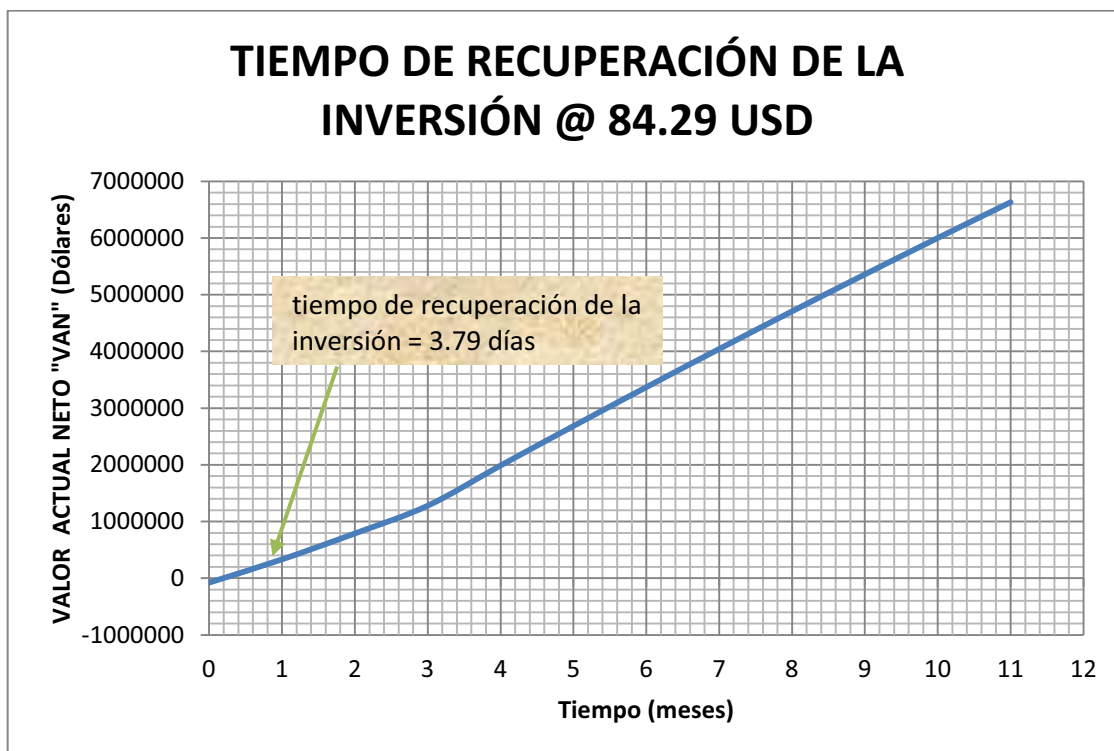
Figura 5.8 Tiempo de Recuperación de la Inversión con un precio de 77 USD EN EL TERCER ESCENARIO



ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

En la Figura 5.9 se ha considerado el precio del barril de crudo en 84,29 USD con un tiempo estimado de recuperación de la inversión inicial de 3.79 días, al colocar la instrumentación de superficie para un monitoreo en tiempo real de la producción y su optimización, los resultados del análisis económico se detallan en la Tabla 5.10 comprobando que el proyecto es rentable.

FIGURA 5.9 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN CON UN PRECIO DE 84.29 USD EN EL TERCER ESCENARIO



ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

El análisis detallado para el cálculo de los parámetros económicos en cada uno de los escenarios con el respectivo costo por barril de crudo producido que se presenta en las siguientes Tablas 5.11, 5.12, 5.13, 5.14, 5.15, 5.16, 5.17, 5.18, 5.19.

TABLA 5.11 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 100 USA, PRIMER ESCENARIO

PERIODO	POZOS A INTERVENIR	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN MENSUAL CON DECLINACIÓN	INGRESOS \$	COSTO CAMBIO BOMBA	COSTO OPERATIVO	EGRESO TOTAL	INGRESOS ACTUALIZADOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADA	VALOR ACTUAL NETO "VAN"
		BPPD	BPPM	BPPM	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
0	2	0	0	0	52,357	0	52,357	0	52,357	-52,357	-52,357
1	2	270	8,222	822,163	52,357	60,018	112,375	814,022	111,262	702,760	650,403
2	1	531	16,159	1,615,882	26,178	117,959	144,138	1,584,042	141,298	1,442,745	2,093,148
3		586	17,812	1,781,221		130,029	130,029	1,728,835	126,205	1,602,630	3,695,778
4		582	17,697	1,769,680		129,187	129,187	1,700,628	124,146	1,576,482	5,272,261
5		578	17,582	1,758,215		128,350	128,350	1,672,881	122,120	1,550,761	6,823,021
6		574	17,468	1,746,823		127,518	127,518	1,645,587	120,128	1,525,459	8,348,480
7		571	17,355	1,735,506		126,692	126,692	1,618,738	118,168	1,500,570	9,849,050
8		567	17,243	1,724,262		125,871	125,871	1,592,327	116,240	1,476,087	11,325,137
9		563	17,131	1,713,090		125,056	125,056	1,566,347	114,343	1,452,003	12,777,140
10		560	17,020	1,701,991		124,245	124,245	1,540,791	112,478	1,428,313	14,205,453
11		556	16,910	1,690,964		123,440	123,440	1,515,651	110,643	1,405,009	15,610,462
TOTAL	5	5937	180,598	18,059,797		1,318,365	1,449,257	16,979,849	1,369,387	15,610,462	

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

TABLA 5.12 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 77 USA, PRIMER ESCENARIO

PERIODO	POZOS A INTERVENIR	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN		PRODUCCIÓN MENSUAL CON DECLINACIÓN	INGRESOS \$	COSTO CAMBIO BOMBA	COSTO OPERATIVO	EGRESO TOTAL	INGRESOS ACTUALIZADOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADA		VALOR ACTUAL NETO "VAN"
		BPPD	BPPM								BPPM	BPPM	
0	2	0	0	0	0	52,357	0	52,357	0	52,357	-52,357	-52,357	
1	2	270	8,213	632,363	59,951	52,357	59,951	112,308	626,101	111,196	514,905	462,549	
2	1	532	16,168	1,244,931	118,026	26,178	118,026	144,204	1,220,401	141,363	1,079,038	1,541,587	
3		586	17,818	1,372,008	130,074		130,074	130,074	1,331,658	126,248	1,205,410	2,746,997	
4		582	17,697	1,362,654	129,187		129,187	129,187	1,309,484	124,146	1,185,338	3,932,334	
5		578	17,582	1,353,825	128,350		128,350	128,350	1,288,118	122,120	1,165,998	5,098,333	
6		574	17,468	1,345,054	127,518		127,518	127,518	1,267,102	120,128	1,146,974	6,245,306	
7		571	17,355	1,336,340	126,692		126,692	126,692	1,246,428	118,168	1,128,260	7,373,567	
8		567	17,243	1,327,682	125,871		125,871	125,871	1,226,092	116,240	1,109,852	8,483,418	
9		563	17,131	1,319,080	125,056		125,056	125,056	1,206,087	114,343	1,091,744	9,575,162	
10		560	17,020	1,310,533	124,245		124,245	124,245	1,186,409	112,478	1,073,931	10,649,093	
11		556	16,910	1,302,043	123,440		123,440	123,440	1,167,052	110,643	1,056,409	11,705,502	
TOTAL	5	5,938	180,604	13,906,512	1,318,410		1,449,302	1,449,302	13,074,931	1,369,429	11,705,502		

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

TABLA 5.13 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 84.29 USA, PRIMER ESCENARIO

PERIODO	POZOS A INTERVENIR	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN		PRODUCCIÓN MENSUAL CON DECLINACIÓN		INGRESOS \$		COSTO CAMBIO BOMB A	COSTO OPERATIVO	EGRESO TOTAL	INGRESOS ACTUALIZADOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADA	VALOR ACTUAL NETO "VAN"
		BPPD	BPPM	BPPM	BPPM	\$	\$							
0	2	0	0	0	0	52,357	0	52,357	0	52,357	0	52,357	-52,357	-52,357
1	2	270	8,213	692,232	59,951	52,357	59,951	112,308	685,378	111,196	574,182	111,196	574,182	521,825
2	1	532	16,168	1,362,796	118,026	26,178	118,026	144,204	1,335,943	141,363	1,194,580	141,363	1,194,580	1,716,405
3		586	17,818	1,501,904	130,074		130,074	130,074	1,457,733	126,248	1,331,485	126,248	1,331,485	3,047,890
4		582	17,697	1,491,664	129,187		129,187	129,187	1,433,459	124,146	1,309,314	124,146	1,309,314	4,357,204
5		578	17,582	1,481,999	128,350		128,350	128,350	1,410,071	122,120	1,287,951	122,120	1,287,951	5,645,155
6		574	17,468	1,472,397	127,518		127,518	127,518	1,387,065	120,128	1,266,937	120,128	1,266,937	6,912,092
7		571	17,355	1,462,858	126,692		126,692	126,692	1,364,434	118,168	1,246,266	118,168	1,246,266	8,158,358
8		567	17,243	1,453,380	125,871		125,871	125,871	1,342,172	116,240	1,225,932	116,240	1,225,932	9,384,290
9		563	17,131	1,443,964	125,056		125,056	125,056	1,320,274	114,343	1,205,930	114,343	1,205,930	10,590,221
10		560	17,020	1,434,609	124,245		124,245	124,245	1,298,732	112,478	1,186,255	112,478	1,186,255	11,776,475
11		556	16,910	1,425,314	123,440		123,440	123,440	1,277,543	110,643	1,166,900	110,643	1,166,900	12,943,375
TOTAL	5	5,938	180,604	15,223,116	1,318,410		1,318,410	1,449,302	14,312,805	1,369,429	12,943,375	1,369,429	12,943,375	

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

TABLA 5.14 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 100 USA, SEGUNDO ESCENARIO

PERIODO	POZOS A INTERVENIR	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN		PRODUCCIÓN MENSUAL CON DECLINACIÓN		INGRESOS \$		COSTO CAMBIO BOMBA		COSTO OPERATIVO		EGRESO TOTAL		INGRESOS ACTUALIZADOS		EGRESOS ACTUALIZADOS		FLUJO DE CAJA ACTUALIZADA		VALOR ACTUAL NETO "VAN"		
		BPPD	BPPM	BPPM	BPPM	\$	BPPM	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	
0	1	0	0	0	0	0	8,742	0	8,742	0	8,742	0	8,742	0	8,742	-8,742	-8,742					
1	3	51	1,551	155,125	26,227	11,324	153,589	37,551	153,589	37,179	116,410	153,589	37,179	116,410	107,668	107,668						
2		325	9,881	988,145		72,135	968,675	72,135	968,675	70,713	897,961	968,675	70,713	897,961	1,005,629	1,005,629						
3		323	9,817	981,743		71,667	952,870	71,667	952,870	69,560	883,310	952,870	69,560	883,310	1,888,940	1,888,940						
4		321	9,754	975,382		71,203	937,323	71,203	937,323	68,425	868,899	937,323	68,425	868,899	2,757,838	2,757,838						
5		319	9,691	969,063		70,742	922,030	70,742	922,030	67,308	854,722	922,030	67,308	854,722	3,612,560	3,612,560						
6		317	9,628	962,784		70,283	906,986	70,283	906,986	66,210	840,776	906,986	66,210	840,776	4,453,336	4,453,336						
7		314	9,565	956,547		69,828	892,188	69,828	892,188	65,130	827,058	892,188	65,130	827,058	5,280,395	5,280,395						
8		312	9,503	950,349		69,375	877,631	69,375	877,631	64,067	813,564	877,631	64,067	813,564	6,093,959	6,093,959						
9		310	9,442	944,192		68,926	863,312	68,926	863,312	63,022	800,290	863,312	63,022	800,290	6,894,250	6,894,250						
10		308	9,381	938,075		68,479	849,227	68,479	849,227	61,994	787,233	849,227	61,994	787,233	7,681,483	7,681,483						
11		306	9,320	931,997		68,036	835,371	68,036	835,371	60,982	774,389	835,371	60,982	774,389	8,455,871	8,455,871						
TOTAL	4	3,207	97,534	9,753,401		711,998	9,159,203	746,967	9,159,203	703,331	8,455,871	9,159,203	703,331	8,455,871								

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

TABLA 5.15 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 77 USA, SEGUNDO ESCENARIO

PERIODO	POZOS A INTERVENIR	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN		PRODUCCIÓN MENSUAL CON DECLINACIÓN	INGRESOS \$	COSTO CAMBIO BOMBA	COSTO OPERATIVO	EGRESO TOTAL	INGRESOS ACTUALIZADOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADA	VALOR ACTUAL NETO "VAN"
		BPPD	BPPM									
0	1	0	0	0	0	8,742	0	8,742	0	8,742	-8,742	-8,742
1	3	51	1,551	119,446	11,324	26,227	11,324	37,551	118,264	37,179	81,085	72,342
2		325	9,881	760,872	72,135		72,135	72,135	745,879	70,713	675,166	747,509
3		323	9,817	755,942	71,667		71,667	71,667	733,710	69,560	664,150	1,411,659
4		321	9,754	751,044	71,203		71,203	71,203	721,739	68,425	653,314	2,064,973
5		319	9,691	746,178	70,742		70,742	70,742	709,963	67,308	642,655	2,707,628
6		317	9,628	741,344	70,283		70,283	70,283	698,380	66,210	632,169	3,339,797
7		314	9,565	736,541	69,828		69,828	69,828	686,985	65,130	621,855	3,961,653
8		312	9,503	731,769	69,375		69,375	69,375	675,776	64,067	611,709	4,573,362
9		310	9,442	727,028	68,926		68,926	68,926	664,750	63,022	601,729	5,175,090
10		308	9,381	722,317	68,479		68,479	68,479	653,905	61,994	591,911	5,767,001
11		306	9,320	717,638	68,036		68,036	68,036	643,236	60,982	582,253	6,349,255
TOTAL	4	3,207	97,534	7,510,119	711,998		746,967	746,967	7,052,586	703,331	6,349,255	

