

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“MODELO INTEGRADO DE ANÁLISIS NODAL (SUBSUELO-
SUPERFICIE) ECONÓMICO DE LOS POZOS DE LA ESTACIÓN
NORTE DEL CAMPO SACHA”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEOS

Presentada por:

LUIS EDUARDO OBANDO CHARCOPA

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2015

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, mi agradecimiento más profundo a mi familia, en especial a mi madre que desde el cielo me está ayudando con su bendición día a día, papa y tíos, por ser el apoyo constante e incondicional en toda mi vida.

Al Ing. Alberto Galarza por haber aportado en mi desarrollo académico y principalmente por haber orientado éste trabajo, como director de tesis.

Al Ing. Luis Claudio por haber aportado en mi desarrollo durante el tiempo que me tomo culminar esta investigación.

A todos mis profesores y directivos:

Ing. Mario Gonzalez, Dra. Elizabeth Peña,
Ing. Ricardo Gallegos, Ing. Kléber Malavé,
Ing. Kenny Escobar, Ing. Xavier Vargas entre
otros; quienes formaron parte en mi
formación académica, profesional y personal,
incluso convirtiéndose en mis amigos.

A todos mis amigos en especial a Luis Adrián
Gonzalez e Iliana Isabel Martínez que han
sido un apoyo constante en la realización de
este trabajo de investigación.

LUIS EDUARDO OBANDO CHARCOPA

DEDICATORIA

Este logro va única y exclusivamente dedicado a Dios y a mi familia en especial a mi mamá que fue un pilar importante en mi vida mientras estuvo a mi lado como inspiración para salir en adelante, ya que junto a ellos he alcanzado mi meta.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

MPC. Danilo Arcentales
PRESIDENTE

Ing. Alberto Galarza
DIRECTOR DE TESIS

MPC. Kenny Escobar
VOCAL PRINCIPAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

LUIS EDUARDO OBANDO CHARCOPA

RESUMEN

Para optimizar la producción de petróleo de los pozos de la Estación Norte Dos del Campo Sacha, operado por la Compañía Operaciones Rio Napo, se empleó la técnica de Análisis Nodal para realizar la optimización de 10 pozos y están en producción 9 de ellos, ubicados en la plataforma 192. Los pozos analizados producen mediante el sistema artificial electrosumergible.

Para realizar el presente trabajo se tomaron datos de presión de intake, presión estática del yacimiento, corte de agua, relación gas-petróleo.

También datos referentes a características del reservorio, parámetros del fluido, producción, desviación del pozos y completación existente para luego realizar el Análisis Nodal lo más preciso posible y llegar al objetivo esperado.

Con las técnicas de Análisis Nodal se optimizara el sistema de producción para obtener las posibles soluciones óptimas para la industria, basadas en un estudio previo pozo por pozo y así determinar sus posibles intervenciones, contando con un estudio económico y determinando la viabilidad del proyecto.

ÍNDICE GENERAL

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN.....	V
DECLARACIÓN EXPRESA	VI
RESUMEN	VII
ÍNDICE GENERAL	VIII
ABREVIATURAS	XII
SIMBOLOGÍA.....	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVII
ÍNDICE DE ECUACIONES	XIX
INTRODUCCIÓN	XX
1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	1
1.1. Planteamiento y Formulación del Problema.....	1
1.2. Hipótesis.....	2
1.3. Objetivos	3
1.4. Justificación	4
1.5. Facilidades y Accesibilidades	4
2. MARCO TEÓRICO.....	6
2.1. Marco Institucional	6

2.2. Marco Legal.....	8
2.3. Marco Ético.....	9
2.4. Marco Referencial	9
3. DISEÑO Y METODOLOGÍA	36
3.1. Tipo de Estudio	36
3.2. Universo y Muestra.....	37
3.3. Métodos	37
3.4. Procesamiento de datos	38
3.5. Recopilación y Análisis de Datos	52
4. ANÁLISIS INTERPRETACIÓN DE DATOS.....	54
4.1. Diagnóstico de la Estación Norte del Campo Sacha	54
4.2. Descripción del proceso de producción de petróleo y gas de la Estación Norte del Campo Sacha.....	59
4.3. Revisión de la corrosión- Infraestructura de Superficie de la Estación Norte del Campo Sacha.....	65