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

TABLA 5.16 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 84.29 USA, SEGUNDO ESCENARIO

PERIODO	POZOS A INTERVENIR	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN		PRODUCCIÓN MENSUAL CON DECLINACIÓN		INGRESOS \$		COSTO CAMBIO BOMBA	COSTO OPERATIVO	EGRESO TOTAL	INGRESOS ACTUALIZADOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADA	VALOR ACTUAL NETO "VAN"
		BPPD		BPPM		BPPM								
0	1	0	0	0	0	0	0	8,742	0	8,742	0	8,742	-8,742	\$
1	3	51	1,551	130,755	1,551	130,755	26,227	11,324	37,551	37,551	129,460	37,179	92,281	83,539
2		325	9,881	832,907	9,881	832,907		72,135	72,135	72,135	816,496	70,713	745,783	829,322
3		323	9,817	827,511	9,817	827,511		71,667	71,667	71,667	803,174	69,560	733,615	1,562,936
4		321	9,754	822,150	9,754	822,150		71,203	71,203	71,203	790,070	68,425	721,645	2,284,581
5		319	9,691	816,823	9,691	816,823		70,742	70,742	70,742	777,179	67,308	709,871	2,994,452
6		317	9,628	811,531	9,628	811,531		70,283	70,283	70,283	764,499	66,210	698,289	3,692,741
7		314	9,565	806,273	9,565	806,273		69,828	69,828	69,828	752,025	65,130	686,896	4,379,637
8		312	9,503	801,049	9,503	801,049		69,375	69,375	69,375	739,756	64,067	675,688	5,055,325
9		310	9,442	795,859	9,442	795,859		68,926	68,926	68,926	727,686	63,022	664,664	5,719,989
10		308	9,381	790,703	9,381	790,703		68,479	68,479	68,479	715,813	61,994	653,820	6,373,809
11		306	9,320	785,580	9,320	785,580		68,036	68,036	68,036	704,134	60,982	643,152	7,016,961
TOTAL	4	3,207	97,534	8,221,142	97,534	8,221,142		711,998	746,967	746,967	7,720,292	703,331	7,016,961	

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

TABLA 5.17 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 100 USA, TERCER ESCENARIO

PERIODO	POZOS A INTERVENIR	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN		PRODUCCIÓN MENSUAL CON DECLINACIÓN	INGRESOS \$	COSTO CAMBIO BOMBA	COSTO OPERATIVO	EGRESO TOTAL	INGRESOS ACTUALIZADOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADA	VALOR ACTUAL NETO "VAN"
		BPPD	BPPM									
0	1	0	0		0	77,397	0	77,397	0	77,397	-77,397	\$
1	2	243	7,391		739,125	154,795	53,956	208,751	731,807	206,684	525,123	447,726
2	2	265	8,073		807,336	154,795	58,936	213,730	791,429	209,519	581,910	1,029,635
3	2	282	8,569		856,856	154,795	62,550	217,345	831,656	210,953	620,702	1,650,338
4		315	9,578		957,762		69,917	69,917	920,391	67,189	853,202	2,503,540
5		313	9,516		951,557		69,464	69,464	905,374	66,092	839,282	3,342,822
6		311	9,454		945,392		69,014	69,014	890,602	65,014	825,588	4,168,410
7		309	9,393		939,267		68,566	68,566	876,071	63,953	812,118	4,980,528
8		307	9,332		933,182		68,122	68,122	861,778	62,910	798,868	5,779,396
9		305	9,271		927,136		67,681	67,681	847,717	61,883	785,834	6,565,229
10		303	9,211		921,129		67,242	67,242	833,886	60,874	773,012	7,338,241
11		301	9,152		915,161		66,807	66,807	820,280	59,880	760,400	8,098,641
TOTAL	7	3,253	98,939		9,893,902		722,255	1,264,037	9,310,990	1,212,349	8,098,641	

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

TABLA 5.18 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 77 USA, TERCER ESCENARIO

PERIODO	POZOS A INTERVENIR	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN		PRODUCCIÓN MENSUAL CON DECLINACIÓN		INGRESOS \$	COSTO CAMBIO BOMBA	COSTO OPERATIVO	EGRESO TOTAL	INGRESOS ACTUALIZADOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADA	VALOR ACTUAL NETO "VAN"
		BPPD	BPPM	BPPM	BPPM								
0	1	0	0	0	0	0	77,397	0	77,397	0	77,397	-77,397	-77,397
1	2	243	7,391	569,126	154,795	53,956	208,751	563,491	206,684	563,491	206,684	356,807	279,410
2	2	265	8,073	621,649	154,795	58,936	213,730	609,400	209,519	609,400	209,519	399,881	679,291
3	2	282	8,569	659,779	154,795	62,550	217,345	640,375	210,953	640,375	210,953	429,422	1,108,713
4		315	9,578	737,477		69,917	69,917	708,701	67,189	708,701	67,189	641,512	1,750,225
5		313	9,516	732,699		69,464	69,464	697,138	66,092	697,138	66,092	631,046	2,381,271
6		311	9,454	727,952		69,014	69,014	685,764	65,014	685,764	65,014	620,750	3,002,020
7		309	9,393	723,236		68,566	68,566	674,575	63,953	674,575	63,953	610,622	3,612,642
8		307	9,332	718,550		68,122	68,122	663,569	62,910	663,569	62,910	600,659	4,213,301
9		305	9,271	713,894		67,681	67,681	652,742	61,883	652,742	61,883	590,859	4,804,160
10		303	9,211	709,269		67,242	67,242	642,092	60,874	642,092	60,874	581,218	5,385,378
11		301	9,152	704,674		66,807	66,807	631,616	59,880	631,616	59,880	571,735	5,957,113
TOTAL	7	3,253	98,939	7,618,305		722,255	1,264,037	7,169,462	1,212,349	7,169,462	1,212,349	5,957,113	

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

TABLA 5.19 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN PRECIO DE PETRÓLEO DE 84.29 USA, TERCER ESCENARIO

PERIODO	POZOS A INTERVENIR	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN		PRODUCCIÓN MENSUAL CON DECLINACIÓN		INGRESOS \$	COSTO CAMBIO BOMBA	COSTO OPERATIVO	EGRESO TOTAL	INGRESOS ACTUALIZADOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADA	VALOR ACTUAL NETO "VAN"
		BPPD	BPPM	BPPM	BPPM								
0	1	0	0	0	0	0	77,397	0	77,397	0	77,397	-77,397	-77,397
1	2	243	7,391	623,008	154,795	53,956	208,751	616,840	206,684	616,840	206,684	410,156	332,759
2	2	265	8,073	680,504	154,795	58,936	213,730	667,095	209,519	667,095	209,519	457,576	790,335
3	2	282	8,569	722,244	154,795	62,550	217,345	701,003	210,953	701,003	210,953	490,049	1,280,384
4	315	9,578	807,298	807,298	69,917	69,917	69,917	775,797	67,189	775,797	67,189	708,609	1,988,993
5	313	9,516	802,068	802,068	69,464	69,464	69,464	763,140	66,092	763,140	66,092	697,047	2,686,041
6	311	9,454	796,871	796,871	69,014	69,014	69,014	750,689	65,014	750,689	65,014	685,675	3,371,715
7	309	9,393	791,708	791,708	68,566	68,566	68,566	738,440	63,953	738,440	63,953	674,487	4,046,202
8	307	9,332	786,579	786,579	68,122	68,122	68,122	726,392	62,910	726,392	62,910	663,482	4,709,685
9	305	9,271	781,483	781,483	67,681	67,681	67,681	714,541	61,883	714,541	61,883	652,657	5,362,342
10	303	9,211	776,419	776,419	67,242	67,242	67,242	702,882	60,874	702,882	60,874	642,009	6,004,351
11	301	9,152	771,389	771,389	66,807	66,807	66,807	691,414	59,880	691,414	59,880	631,534	6,635,885
TOTAL	7	3,253	98,939	8,339,570		722,255	1,264,037	7,848,233	1,212,349	7,848,233	1,212,349	6,635,885	

ELABORADO POR: Mayra Sánchez C.

5.2.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

De los resultados finales obtenidos en cada uno de los escenarios con sus respectivos valores del precio del petróleo se puede observar que los valores son altos en la tasa interna de retorno y el valor actual neto, podemos darnos cuenta que en cada escenario al colocar el valor del petróleo en 100 USD es mayor la tasa interna de retorno y el valor actual neto.

Mientras que al colocar el precio del crudo a 77 USD la tasa interna de retorno y el valor actual neto es menor, sin embargo aún con este valor el proyecto es rentable debido al valor de la inversión con su respectivo TIR alto por lo que la recuperación de la inversión se refleja en el primer mes de evaluación en cada uno de los escenarios.

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 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES:

- ✓ Al campo Sacha se lo ha considerado desde los tiempos del inicio del boom petrolero como uno de los campos más importantes en el país, actualmente administrado por RÍO NAPO CEM, la importancia del campo se debe que a pesar de pasar los años sigue produciendo crudo liviano con una producción mensual actual de 10.579.998 bls, además se han proyectado nuevos pozos a perforar debido al alto índice de producción que cuanta el campo.
- ✓ En base al estudio realizado del campo y a las facilidades con las que cuenta del sistema power oil se presenta la propuesta de automatizar el campo en tiempo real, con la implementación de instrumentación de superficie que permitirá monitorear el campo para optimizar la producción, los resultados de factibilidad de colocar la instrumentación se los ha observado en pozo SAC-164D que cuenta con un monitoreo permanente para su análisis en el cual se ha incrementado la producción en 243 BPPD lo que significa que el proyecto es factible.
- ✓ Al realizar el Análisis Nodal con la herramienta WELFLO a cada pozo que cuenta con el sistema de bombeo hidráulico se ha determinado que 9 pozos se encuentran trabajando fuera del rango operativo de producción de la bomba 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 ha observado la declinación de producción por lo que se han realizado un

continuo cambio de bomba encontrando la presencia de escala, sólidos e incrustaciones que perjudican el buen funcionamiento de la bomba, además se observó que no se realiza un estudio para bajar una nueva geometría de acuerdo a las condiciones actuales sino que se continúa con la misma geometría lo que dificulta el incremento de producción y el trabajo del yacimiento.

- ✓ En base a los resultados obtenidos del estudio técnico se concluyó que las bombas jet de los pozos SAC-09, SAC-19, SAC-62, SAC-111, SAC-118, están trabajando fuera del rango operativo, puesto que con bombas de diferente geometría se puede obtener una mayor producción, trabajando con los parámetros actuales, mientras que los pozos SAC-10 y SAC-164 D no se considera rentable el cambio de geometría, puesto que demandan un incremento sustancial de fluido motriz, además estos pozos tienen una energía de fondo que permite levantar mayor cantidad de fluido esto se debe al acuífero activo que tienen.
- ✓ De los resultados obtenidos del estudio técnico se determina que con la implementación de nuevas geometrías de acuerdo a la herramienta WELLFLO, se puede obtener un incremento de 591BPPD en los pozos SAC-09, SAC-19, SAC-62, SAC-111, SAC-118 y al realizar un tratamiento químico en los pozos se puede aumentar más la producción, ahorrando fluido motriz.
- ✓ Del estudio técnico económico se ha concluido que el proyecto es económicamente rentable en los tres escenarios, para el primer escenario que es el cambio de bomba con un precio del crudo de 77 dólares, el VAN de \$11.705.502 dólares es mayor a cero; el TIR de 1077% mensual es mayor a la tasa de actualización mensual del 1%; la relación Costo /Beneficio es de 9,55 lo que indica la rentabilidad del proyecto, al ser mayor a 1. Con un precio de 84.29 dólares el VAN de \$12.943.375 dólares es mayor a cero; el TIR de 1190% mensual es mayor a la tasa de

actualización mensual del 1%; la relación Costo /Beneficio es de 10,45 lo que indica la rentabilidad del proyecto, al ser mayor a 1. Con un precio de 100 dólares el VAN de \$15.610.462 dólares es mayor a cero; el TIR de 1436% mensual es mayor a la tasa de actualización mensual del 1%; la relación Costo /Beneficio es de 12,4 lo que indica la rentabilidad del proyecto, al ser mayor a 1. Recuperando la inversión en el primer mes.