4.4. Análisis Nodal Subsuelo-Superficie	66
4.5. Propuesta para el Sistema de Producción de los Pozos de la Estación Norte del Campo Sacha	91
5. LIMITACIONES GENERALES DEL PROYECTO DE ANÁLISIS NODAL	93
5.1. Limitaciones del software wellflo	93
5.2. Limitaciones del Software ReO	94
6. ANÁLISIS ECONÓMICO	96
6.1. Parámetros Para el análisis Económico.	97
6.2. Ingreso económico del Proyecto	98
6.3. Costo	98
6.4. Propuesta de trabajo para optimizar la producción de los pozos de la Estación Norte del Campo Sacha.	101
6.5. Resultado del Análisis Económico por pozo de la Estación Norte del Campo Sacha.	102
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	122
7.1. Conclusiones	122
7.2. Recomendaciones	124

ANEXOS

BIBLIOGRAFIA

ABREVIATURAS

API	Instituto Americano del Petróleo
BAPD	Barriles de agua por día
Bls	Barriles
BFPD	Barriles de fluidos por día
BHA	Ensamblaje de fondo
BOP	Preventor de reventones
BPM	Barriles por minuto
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos
Bo	Factor volumétrico del petróleo
CAP	Contacto Agua- Petróleo
CCA	Cauca
E	Este
Fm	Formaciones
GR	Rayos Gamma
HI	Hollín Inferior
HS	Hollín Superior
HPS	Sistema de bombas horizontales
MD	Profundidad medida
N	Norte
PhiE	Porosidad efectiva
Ppm	Parte por millón

PVT	Pruebas de laboratorio de Presión, Volumen y Temperatura
S	Sur
SEPETSA	Servicios Petroleros S.A.
SRTM	Misión topográfica Shuttle Radar
SwE	Saturación de agua efectiva
T	Arena Napo T
TVDss	Profundidad vertical verdadera al nivel del mar
U	Arena Napo U
Vsh	Volumen de arcilla
W	Oeste
ORNCEM	Operaciones Rio Napo Compañía de Economía Mixta

SIMBOLOGÍA

°C	Grados centígrados
g/cm ³	Gramos/centímetros cúbicos
K	Potasio
Th	Torio
U	Uranio
cm ³	Centímetro cúbico
cp	Centipoise
°F	Grados Fahrenheit
ft	Pies
km	Kilómetros
lb	Libra
m	Metro
NaCl	Cloruro de Sodio

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Mapa de ubicación del Campo Sacha	11
Figura 2.2 Ubicación de la Estación Campo Sacha Norte.....	13
Figura 2.3 Columna Estratigráfica del Campo	14
Figura 2.4 Perfil de Presión.....	19
Figura 2.5 Ubicación del nodo al fondo del pozo	21
Figura 2.6 Ubicación Del Nodo En El Cabezal Del Pozo	22
Figura 3.1 Interfase wellflo	39
Figura 3.2 Interfase wellflo	40
Figura 3.3 Interface wellflo	41
Figura 3.4 Interface wellflo	42
Figura 3.5 Interface wellflo	43
Figura 3.6 Interface wellflo	43
Figura 3.7 Interface wellflo	44
Figura 3.8 Interface wellflo	45
Figura 3.9 Interface wellflo	46
Figura 3.10 Interface wellflo	46
Figura 3.11 Interfase Wellflo	47
Figura 3.12 Interfase Wellflo	48
Figura 3.13 Interfase Wellflo	49

Figura 3.14 Interfase Wellflo	50
Figura 3.15 Interfase Wellflo	51
Figura 4.1 Múltiple de producción.....	57
Figura 4.2 Separador de prueba.....	58
Figura 4.3 Válvulas reguladoras de control de flujo.....	60
Figura 4.4 Válvulas de ingreso a los separadores.....	61
Figura 4.5 Diagrama de flujo del campo sachá	64
Figura 4.7 Resultado del análisis nodal pad 192.....	91

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I Tabla de valores para emplear en ecuación	30
Tabla II Aplicaciones considerando rango	31
Tabla III Sistema detallado de la producción hasta el separador	62
Tabla IV Parámetros del fluido utilizados por arena en cada pozo	67
Tabla V Parámetros por pozo.....	67
Tabla VI Características de los revestidores y tuberías de producción, para el pozo SAC-192	70
Tabla VII Análisis nodal Sac 192	72
Tabla VIII Desempeño de la Bomba electrosumergible del pozo SAC-192 ..	73
Tabla IX Costo de pulling	99
Tabla X Costo de Estimulación Matricial	100
Tabla XI Servicio de Unidad de Bombeo.....	101
Tabla XII Trabajo a realizar por pozo	102
Tabla XIII Flujo de Caja Global Caso Optimista	105