- ✓ Para el segundo escenario con un tratamiento químico el precio del crudo de 77 dólares, el VAN de \$6.349.255 dólares es mayor a cero; el TIR de 1385% mensual es mayor a la tasa de actualización mensual del 1%; la relación Costo /Beneficio es de 10,02 lo que indica la rentabilidad del proyecto, al ser mayor a 1. Con un precio de 84.29 dólares el VAN de \$7.016.961 dólares es mayor a cero; el TIR de 1517% mensual es mayor a la tasa de actualización mensual del 1%; la relación Costo /Beneficio es de 10,98 lo que indica la rentabilidad del proyecto, al ser mayor a 1. Con un precio de 100 dólares el VAN de \$8.455.871 dólares es mayor a cero; el TIR de 1801% mensual es mayor a la tasa de actualización mensual del 1%; la relación Costo /Beneficio es de 13,02 lo que indica la rentabilidad del proyecto, al ser mayor a 1. Recuperando la inversión en el primer mes y una semana.
- ✓ Para el tercer escenario que es la implementación de instrumentación de superficie se asume el precio del crudo de 77 dólares, el VAN de \$5.957.113 dólares es mayor a cero; el TIR de 473% mensual es mayor a la tasa de actualización mensual del 1%; la relación Costo /Beneficio es de 5,91 lo que indica la rentabilidad del proyecto, al ser mayor a 1. Con un precio de 84.29 dólares el VAN de \$6.635.885 dólares es mayor a cero; el TIR de 542% mensual es mayor a la tasa de actualización mensual del 1%; la relación Costo /Beneficio es de 6,47 lo que indica la rentabilidad del proyecto, al ser mayor a 1. Con un precio de 100 dólares el VAN de \$8.098.641 dólares es mayor a cero; el TIR de 689% mensual es mayor a la tasa de actualización mensual del 1%; la relación Costo /Beneficio es

de 7,68 lo que indica la rentabilidad del proyecto, al ser mayor a 1. Recuperando la inversión en el primer mes.

6.2 RECOMENDACIONES:

- ✓ Se recomienda automatizar todos los pozos que se encuentran produciendo bajo el sistema de bombeo hidráulico con instrumentación de superficie que permitirá obtener un monitoreo en tiempo real de la situación actual del campo para tomar medidas correctivas a tiempo que permitan optimizar la producción del campo Sacha, de acuerdo al estudio con una baja inversión se incrementará la producción de los pozos por lo que el proyecto es económicamente rentable.
- ✓ Para una mayor optimización del campo Sacha también se recomienda realizar el cambio de geometrías jet en los pozos SAC-09, SAC-19, SAC-62, SAC-111, SAC-118, de acuerdo al estudio realizado con una baja inversión se incrementará la producción.
- ✓ Se ha recomendado realizar un tratamiento químico eficiente para eliminar la formación de incrustaciones, escala y el incremento de sólidos que tapan a la bomba y no le dejan trabajar de una manera eficiente, además que al realizar tratamiento químico a los pozos estaremos incrementando la vida útil del pozo, debido a que eliminaremos los problemas que se presentan en la cara de la formación.
- ✓ Una recomendación muy importante es realizar trabajos de pruebas de restauración de presión B'UP en los pozos del Campo Sacha para contar con una data actualizada de lo que realmente está sucediendo en la formación como es el índice de productividad, presiones de reservorio y de formación que ayudarán de mejor manera a la hora de tomar decisiones para realizar el diseño de la bomba.

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

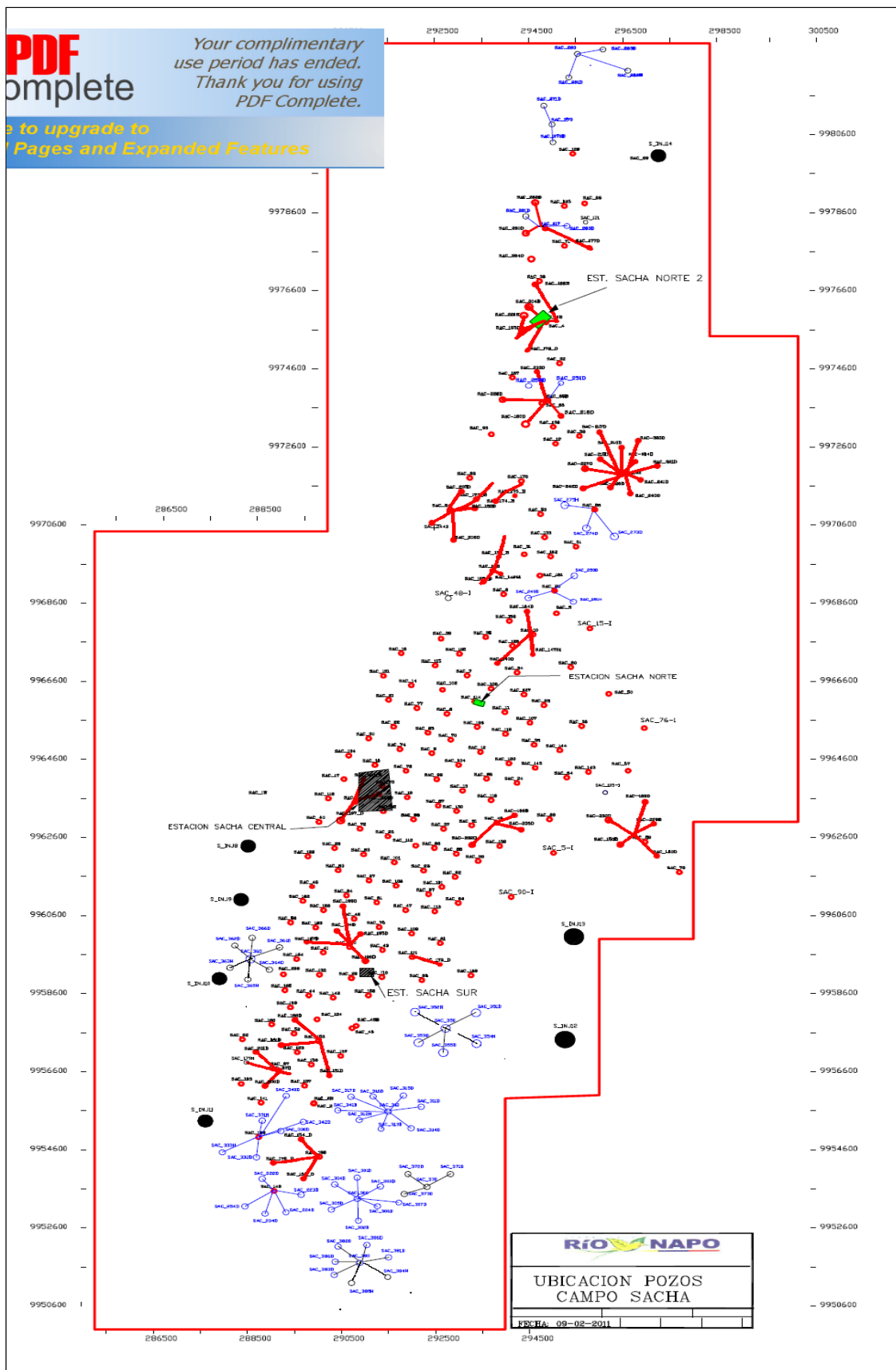
- ✓ Al aplicar todas las recomendaciones antes mencionadas en fondo y con la ayuda de la automatización se podrá optimizar en corto tiempo el campo Sacha e incrementar la vida útil del mismo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

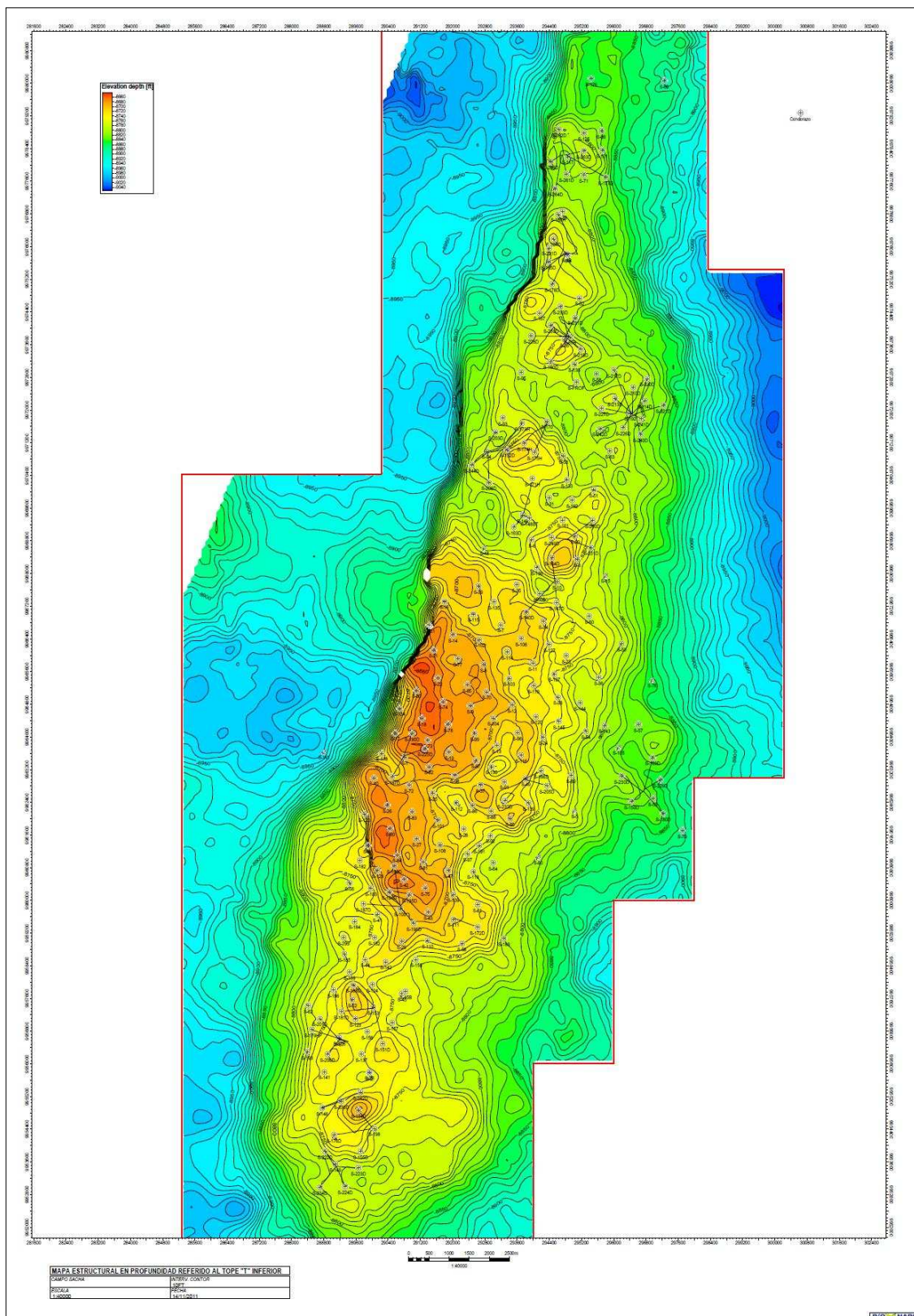
- 1 **MSC. RICARDO, MAGGIOLO** (2008) “Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal” Lima-Perú.
- 2 **PH.D. FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO** “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos” Neiva-Huila-Colombia.
- 3 **KERMIT R. BROWN** “**The technology of Artificial Lift Methods**” **Oklahoma 1984**. Volumen 4 of Production Optimization of oil and gas wells by Nodal Systems Analysis, University of Tulsa.
- 4 **BROWN E. KERMIT**, “The technology of Artificial Lift Methods”, Volumen 2b, Hydraulic Pumping Piston and Jet Pumping.
- 5 **MELO V.** (2007) “Folleto de Levantamiento Artificial” Quito
- 6 **BEGGS, DALE**, “Production Optimization using Nodal Analysis”
- 7 **DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA Y PRODUCCIÓN DE RÍO NAPO CEM** (2011); Forescast, Potencial de Producción y archivos técnicos del Campo Sacha-Distrito Oriente.
- 8 **BENAVIDES ANDREA Y VERGARA ENRIQUE**, (2011) Proyecto de Titulación “Estudio del Sistema de Bombeo Hidráulico en el Campo Shushufindi”.
- 9 **JIMÉNEZ, CINTYA** (2009) “Optimización de los procesos en Facilidades de producción en el Campo Sacha, Estación Sacha Central” Quito-Ecuador.
- 10 **WEATHERFORD**, “WELLFLO 2011 USER GUIDE”
- 11 **WEATHERFORD**, “Bombeo Hidráulico con Bombas Piston y Jet OILMASTER y KOBE”