Tabla XIV Detalles de tasas de oportunidad al 12% y 15%.....	107
Tabla XV Periodo de Recuperación al 15%.....	107
Tabla XVI Periodo de Recuperación al 12%.....	108
Tabla XVII Flujo de Caja Global Caso Pesimista	113
Tabla XVIII Tasa de Oportunidad	115
Tabla XIX Periodo de Recuperación al 15%.....	115
Tabla XX Periodo de Recuperación al 12%.....	116
Tabla XXI Rentabilidad Basado en el VAN y TIR al 12% caso optimista....	119
Tabla XXII Rentabilidad Basado en el VAN y TIR al 12% caso pesimista ..	119
Tabla XXIII Rentabilidad Basado en el VAN y TIR al 15% caso optimista ..	120
Tabla XXIV Rentabilidad Basado en el VAN y TIR al 15% caso pesimista .	120

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 Pérdida de la Energía del Sistema de Producción.	20
Ecuación 2 Presión en el Nodo (llegada)	21
Ecuación 3 Presión en el Nodo (salida)	21
Ecuación 4 Presión en el Nodo (llegada)	22
Ecuación 5 Presión en el Nodo (salida)	22
Ecuación 6 Calculo del Indice de Productividad Lineal	25
Ecuación 7 Calculo de Q a Pwf con el metodo de Vogel	26
Ecuación 8 de Fetkovich.....	27
Ecuación 9 Ecuacion General	29
Ecuación 10 Gradiente del Fluido.....	32
Ecuación 11 Potencia Requerida.....	33
Ecuación 12 Eficiencia de la bomba	34

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo es referente a la optimización de producción de los pozos de la estación Norte Dos del Campo Sacha (Bloque 60) por lo que se tiene como muestra de investigación el pad-192, en ellos se van a simular los pozos referentes al pad para realizar el estudio.

Es por ello que se requiere de una investigación para la mejora de la producción del campo sachá y por ende combatir las limitaciones que en ella se encuentran, la cual es la declinación de producción del Campo Sacha.

Es por ello que ORNCEM tiene como actividad primordial la mejora de la producción del Bloque 60 para lograr alcanzar el objetivo propuesto, mediante la aplicación de análisis nodal, se obtendrá un modelo integrado Subsuelo-Superficie que permitirá mejorar la producción de petróleo en pozos de la Estación Sacha

Este estudio estará enfocado como universo investigativo la Estación Sacha Norte 2 y como muestra el Pad-192. a continuación se describen los capítulos desarrollados en el presente trabajo investigativo:

Capítulo i: Se describe el planteamiento del problema que se encuentra en la producción de Sacha Norte 2 y los posibles objetivos alcanzar para su optimización.

Capítulo ii: La empresa como desde sus inicios y la descripción de Sacha Norte 2 tanto como arenas productoras y sistema de levantamientos artificiales que poseen el Pad-192.

Capítulo iii: Trata de la recopilación de los datos e información que se utilizó en la investigación, y el manejo de las herramientas computacionales para llevar acabo lo propuesto.

Capítulo iv: procesamiento de los datos obtenidos, basándose en un diagnóstico de la Estación Norte2 en especial el Pad-192, y la interpretación de los resultados que se obtuvo de las herramientas computacionales.

Capítulo V: se trata de algunos inconvenientes que se produjo en el momento de llevar a cabo la investigación,

Capítulo Vi: se describe el análisis económico y rentabilidad de las posibles mejoras que se le pueda practicar a los pozos que fueron participe de estudio.

Capítulo Vii: Se realizaron las conclusiones y recomendaciones de todo el trabajo de investigación, en las que se muestra de forma resumido lo realizado durante todo el trabajo de investigación.

CAPÍTULO 1

1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

1.1. Planteamiento y Formulación del Problema

Operaciones Rio Napo CEM, es la encargada de operar el bloque 60 (Campo Sacha), la cual es responsable del control de la producción diaria del campo, por lo que está en la necesidad de mantener o aumentar la producción.

El Campo Sacha es un campo maduro, en su mayoría funciona con un sistema de levantamiento artificial ya que su empuje natural es débil, por lo que es necesario acelerar el recobro de las reservas recuperables y maximizarlas.

Por lo que se realizará un estudio a los pozos de la plataforma 192 cuya producción se procesa en la Estación Norte 2 del Campo Sacha, utilizando la técnica de análisis nodal, integrando subsuelo y superficie. Debido a que se pretende rediseñar las facilidades de producción de esta plataforma, y a la vez con los resultados del análisis nodal, se realizara un estudio económico para obtener la rentabilidad del Proyecto.

Con el estudio del análisis nodal se pueden identificar, posibles causas asociadas al bajo aporte de producción de los pozos, tales como condiciones erróneas de operación del sistema de levantamiento artificial, diseños incorrectos de equipo BES, daño matricial de las formaciones y problemas mecánicos en las completaciones.

1.2. Hipótesis

Con el Análisis Nodal integrado subsuelo-superficie, se puede optimizar la producción de hidrocarburos de los pozos que producen a la Estación Norte2. Esto implica una mayor rentabilidad económica de dichos pozos, porque se trata de que los pozos produzcan en condiciones óptimas y eficientes, encontrando el punto de equilibrio entre aguas arriba (inflow) y aguas abajo (outflow), brindando un criterio para rediseñar los sistemas de producción y condiciones de producción tanto en yacimiento como superficie.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Optimizar mediante técnicas de Análisis Nodal la producción de crudo en los pozos que producen a la Estación de Producción Sacha Norte 2.

1.3.2. Objetivos Específicos

- a) Analizar con la técnica de análisis Nodal las condiciones de los pozos de la plataforma 192, con el objetivo de rediseñar y repotenciar las facilidades de producción existente en la plataforma.
- b) Simular la construcción y condiciones de flujo, de las facilidades de superficie del Pad-192 utilizando el software ReO. Propiedad de la compañía Weatherford.
- c) Emplear el Software Wellflo para optimizar el diseño de los sistemas de levantamiento artificial, específicamente aquellos pozos que producen mediante bombeo electrosumergible.
- d) Realizar un análisis económico de la propuesta para optimizar la producción de los pozos del Pad-192 ubicado en el Sector Norte 2.

- e) Evaluar las capacidades y alcance de los programas wellflo y ReO, utilizando la técnica de análisis nodal integrado.

1.4. Justificación

Para el desarrollo de la tesis se utilizó herramientas de última tecnologías como el software Wellflo y ReO que permiten llevar a cabo el Análisis Nodal de los pozos que producen a la Estación Sacha Norte 2 de manera interactiva. También se evaluarán los posibles problemas que presenten los pozos y se desarrollarán soluciones para mejorar los sistemas de producción, permitiendo de esa manera reducir costos de producción de petróleo.

El fin de este tema de investigación es de documentar de manera precisa el proceso a seguir para generar el modelo integrado subsuelo -superficie en la Estación Sacha Norte 2, y con ello llevar un control de la producción y posible optimización del sistema de producción.

1.5. Facilidades y Accesibilidades

El presente trabajo de tesis fue factible realizarlo porque contó con el talento humano del investigador, los profesores, el tutor designado y Personal

técnico de Operaciones Río Napo CEM. Se dispuso con una gran cantidad de recursos bibliográficos y tecnológicos que fueron proporcionados por la operadora y compañías prestadoras de servicios. Finalmente Operaciones Río Napo CEM determino que los resultados del proyecto se presenten dentro de 6 meses, tomando como punto de partida 18 de noviembre del 2014.

Una vez firmado el convenio de confidencialidad de la investigación, Operaciones Río Napo dio libre acceso a toda la información que el investigador consideró pertinente para el desarrollo del presente proyecto de tesis.

ORNCEM es la operadora del Campo Sacha, la misma que autorizó crear cuentas de usuario en el ambiente CITRIX para poder acceder a los programas Wellflo y ReO desde internet. Además permitió el acceso por medio de la misma cuenta a aplicaciones Openwells, DSS y Oracle para obtener la información de los diagramas mecánicos de pozos, producción de fluidos y reservas actualizadas.

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Marco Institucional

2.1.1. Creación de Operaciones Rio Napo Compañía de Economía Mixta

Directorio de PETROECUADOR mediante Resolución No. 67-DIR-2008-07-15 de 15 de julio de 2008, dispuso la constitución de OPERACIONES RÍO NAPO COMPAÑÍA DE ECONOMÍA MIXTA entre PETROECUADOR y PDVSA ECUADOR S.A. de acuerdo a los lineamientos aprobados por el Directorio de dicha Empresa Estatal ecuatoriana.

El objeto de la Compañía, de acuerdo a sus Estatutos, establece que se dedicará al desarrollo de las actividades en todas o cualquiera de las fases de la industria petrolera, orientadas a la óptima utilización de hidrocarburos que pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado. Su actividad principal es: “Incrementar la producción del Campo Sacha mediante la reevaluación del potencial de los yacimientos, así como de las reservas, con la incorporación de nuevas tecnologías.”