ANEXOS

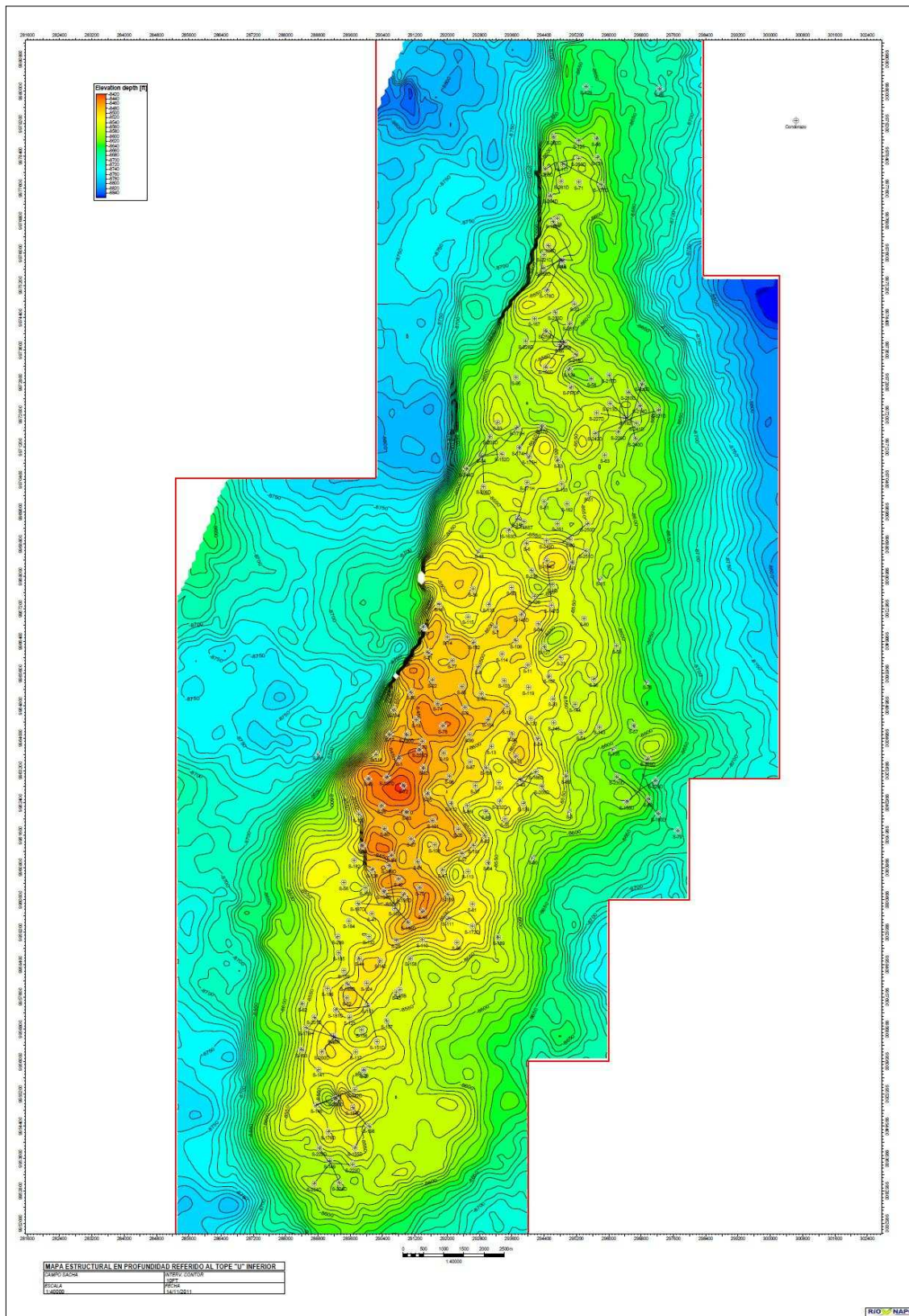
ANEXO 1: UBICACIÓN DE POZOS



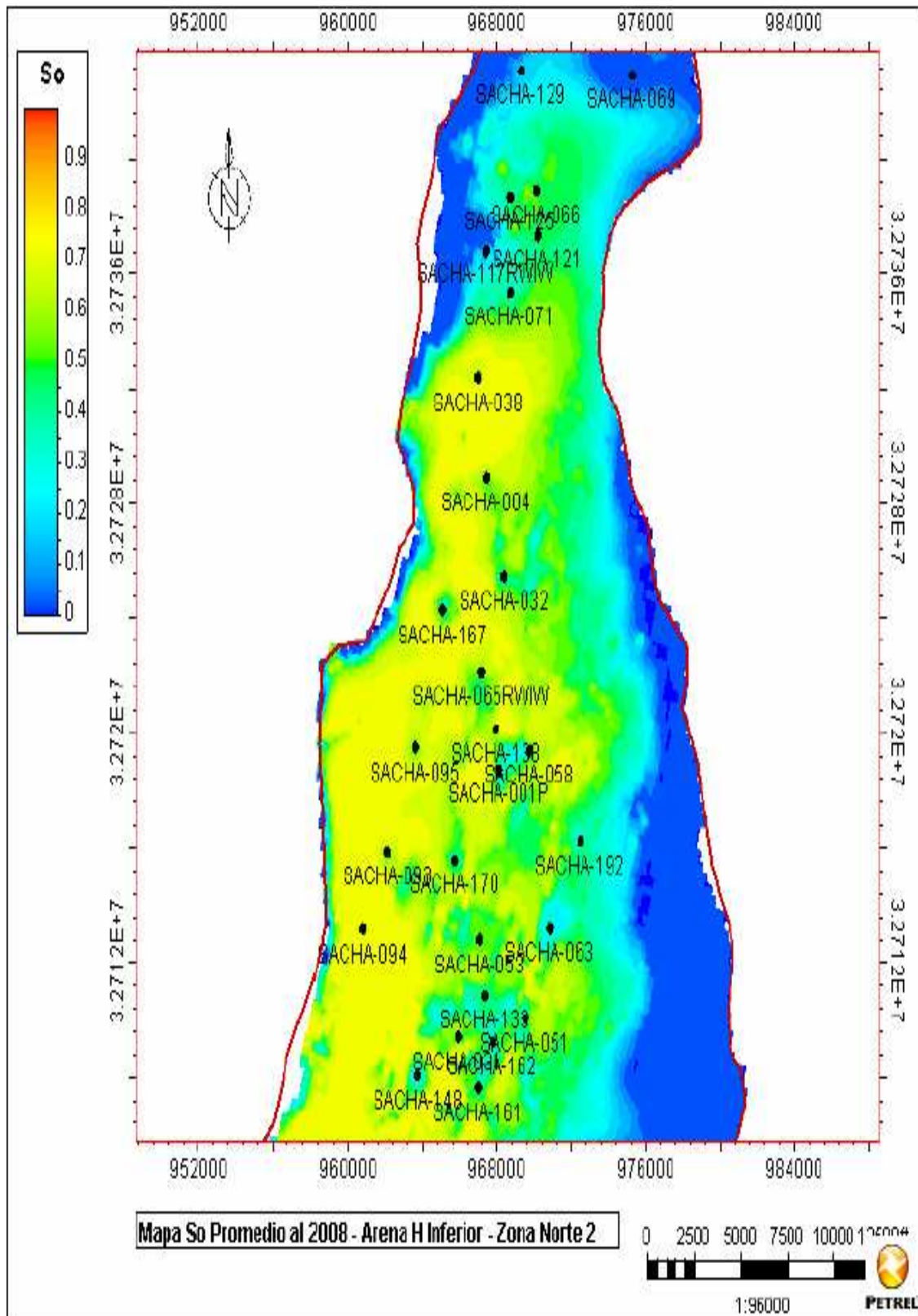
ANEXO 2: MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD REFERIDO AL TOPE "T" INFERIOR



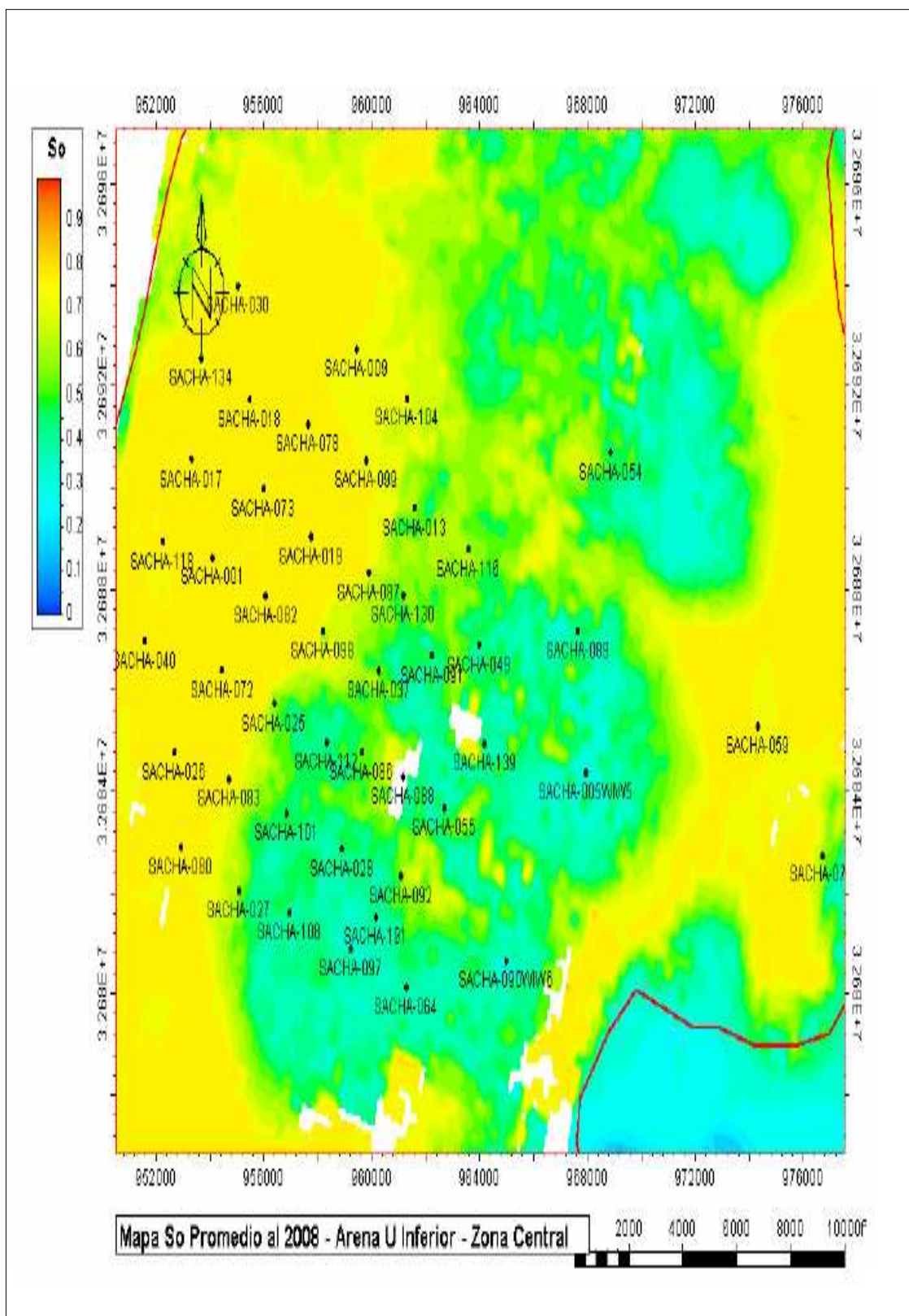
ANEXO 3: MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD REFERIDO AL TOPE "T" INFERIOR