Las reservas probadas de petróleo en Sacha se encuentran localizadas en cuatro yacimientos principales: Basal Tena, U Inferior, T Inferior y Hollín. El volumen total de petróleo originalmente en sitio (POES) de todo el Campo es de 3.501 MMBN de petróleo, siendo las reservas probadas de 1.205 MMBN, lo que representa un factor de recobro del 34,4% del POES. El 54,9% de estas reservas se encuentra localizado en la formación Hollín, el 24,3% en la arena U inferior, el 19,5% en la arena T inferior y el 1,3% en la formación Basal Tena (Operaciones Rio Napo CEM, 2014).

2.1.2. Misión de ORNCEM

Desarrollar y ejecutar actividades hidrocarburíferas con eficiencia, transparencia y responsabilidad socio-ambiental, para proveer de recursos económicos al Estado Ecuatoriano (Operaciones Rio Napo CEM, 2014).

2.1.3. Visión ORNCEM

Ser un referente de gestión empresarial de economía mixta, capaz de participar exitosamente en las diversas fases de la industria hidrocarburífera, con procesos óptimos, innovación tecnológica y personal competente y comprometido con la organización. (Operaciones Rio Napo CEM, 2014)

2.2. Marco Legal

Respecto a la normativa que le rige a ORNCEM, existen un sinnúmero de leyes orgánicas, leyes comunes reglamentos, acuerdos ministeriales, ordenanzas, etc. que regulan sus actividades económicas. Principalmente:

Constitución de la República del Ecuador (principalmente artículos 316y 319), Ley de Compañías, Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, Reglamento General de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación, Ley Orgánica de Empresas Públicas (en el Régimen del Talento Humano), Código del trabajo, Ley Orgánica de la Contraloría General del Estado y su Reglamento, Código Civil, Código de Comercio, Ley de Hidrocarburos, Ley Orgánica de Régimen Tributaria, Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas, Reglamento

de Operaciones Hidrocarburíferas, Ley de Gestión Ambiental (Operaciones Río Napo CEM, 2014).

2.3. Marco Ético

Se respetarán los principios y valores de Operaciones Río Napo CEM, se acatará todas las normas ambientales pertinentes y no atentará contra la integridad de las personas involucradas en este proyecto de tesis (Operaciones Río Napo CEM, 2014).

2.4. Marco Referencial

2.4.1. Introducción a la creación del Campo Sacha

A partir del 21 de febrero de 1969 la estructura Sacha fue probada con el pozo exploratorio SAC-01 el cual perforado con una torre helitransportable que alcanzo una profundidad de 10160 ft, obteniendo una producción inicial de 1328 BPPD de 29,9 API provenientes del yacimiento Hollín.

En agosto del 2012, el Campo Sacha tuvo una producción media de petróleo de 63316 barriles y una producción de agua de 60 278 barriles con un BSW promedio de 48.8%.

En Febrero del 2015 el Pad 192 se registró un producción de crudo de 3356 BPPD, producción de agua 6164 BAPD y un BSW promedio de 64%. Teniendo en cuenta que los pozos analizar la mayoría produce de la arena Hollín teniendo un factor de recobro del 20,8%.

2.4.2. Ubicación del Campo Sacha

El campo Sacha está ubicado en la provincia de Orellana al Nororiente de la región Amazónica Ecuatoriana, en las cercanías del cantón “La Joya de los Sachas”, entre las coordenadas 00°11’00” y 00°24’30” Latitud Sur y 76°49’40” a 79°54’16” longitud Oeste a unos 50 km al Sur de Lago Agrio(ver Figura 2.1).

Está limitado por los campos:

Al Norte: Palo Rojo, Eno, Ron y Vista.

Al Sur: Campo Culebra – Yulebra.

Al Este por los campos Mauro Dávalos Cordero, Shushufindi-Aguarico.
Limoncocha y Paca.

Al Oeste por Pucuna, Paraíso y Huachito



Figura 2.1 Mapa de ubicación del Campo Sacha
Fuente: Gerencia Técnica de Desarrollo ORNCEM

Está conformada por cuatro estaciones: Sacha Central, Sacha Norte 1, Sacha Norte 2, Sacha Sur (Departamento Gerencia Técnica de Desarrollo ORNCEM, 2014).