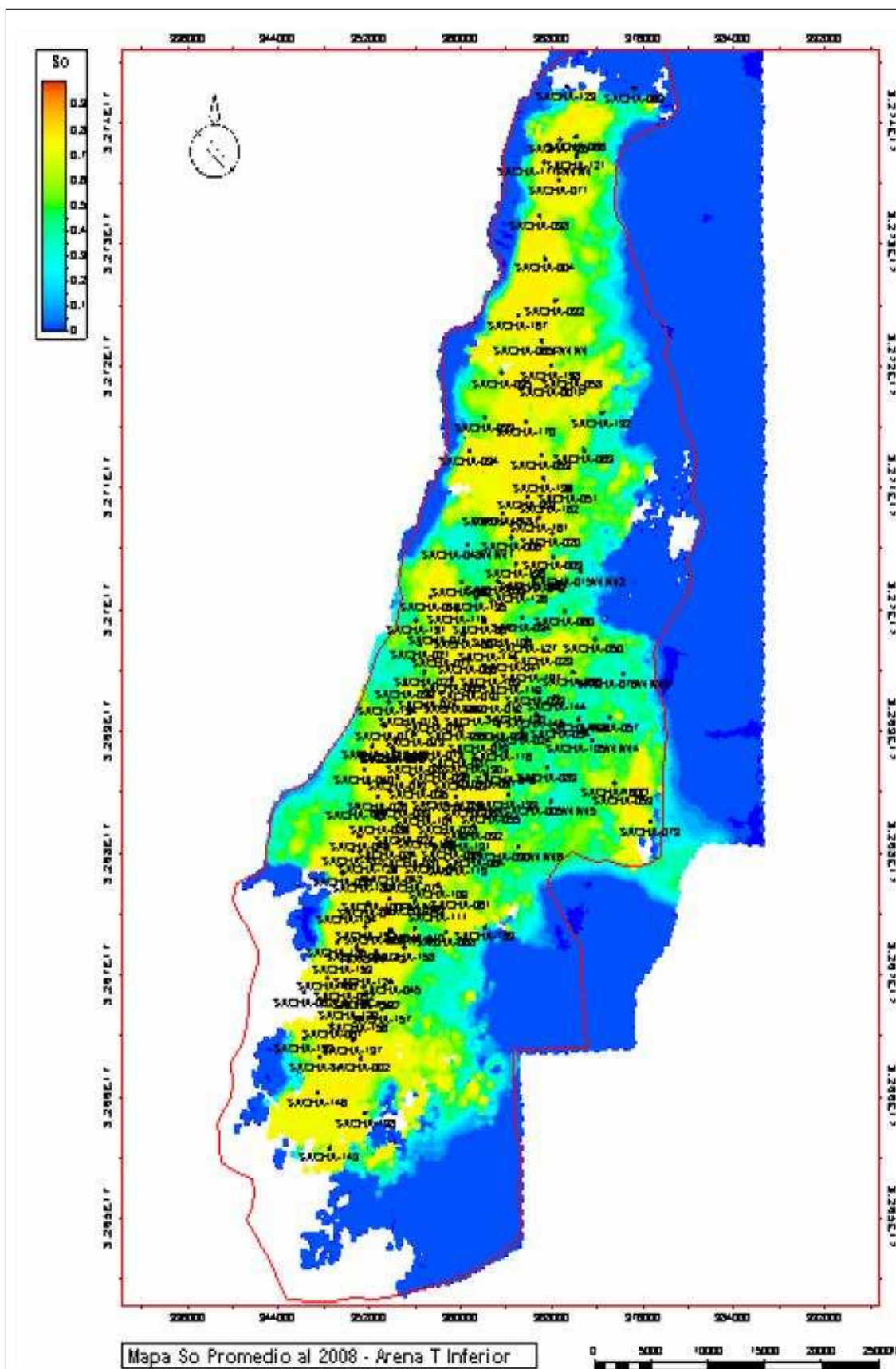
ANEXO 4: MAPA S_o PROMEDIO-ARENA H INFERIOR-ZONA NORTE 2



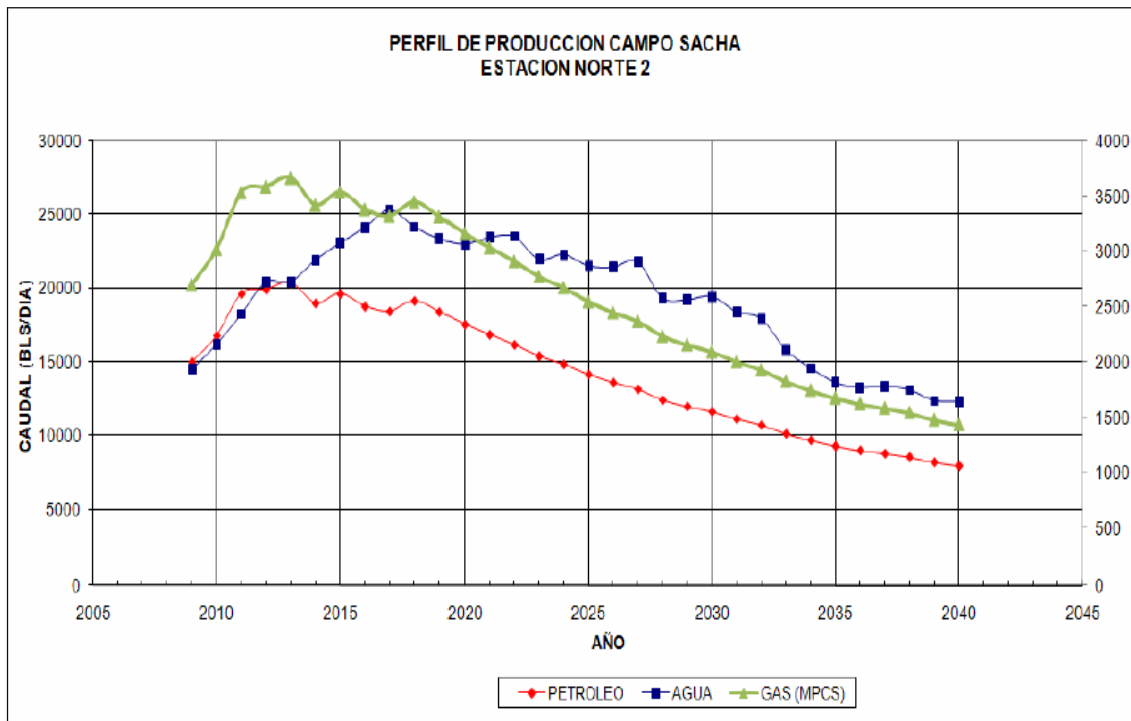
ANEXO 5: MAPA S_o PROMEDIO-ARENA U INFERIOR-ZONA CENTRAL



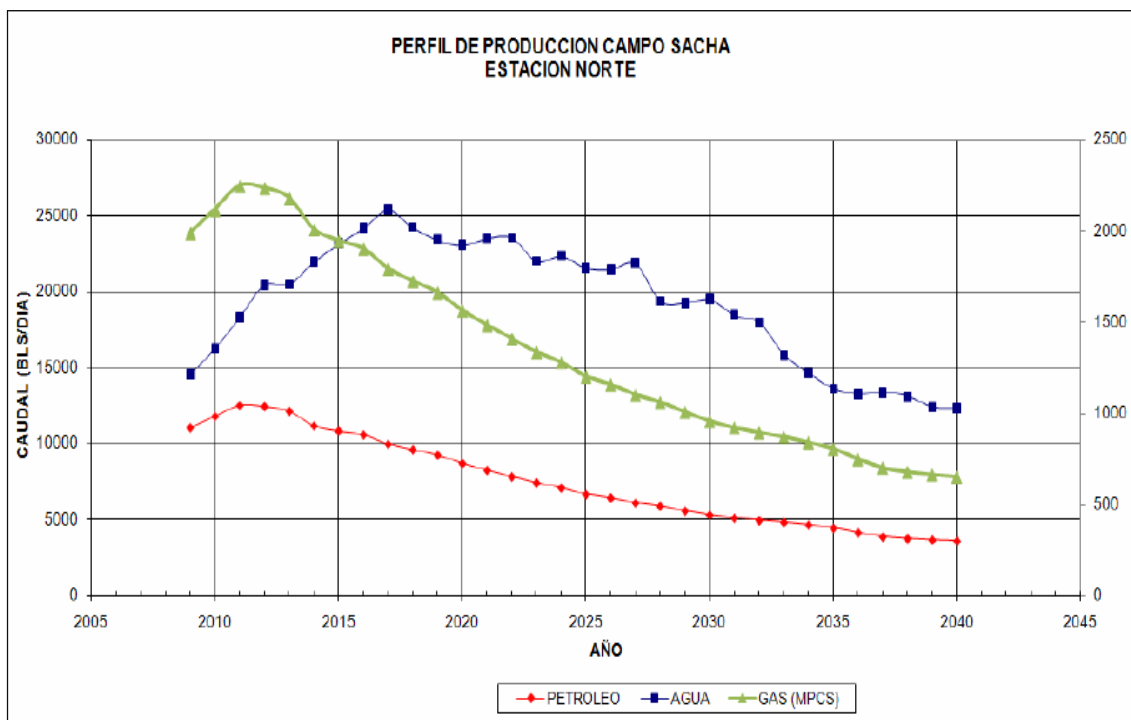
ANEXO 6: MAPA S₀ PROMEDIO-ARENA T INFERIOR



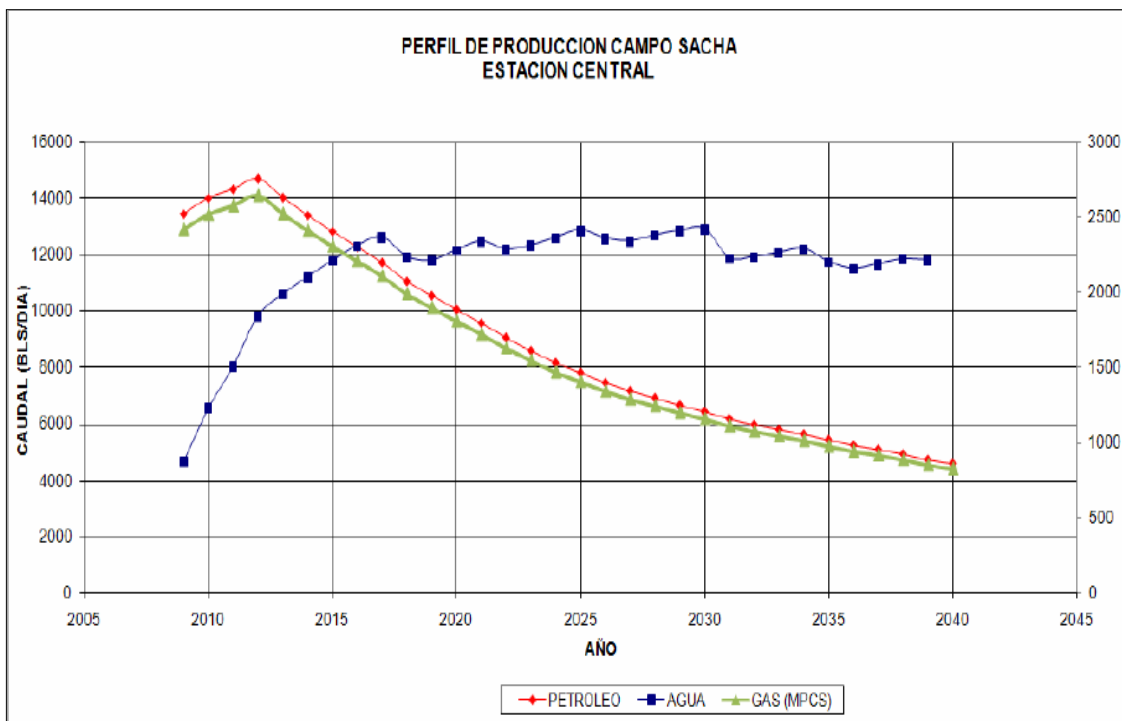
ANEXO 7: PERFIL DE PRODUCCIÓN CAMPO SACHA ESTACIÓN NORTE 2



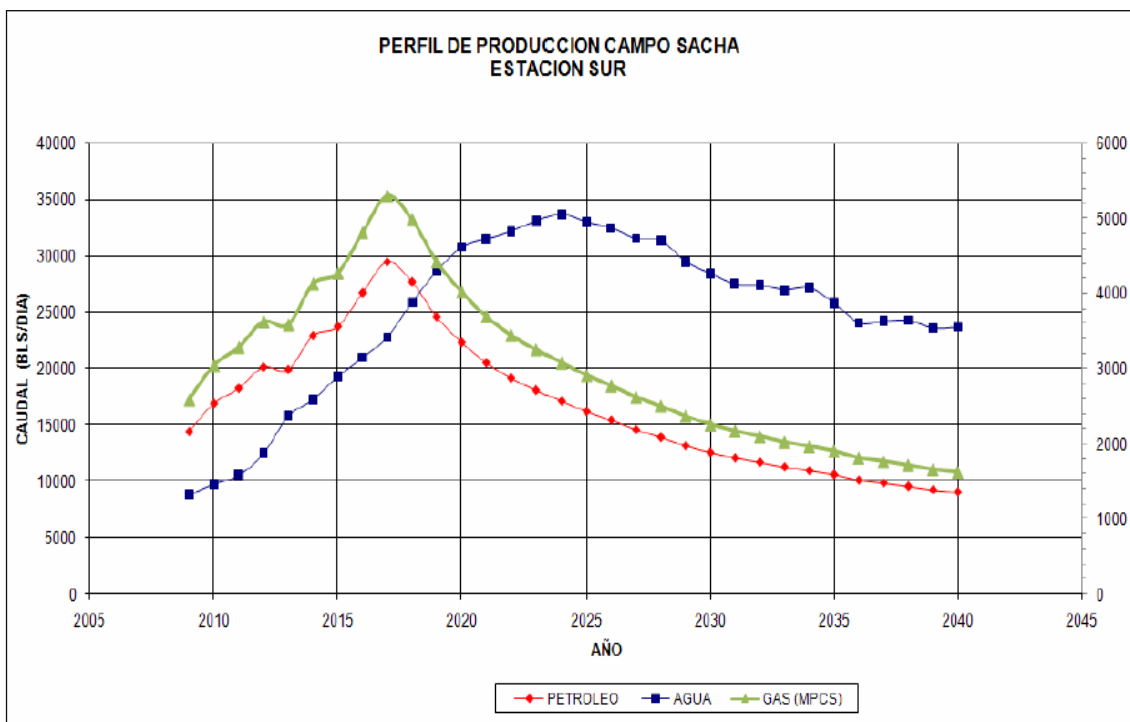
ANEXO 8: PERFIL DE PRODUCCIÓN CAMPO SACHA ESTACIÓN NORTE 1



ANEXO 9: PERFIL DE PRODUCCIÓN CAMPO SACHA ESTACIÓN CENTRAL



ANEXO 10: PERFIL DE PRODUCCIÓN CAMPO SACHA ESTACIÓN SUR



ANEXO 11: ESTADO ACTUAL DEL CAMPO SACHA

POZOS PRODUCTORES	POZOS CERRADOS	POZOS REINYECTORES	POZOS INYECTORES	POZOS ABANDONADOS	POZOS EN WORKOVER	POZOS EN PERFORACIÓN
SAC-001	SAC-004B	SAC-023	SAC-005	PACAY-1	PACAY-1	SAC-254H
SAC-002B	SAC-011	SAC-029	SAC-015	SAC-002	SAC-002	SAC-265D
SAC-003	SAC-016	SAC-065	SAC-048	SAC-004	SAC-004	SAC-274D
SAC-006	SAC-021	SAC-084	SAC-076	SAC-052A	SAC-052A	SAC-310V
SAC-007	SAC-022	SAC-086	SAC-090	SAC-057	SAC-057	SAC-332D
SAC-008	SAC-024	SAC-100	SAC-105	SAC-066A	SAC-066A	5
SAC-009	SAC-027	SAC-117	6	SAC-067	SAC-067	
SAC-010	SAC-033	SAC-221H		SAC-069	SAC-069	
SAC-012	SAC-034	8		SAC-079	SAC-079	
SAC-013	SAC-035			SAC-1 WEST	SAC-1 WEST	
SAC-014	SAC-036			10	10	
SAC-017	SAC-039					
SAC-018	SAC-045					
SAC-019	SAC-046					
SAC-020	SAC-047					
SAC-025	SAC-049					
SAC-026	SAC-054 ST1					
SAC-028	SAC-060					

SAC-030	SAC-166D	SAC-061
SAC-031	SAC-167	SAC-063
SAC-032	SAC-168H	SAC-064
SAC-037	SAC-169D	SAC-071
SAC-038	SAC-170	SAC-072
SAC-040	SAC-172D	SAC-073
SAC-041	SAC-175H	SAC-075
SAC-042	SAC-176D	SAC-077
SAC-043	SAC-177D	SAC-081
SAC-044	SAC-178D	SAC-082
SAC-045B	SAC-179H	SAC-089
SAC-050	SAC-180D	SAC-092
SAC-051	SAC-181D	SAC-094
SAC-052B	SAC-182	SAC-095
SAC-053	SAC-183	SAC-097
SAC-055	SAC-184	SAC-104
SAC-056	SAC-185	SAC-107
SAC-058	SAC-186	SAC-113
SAC-059	SAC-187D	SAC-116
SAC-062	SAC-188D	SAC-120
SAC-065B	SAC-189	SAC-122

SAC-066B	SAC-190D	SAC-129
SAC-067B	SAC-191	SAC-131
SAC-068	SAC-192	SAC-138
SAC-070	SAC-193	SAC-141
SAC-074	SAC-194D	SAC-142
SAC-078	SAC-197D	SAC-143
SAC-080	SAC-198	SAC-145
SAC-083	SAC-204D	SAC-148ST1
SAC-085	SAC-206D	SAC-149
SAC-087	SAC-210D	SAC-151D
SAC-088	SAC-213D	SAC-156
SAC-091	SAC-214D-Uj	SAC-157
SAC-093	SAC-217D	SAC-162
SAC-096	SAC-218D	SAC-165D
SAC-098	SAC-223D	SAC-171H
SAC-099	SAC-225D	SAC-173H
SAC-101	SAC-226D	SAC-174D
SAC-102	SAC-227D	SAC-195D
SAC-103	SAC-228D	SAC-196D
SAC-106	SAC-229D	SAC-199D
SAC-108	SAC-230D	SAC-200D

SAC-109	SAC-231D	SAC-201D
SAC-110	SAC-232D	SAC-203D
SAC-111	SAC-233D	SAC-205D
SAC-112	SAC-234D	SAC-222D
SAC-114	SAC-240 D	SAC-224D
SAC-115	SAC-241D	SAC-244D
SAC-118	SAC-242D	SAC-261D
SAC-119	SAC-249D	SAC-262D
SAC-121	SAC-250D	SAC-330D
SAC-123	SAC-251D	SAC-PROF
SAC-124	SAC-259D	70
SAC-125	SAC-260D	
SAC-126	SAC-263D-Uj	
SAC-127	SAC-264D-Uj	
SAC-128	SAC-299D	
SAC-130	SAC-320D	
SAC-132	SAC-321D	
SAC-133	SAC-340D	
SAC-134	SAC-342D	
SAC-135	159	

FUENTE: Departamento de Ingeniería y Producción/Campo/Sacha/Potencial de Producción/Fecha de Cierre 31-12-2011

ANEXO 12: POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO A DICIEMBRE DEL 2011

POZO	ESTADO	ARENA	ESTACION	BFPD		BPPD		BSW		BIPD		TIPO		FECHA
				BLS		BLS		BLS		BLS		LEVANTAMIENTO	BAJADA	
SAC-001	PRODUCIENDO	U	C	431		419		2.8		1095		PPH	PL-II 2½X1 7/8	27-Dec-10
SAC-002B	PRODUCIENDO	T	S	260		254		2.3		1625		PPH	JET 8A	8-Sep-11
SAC-003	PRODUCIENDO	Hs	N1	347		159		54.1		960		PPH	JET 9A	5-Apr-11
SAC-006	PRODUCIENDO	Uj	N1	409		357		12.7		2000		PPH	JET 9A	23-Nov-11
SAC-007	PRODUCIENDO	U+T	N1	895		415		53.6		2000		PPH	JET 9j	18-Jun-11
SAC-009	PRODUCIENDO	Ti	N1	440		295		33.0		1565		PPH	JET 9j	27-May-11
SAC-010	PRODUCIENDO	Hi	N1	1491		98		93.4		1590		PPH	JET 10K	28-Oct-11
SAC-012	PRODUCIENDO	T	N1	660		101		84.7		1810		PPH	JET 9A	16-Jan-11
SAC-013	PRODUCIENDO	Hs+i	C	300		271		9.7		1580		PPH	JET 9 I	22-Sep-11
SAC-014	PRODUCIENDO	Hi	N1	696		404		42		2232		PPH	JET 9 A	7-Dec-11
SAC-017	PRODUCIENDO	Uj	C	513		502		2.1		1030		PPH	PISTON - B2XA	20-Oct-11
SAC-018	PRODUCIENDO	T	C	465		224		51.8		1450		PPH	JET-8A	14-Apr-11
SAC-019	PRODUCIENDO	U	C	340		230		32.3		1500		PPH	JET-8A 3X48	30-Jan-11
SAC-020	PRODUCIENDO	U+T	N1	476		133		72.0		2030		PPH	JET-9A	13-Dec-11
SAC-025	PRODUCIENDO	U	C	787		360		54.2		1620		PPH	JET 9A	10-Nov-11
SAC-026	PRODUCIENDO	U	C	385		190		50.6		1550		PPH	JET 8A	27-Nov-11
SAC-028	PRODUCIENDO	Hi	C	967		152		84.3		1980		PPH	JET 9A	13-Nov-11
SAC-030	PRODUCIENDO	Hs	C	110		68		38.2		1560		PPH	JET-9I	10-Jun-11

ANEXO 12: CONTINUACIÓN

POZO	ESTADO	ARENA	ESTACION	BFPD		BPPD		BSW		BIPD		TIPO		FECHA
				BLS		BLS		BLS		BLS		LEVANTAMIENTO	BAJADA	
SAC-031	PRODUCIENDO	Hs	N1	383		356		7.0		1920		PPH	JET-10I	12-Jun-11
SAC-037	PRODUCIENDO	T	C	171		154		9.9		1620		PPH	JET 9H	17-Apr-11
SAC-040	PRODUCIENDO	U	C	534		179		66.5		1770		PPH	JET - 10I	10-Jul-11
SAC-041	PRODUCIENDO	BT	S	557		264		52.6		1510		PPH	PISTON D 1X1	14-Aug-11
SAC-042	PRODUCIENDO	BT	S	289		279		3.4		1900		PPH	JET 10I	20-Nov-11
SAC-043	PRODUCIENDO	Uj	S	363		145		60.0		1500		PPH	JET-9I	26-Jun-11
SAC-044	PRODUCIENDO	Hs+i	S	418		375		10.3		1485		PPH	JET-9 I	11-Dec-11
SAC-045B	PRODUCIENDO	Hs	S	325		315		3.1		650		PPH	PISTON 3X48	9-Oct-11
SAC-050	PRODUCIENDO	U	N1	1156		391		66.2		2390		PPH	P23X/JET-11K	18-Apr-11
SAC-053	PRODUCIENDO	Uj	N1	194		175		9.8		1870		PPH	JET- 10I	22-Dec-11
SAC-055	PRODUCIENDO	Ti	C	177		170		4.0		1085		PPH	OIL MASTER 3x48	23-Dec-11
SAC-056	PRODUCIENDO	Uj	S	312		300		3.8		840		PPH	PL-II 2 1/2 x 1 1/2	26-Sep-11
SAC-062	PRODUCIENDO	Hs	S	454		439		3.3		1370		PPH	JET 9I	22-Oct-11
SAC-068	PRODUCIENDO	Uj	S	571		545		4.5		1105		PPH	PISTON 3 X 48	12-Aug-11
SAC-074	PRODUCIENDO	Hi	N1	1384		696		49.7		1390		PPH	JET-9I	CERRADO
SAC-078	PRODUCIENDO	U	C	485		103		78.8		1860		PPH	JET-9A	27-Feb-11
SAC-080	PRODUCIENDO	T	C	212		99		53.3		1870		PPH	JET-9A	24-Dec-11
SAC-083	PRODUCIENDO	T	C	314		266		15.2		1560		PPH	JET - 9I	8-Nov-11
SAC-085	PRODUCIENDO	BT	N1	251		107		57.4		1915		PPH	JET-10I	23-Aug-11

ANEXO 12: CONTINUACIÓN

POZO	ESTADO	ARENA	ESTACION	BFPD		BPPD		BSW		BIPD		TIPO		FECHA
				BLS	BLS	BLS	BLS	BLS	BLS	LEVANTAMIENTO	BAJADA			
SAC-087	PRODUCIENDO	BT	C	287	163	43.2	1640	PPH	JET-9H	6-Jul-11				
SAC-088	PRODUCIENDO	T	C	229	215	6.1	1970	PPH	JET-9A	21-Nov-11				
SAC-091	PRODUCIENDO	T	C	89	77	13.5	1800	PPH	JET-9A	22-Nov-11				
SAC-096	PRODUCIENDO	BT	N1	184	162	12.0	1610	PPH	JET-8A	3-Jun-11				
SAC-098	PRODUCIENDO	U	C	483	342	29.2	2030	PPH	JET KOBE - 9A	26-Nov-11				
SAC-101	PRODUCIENDO	Uj	C	761	272	64.2	1850	PPH	JET-9A	27-Nov-10				
SAC-103	PRODUCIENDO	Hs	N1	2276	266	88.3	1760	PPH	JET-9B	1-Dec-10				
SAC-106	PRODUCIENDO	Hs	N1	561	330	41.2	1180	PPH	PISTON 3X48	16-Aug-11				
SAC-108	PRODUCIENDO	T	C	403	379	6.0	1690	PPH	JET 9A	23-Sep-11				
SAC-109	PRODUCIENDO	U+T	S	246	229	6.9	560	PPH	PL II 1/2" X 2 X 1 3/4"	26-Dec-11				
SAC-111	PRODUCIENDO	T	S	308	275	10.7	1570	PPH	JET-9I	20-Sep-11				
SAC-112	PRODUCIENDO	BT	C	208	189	9.1	1890	PPH	JET-10I	18-Mar-11				
SAC-114	PRODUCIENDO	Hi	N1	3284	378	88.5	1570	PPH	JET-10K	1-Oct-11				
SAC-115	PRODUCIENDO	Hi	N1	931	359	61.4	1275	PPH	JET-10J	2-Dec-11				
SAC-118	PRODUCIENDO	Uj	C	273	266	2.6	1775	PPH	JET-10J	23-Sep-11				
SAC-119	PRODUCIENDO	Hs	N1	90	65	27.7	1430	PPH	JET 8A	22-Nov-11				
SAC-123	PRODUCIENDO	U	S	336	329	2.0	2376	PPH	JET-11J	16-Sep-11				
SAC-126	PRODUCIENDO	BT	N1	354	229	35.3	1645	PPH	JET- 10J	29-Aug-11				
SAC-128	PRODUCIENDO	Hs	S	1836	307	83.3	1860	PPH	JET 9A	31-Aug-11				