2.4.3. Ubicación de la Estación Norte 2 del Campo Sacha

Sacha Norte 2 es una Estación de producción en actividad, que maneja la recolección y separación de fluidos para los pozos petroleros ubicado en el sector Norte 2 del Campo Sacha. Geográficamente se sitúa (Ver Figura 2.2)

LAT: 0°13'7.9383"S.

LONG: 76°50'39.2885"W

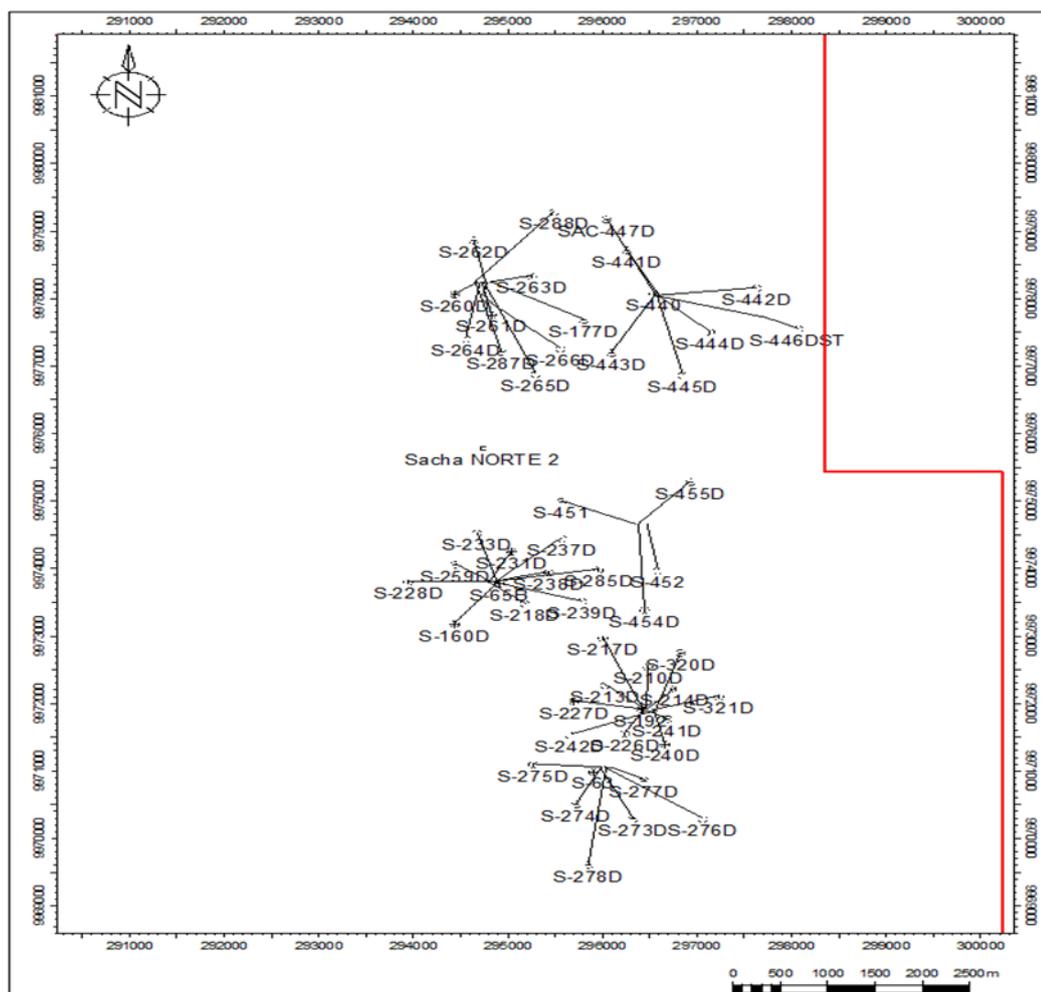


Figura 2.2 Ubicación de la Estación Campo Sacha Norte
Fuente: Gerencia Técnica de Desarrollo ORNCE

2.4.4. Estratigrafía de la Estación Norte 2 del Campo Sacha

La estratigrafía del campo sachá Norte 2. Está constituida por las siguientes formaciones y miembros (ver Figura 2.3).