ANEXO 12: CONTINUACIÓN

POZO	ESTADO	ARENA	ESTACION	BFPD		BPPD		BSW		BIPD		TIPO		FECHA
				BLS		BLS		BLS		BLS		LEVANTAMIENTO	BAJADA	
SAC-130	PRODUCIENDO	Uj	C	464		259		44.2		1090		PPH	PISTON 3X48	26-Nov-11
SAC-132	PRODUCIENDO	U	S	414		383		7.4		925		PPH	PISTON B2XA	29-Jul-11
SAC-133	PRODUCIENDO	U	N1	83		82		1.2		1585		PPH	JET 8A	15-Sep-11
SAC-134	PRODUCIENDO	U	C	494		477		3.4		1395		PPH	PISTON 3 x48	1-Apr-11
SAC-135	PRODUCIENDO	Hs	N1	1074		331		69.2		720		PPH	PISTON B2X2	16-Oct-11
SAC-136	PRODUCIENDO	BT	N1	220		212		3.6		1300		PPH	JET-8A	24-Oct-10
SAC-137	PRODUCIENDO	Ti	S	223		196		12.1		1535		PPH	JET-8A	26-Nov-11
SAC-139	PRODUCIENDO	Ti	C	395		381		3.5		1400		PPH	PISTON 3X48"	9-May-11
SAC-140D	PRODUCIENDO	Uj	N1	860		490		43.1		1825		PPH	JET-10I	27-Feb-11
SAC-144	PRODUCIENDO	BT	N1	1432		198		86.2		1760		PPH	JET-9A	25-Jul-11
SAC-147D	PRODUCIENDO	Hi	N1	577		440		23.8		2000		PPH	JET-10K	29-Sep-11
SAC-158	PRODUCIENDO	Hi	S	554		538		2.8		935		PPH	PISTON 3X48"	4-Oct-11
SAC-164D	PRODUCIENDO	Hi	N1	3217		910		71.7		1755		PPH	JET-11H	20-Jan-11
SAC-166D	PRODUCIENDO	Uj	N1	633		101		84.0		1820		PPH	JET-9A	26-Sep-11
SAC-170	PRODUCIENDO	T	N2	319		250		21.7		1820		PPH	JET-9A	19-Feb-11
SAC-179H	PRODUCIENDO	Uj	S	294		281		4.4		1980		PPH	JET-10i	19-Nov-11
SAC-182	PRODUCIENDO	Uj	S	312		298		4.6		1820		PPH	JET-10i	24-Oct-11
SAC-184	PRODUCIENDO	Uj	S	571		545		4.5		1890		PPH	JET 10i	24-Oct-11
SAC-186	PRODUCIENDO	T	S	552		541		2.0		2208		PPH	JET-9A	14-Dec-11
SAC-190D	PRODUCIENDO	Uj	C	262		220		16.0		1900		PPH	JET-D6	22-Dec-10

ANEXO 12: CONTINUACIÓN

POZO	ESTADO	ARENA	ESTACION	BFPD		BPPD		BSW		BIPD		TIPO		FECHA
				BLS		BLS		BLS		BLS		LEVANTAMIENTO	BAJADA	
SAC-191	PRODUCIENDO	Hs	C	272		255		6.3		765		PPH	P 2 1/2" X 1 1/2"	1-Sep-11
SAC-197D	PRODUCIENDO	U	C	250		246		1.6		610		PPH	PLII 2 1/2" x 1 7/8"	17-Nov-11
SAC-223D	PRODUCIENDO	Uj	S	192		190		1.0		1680		PPH	JET-9A-	20-Dec-11
SAC-225D	PRODUCIENDO	Uj	C	201		191		5.0		1600		PPH	JET-8A	18-Dec-10
SAC-232D	PRODUCIENDO	T	N1	249		234		6.0		1950		PPH	JET-10I	20-Dec-11
SAC-250D	PRODUCIENDO	Hi	N1	600		582		3.0		1440		PPH	JET-10J	6-Nov-11
SAC-259D	PRODUCIENDO	Hi	N1	1104		442		60.0		1104		PPH	JET-10J	
SAC-321D	PRODUCIENDO	Hs	N2	792		784		1.0		2160		PPH	JET 11K	18-Dec-11

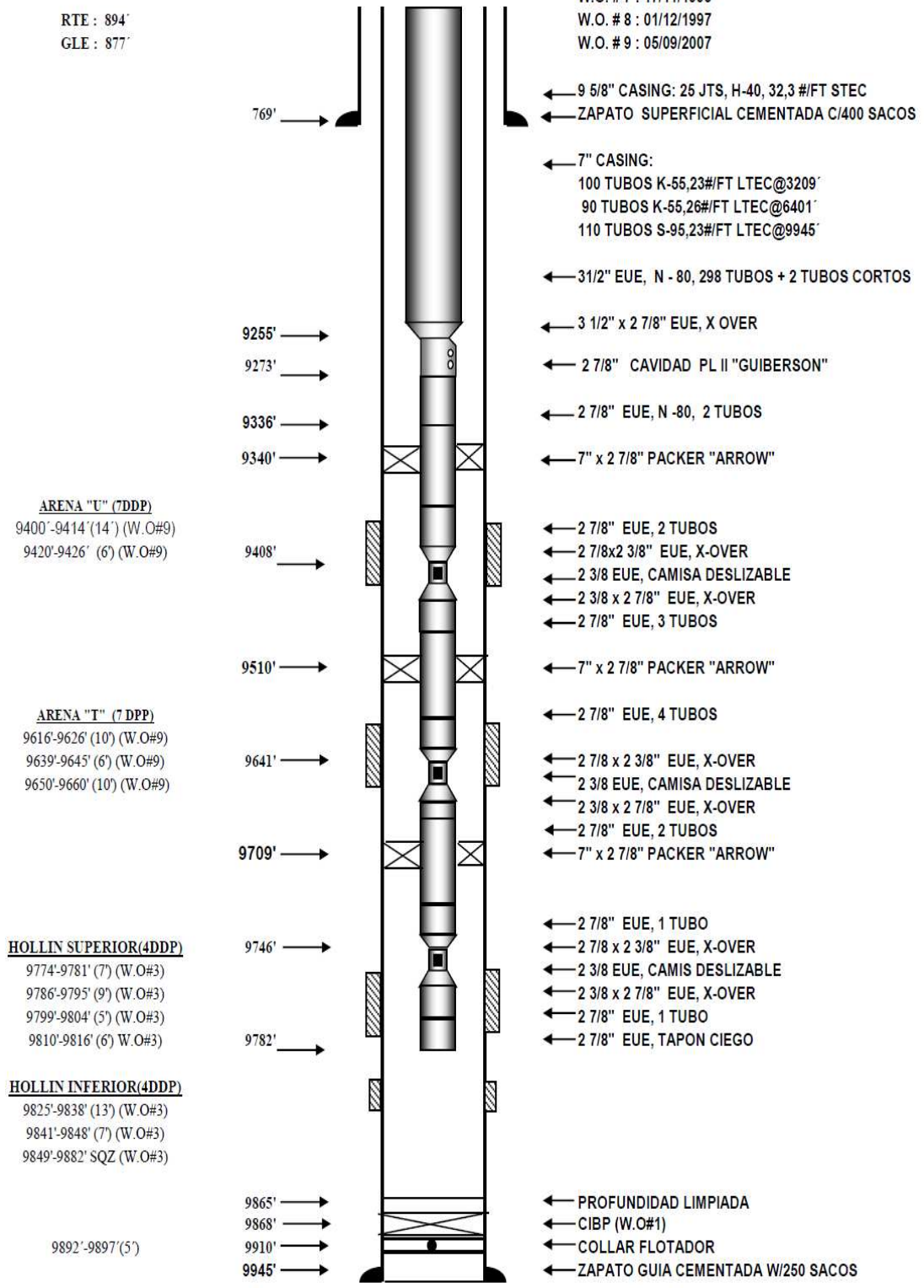
FUENTE: Departamento de Ingeniería y Producción/Campo/Sacha/Potencial de Producción/Fecha de Cierre 31-12-2011

**ANEXO 14: DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE LOS POZOS
SELECCIONADOS EN EL ANÁLISIS**

SACHA 09 W.O. # 09

RTE : 894'
GLE : 877'

COMPLETACION : 07/05/1972
W.O. # 7 : 17/11/1993
W.O. # 8 : 01/12/1997
W.O. # 9 : 05/09/2007



- ← 9 5/8" CASING: 25 JTS, H-40, 32,3 #/FT STEC
- ← ZAPATO SUPERFICIAL CEMENTADA C/400 SACOS
- ← 7" CASING:
100 TUBOS K-55,23#/FT LTEC@3209'
90 TUBOS K-55,26#/FT LTEC@6401'
110 TUBOS S-95,23#/FT LTEC@9945'
- ← 3 1/2" EUE, N - 80, 298 TUBOS + 2 TUBOS CORTOS
- ← 3 1/2" x 2 7/8" EUE, X OVER
- ← 2 7/8" CAVIDAD PL II "GUIBERSON"
- ← 2 7/8" EUE, N -80, 2 TUBOS
- ← 7" x 2 7/8" PACKER "ARROW"
- ← 2 7/8" EUE, 2 TUBOS
- ← 2 7/8 x 2 3/8" EUE, X-OVER
- ← 2 3/8 EUE, CAMISA DESLIZABLE
- ← 2 3/8 x 2 7/8" EUE, X-OVER
- ← 2 7/8" EUE, 3 TUBOS
- ← 7" x 2 7/8" PACKER "ARROW"
- ← 2 7/8" EUE, 4 TUBOS
- ← 2 7/8 x 2 3/8" EUE, X-OVER
- ← 2 3/8 EUE, CAMISA DESLIZABLE
- ← 2 3/8 x 2 7/8" EUE, X-OVER
- ← 2 7/8" EUE, 2 TUBOS
- ← 7" x 2 7/8" PACKER "ARROW"
- ← 2 7/8" EUE, 1 TUBO
- ← 2 7/8 x 2 3/8" EUE, X-OVER
- ← 2 3/8 EUE, CAMIS DESLIZABLE
- ← 2 3/8 x 2 7/8" EUE, X-OVER
- ← 2 7/8" EUE, 1 TUBO
- ← 2 7/8" EUE, TAPON CIEGO
- ← PROFUNDIDAD LIMPIADA
- ← CIBP (W.O#1)
- ← COLLAR FLOTADOR
- ← ZAPATO GUIA CEMENTADA W/250 SACOS

ARENA "U" (7DDP)
9400'-9414' (14') (W.O#9)
9420'-9426' (6) (W.O#9)


ARENA "T" (7DPP)
9616'-9626' (10') (W.O#9)
9639'-9645' (6) (W.O#9)
9650'-9660' (10) (W.O#9)

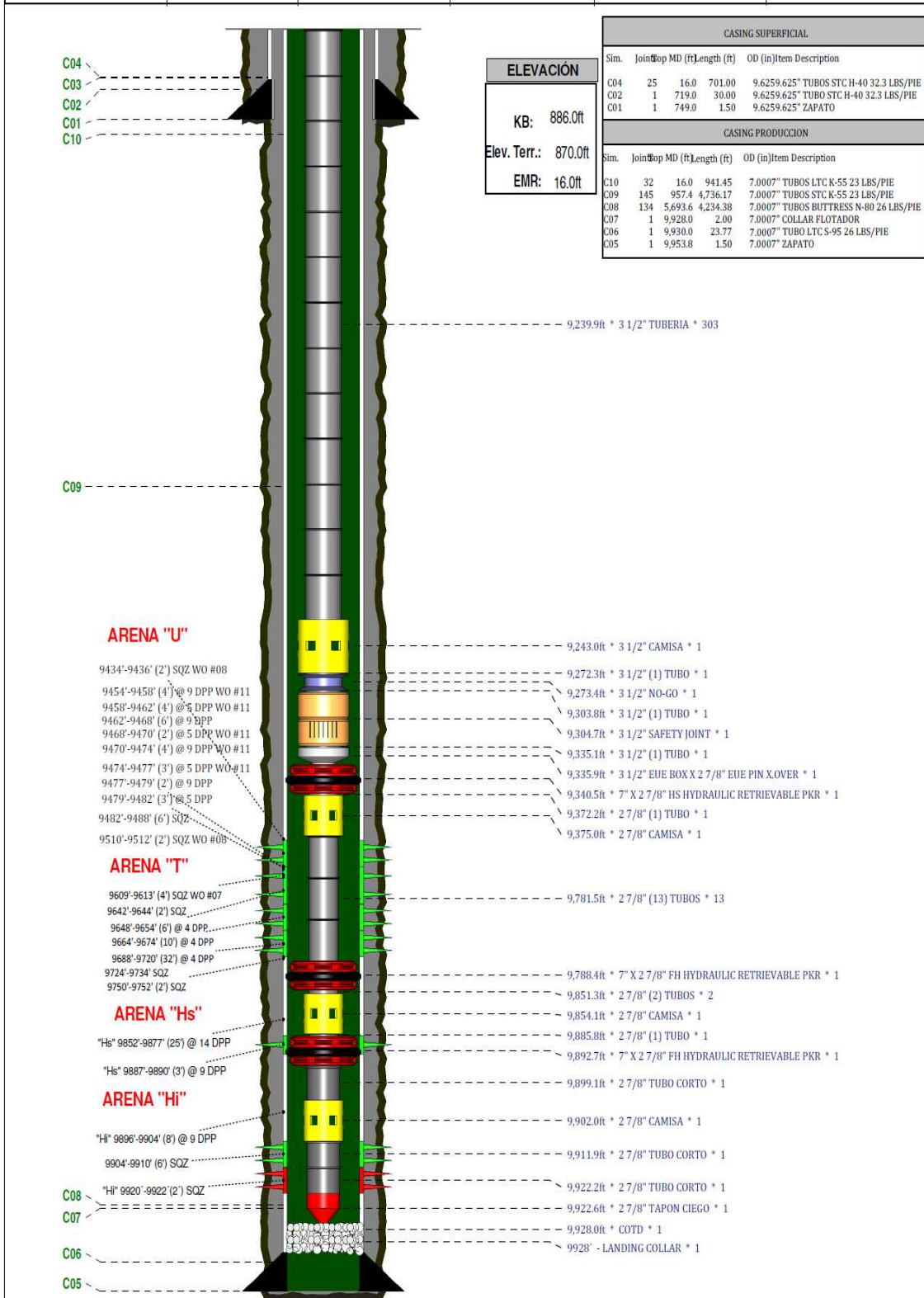
HOLLIN SUPERIOR(4DDP)
9774'-9781' (7) (W.O#3)
9786'-9795' (9) (W.O#3)
9799'-9804' (5) (W.O#3)
9810'-9816' (6) W.O#3)

HOLLIN INFERIOR(4DDP)
9825'-9838' (13) (W.O#3)
9841'-9848' (7) (W.O#3)
9849'-9882' SQZ (W.O#3)

9892'-9897'(5)

POR: H ROMAN.

	SACHA-10	Fecha Inicio: 10/13/2011	Preparado por: Fausto Sanchez	Aprobado por: Javier Estrada	Fecha Fin Perforación: 06/11/1971
	WO #: 12 Tipo: Vertical	Fecha Fin: 10/28/2011	Revisado por: A. Balarezo	Fecha Evento Anterior: 02/24/2008	Fecha Fin Comp. Orig.: 02/02/1972



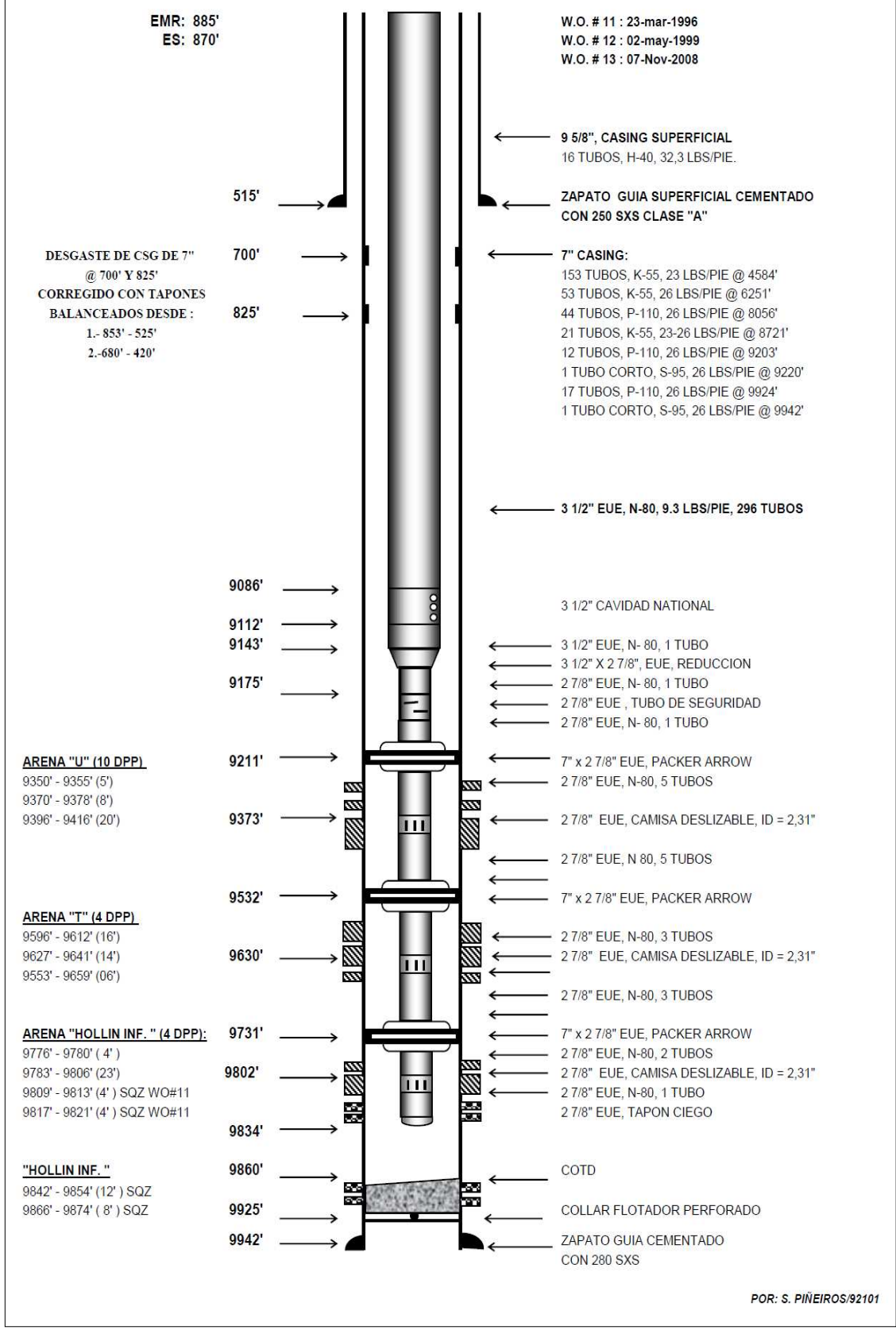
SACHA - 19

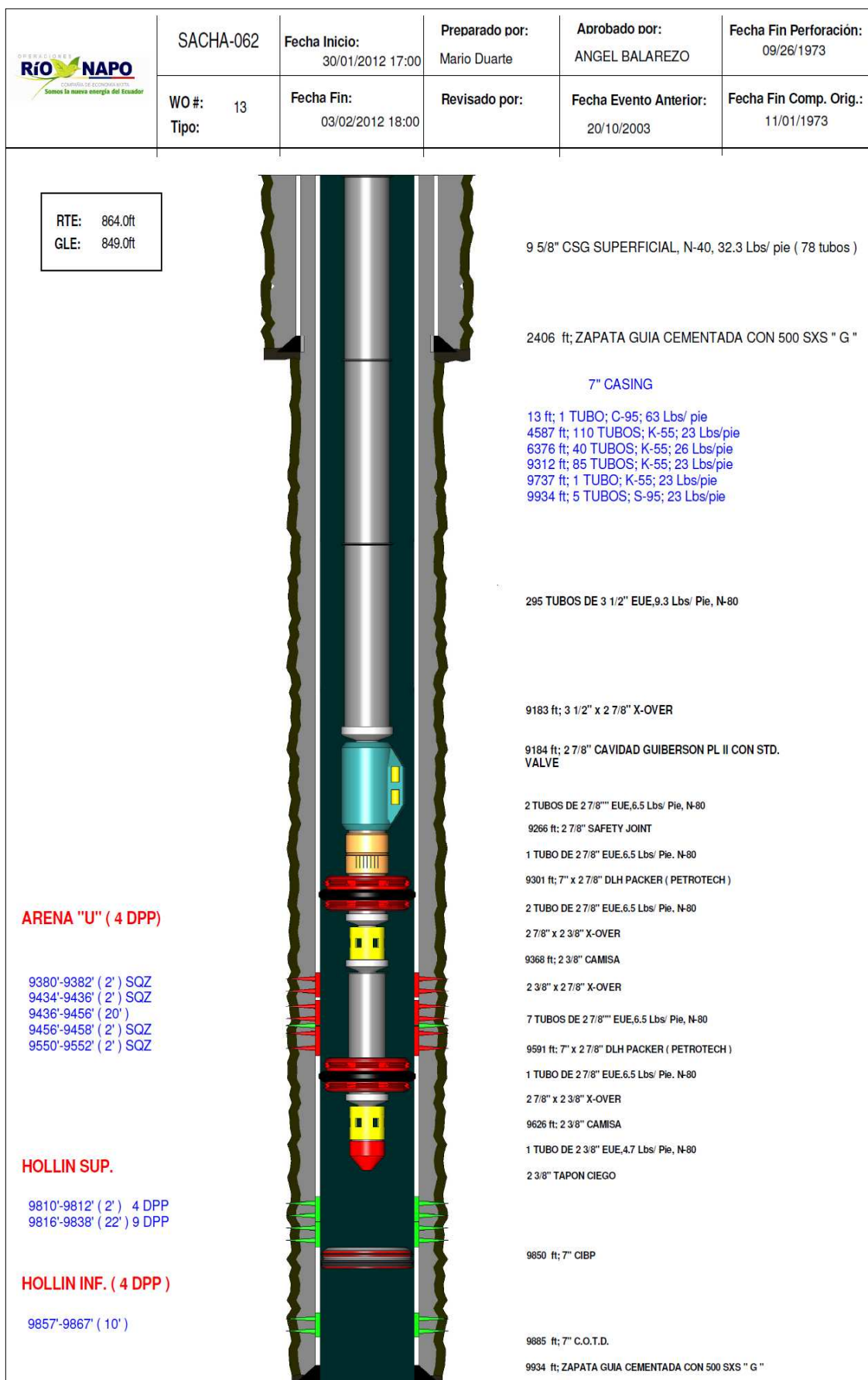
W.O. # 13

COMPLETACIÓN INICIAL : 22-Agosto-1971

EMR: 885'
ES: 870'

W.O. # 11 : 23-mar-1996
W.O. # 12 : 02-may-1999
W.O. # 13 : 07-Nov-2008





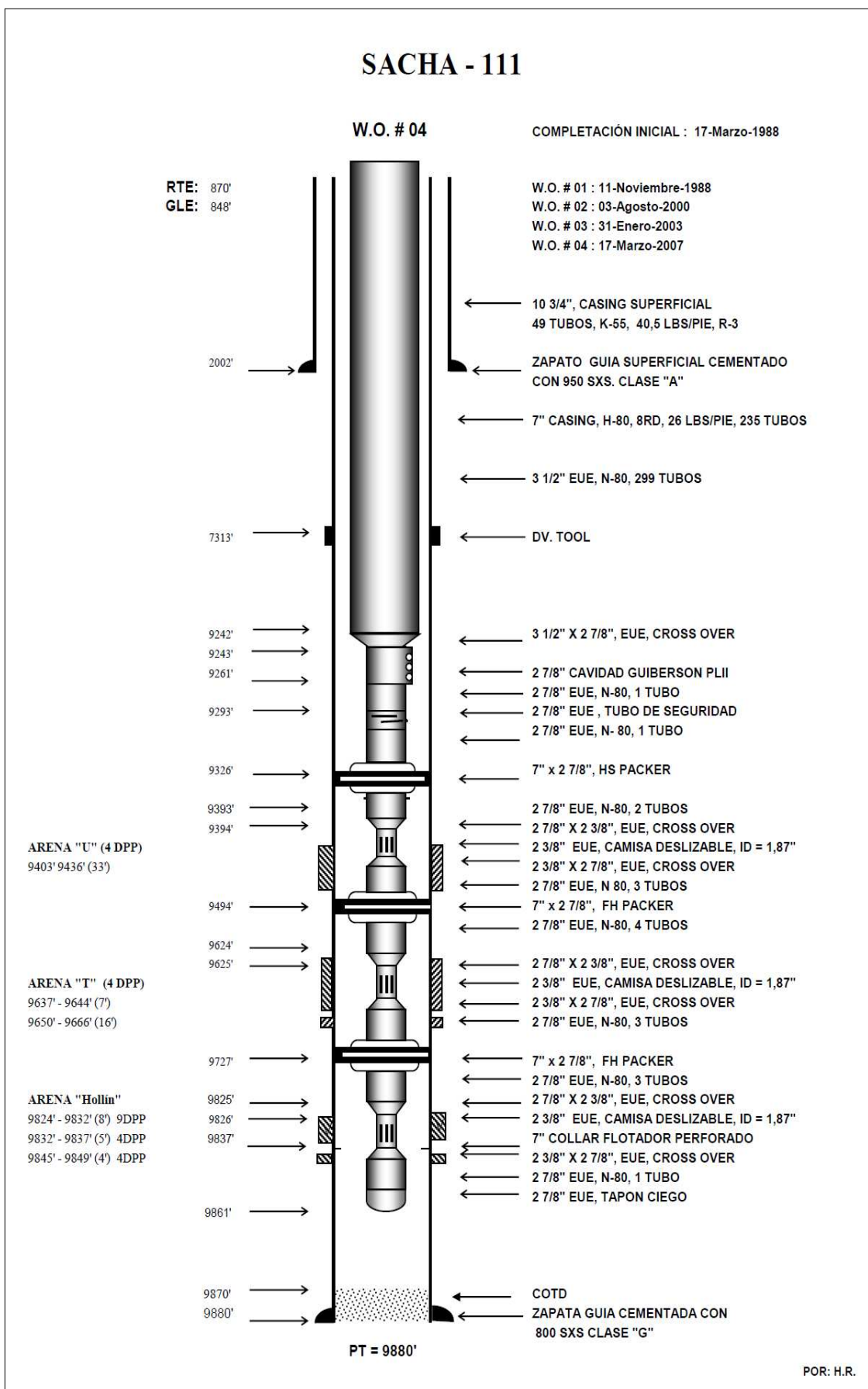
SACHA - 111

W.O. # 04

COMPLETACIÓN INICIAL : 17-Marzo-1988

RTE: 870'
GLE: 848'

W.O. # 01 : 11-Noviembre-1988
W.O. # 02 : 03-Agosto-2000
W.O. # 03 : 31-Enero-2003
W.O. # 04 : 17-Marzo-2007



POR: H.R.

SACHA-118

W.O # 05

RTE : 917'
GLE : 896'

Completación: 16-nov-91
W.O. - 04 : 21-dic-96
W.O. - 05 : 26-nov-06