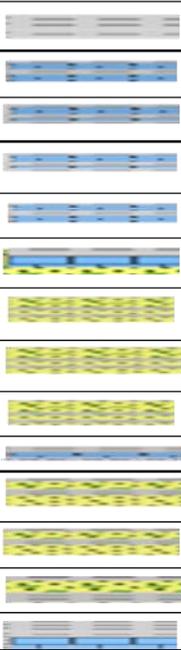
EDAD	LITOLOGÍA	FORMACIÓN	MIEMBRO
Cuaternario		INDIFERENCIADO	
Oligoceno		ORTEGUAZA	
Eoceno		TIYUYACU	
Paleoceno		TENA	Tope Basal Conglomerado Ty
			Tena
			Tope Arenisca Basal Tena
Cretaceo Superior		Formación Napo	Tope Napo
			Caliza "M-1"
			Tope Caliza "M-2"
			Base Caliza "M-2"
			Toe Caliza "A"
			Base Caliza "A"
			Tope Arenisca "U" Superior
			Tope Arenisca "U" Inferior
			Base Arenisca "U" Inferior
			Tope Caliza "B"
			Tope Arenisca "T" Superior
			Tope Arenisca "T" Inferior
			Base Arenisca "T" Inferior
			Caliza "C"
Cretaceo Inferior		Formación Hollín	Tope Hollín Superior
			Tope Hollín Inferior

Figura 2.3 Columna Estratigráfica del Campo
Fuente: Gerencia Técnica de Desarrollo ORNCEM

Para efecto de este estudio, se toma en cuenta la descripción única y exclusivamente de las arenas productoras de interés.

2.4.4.1. FORMACIÓN NAPO

Miembro de la formación Napo:

- Tope Napo
- Caliza M-1
- Tope caliza M-2
- Base caliza M-2
- Tope Caliza A
- Base caliza A
- Tope arenisca “U” Superior
- Tope arenisca “U” Inferior
- Base arenisca “U” inferior
- Tope caliza B
- Tope caliza “T” Superior
- Tope caliza “T” Inferior
- Base caliza “T” Inferior
- Caliza C

La Formación Napo está conformada por una secuencia intercalada de lutitas, areniscas y calizas. Las areniscas de esta Formación constituyen los objetivos primario y secundario para la perforación de este pozo (Arenisca “U” Inferior – Arenisca “T” Inferior).

Esta secuencia está constituida principalmente de lutita con finas intercalaciones de arenisca y caliza a lo largo de toda la sección.

Lutita: gris oscura, gris, suave a moderadamente firme, subliminar, subfísil, sub-bloque, terrosa, no calcárea.

Arenisca: Cuarzosa, blanca, gris clara, sub-transparente a sub-translúcida, friable, grano muy fino a fino, redondeada, buena selección, matriz arcillosa, cemento calcáreo, regular porosidad inferida. No presenta hidrocarburos.

Caliza: Crema, gris clara, gris oscura, moderadamente firme a firme, sub-bloque a bloque, packstone, porosidad no visible, no presenta hidrocarburos.

IV (A1). ARENISCA "U"

La arenisca U está formada por:

IV (A1.1) ARENISCA "U" SUPERIOR

Edad: Cenomaniano Medio

IV (A1.2) ARENISCA "U" INFERIOR

Edad: Cenomaniano Medio

IV (A2). ARENISCA "T"

Este nivel estratigráfico está compuesto por arenisca con intercalaciones de lutita, caliza y hacia la parte inferior niveles de caolín. De acuerdo a las características del reservorio la Arenisca "T" se subdivide en dos niveles que son:

IV (A2.1) ARENISCA "T" INFERIOR

Edad: Albiano Superior

IV (A2.2) ARENISCA "T" SUPERIOR

Edad: Albiano Superior

IV (B) FORMACIÓN HOLLIN

Edad: Aptiano Inferior – Albiano inferior

IV (B1) ARENISCA HOLLIN SUPERIOR

Edad: Albiano inferior

IV (B2) ARENISCA HOLLIN INFERIOR

Edad: Aptiano Inferior – Albiano inferior

2.4.5. Recorrido de los Fluidos en el Sistema

Para determinar el recorrido del fluido del sistema, se debe hallar la P_{wf} del pozo por la cual transportara el fluido por medio de la sarta de producción hasta llegar a las facilidades de superficie, finalizando en el tanque de almacenamiento.

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una cierta distancia del pozo donde la presión es P_{ws} o P_r , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del hoyo (r_w), donde la presión en la cara de la arena es P_{wf} .

En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja permeabilidad, presente restricciones en las cercanías del hoyo (daño) y el fluido ofrezca resistencia al flujo.

Al existir 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, luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la Estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador donde se separa la mayor parte del gas del petróleo (Marcelo.Hirschfeldt, 2003).

2.4.6. Capacidad del Sistema

La pérdida de energía de presión de cada componente depende 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 transportarlos fluidos hasta la superficie (ver Figura 2.4).

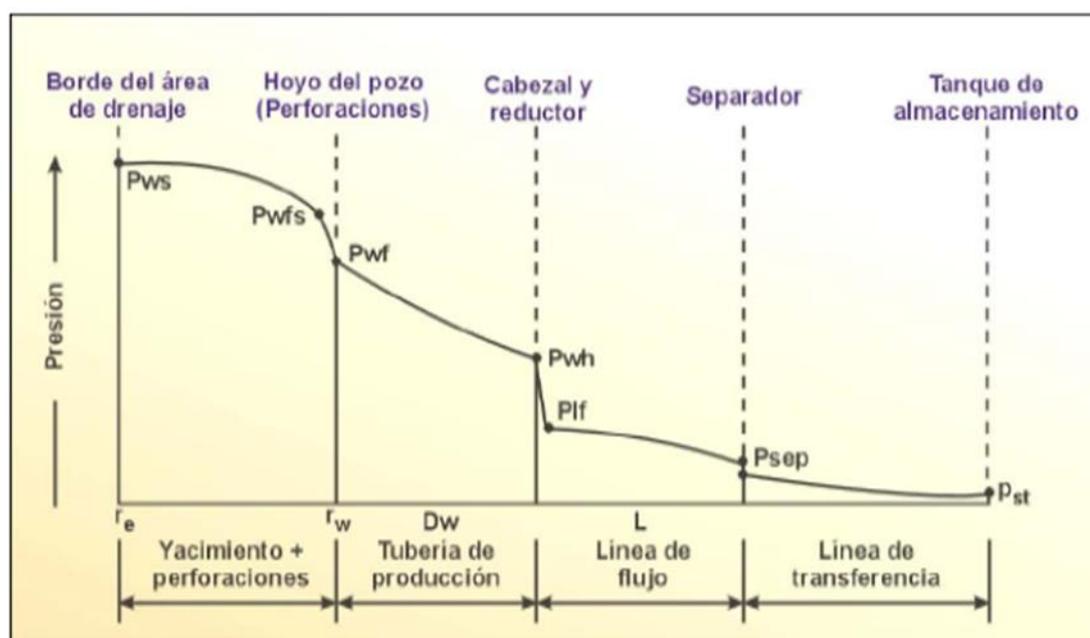


Figura 2.4 Perfil de Presión
Fuente: (Marcelo.Hirschfeldt, 2003)

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, P_{ws} y la presión final,

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l$$

Ecuación 1 Pérdida de la Energía del Sistema de Producción.

Dónde:

- $\Delta P_y = P_{ws} - P_{wf}$ = Caída de presión del yacimiento.
- $\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf}$ = Caída de presión en la completación
- $\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh}$ = Caída de presión en el pozo
- $\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep}$ = Caída de presión en la línea de flujo

Tradicionalmente el balance de energía se realiza 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.

Para realizar el balance de energía en el nodo se asume convenientemente 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 (Marcelo.Hirschfeldt, 2003).

En la Figura 2.5 y Figura 2.6 se muestra la ubicación de nodos y como se realizaría el balance de energía.

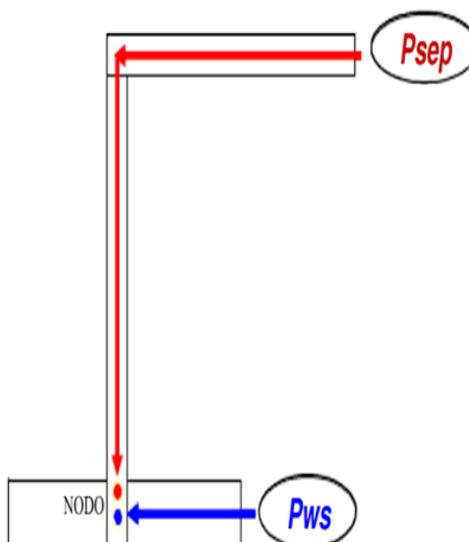


Figura 2.5 Ubicación del nodo al fondo del pozo
Fuente: ESP OIL INTERATIONAL, MAGGIOLO

En la Figura 2.6 el nodo se encuentra ubicado en el fondo del pozo con lo cual se puede determinar lo siguiente:

Presión de llegada:

$$P_{wf}(\text{oferta}) = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$$

Ecuación 2
presión en el
nodo(llegada)

Presión de salida:

$$P_{wf}(\text{demanda}) = P_{sep} + \Delta P_I + \Delta P_p$$

Ecuación 3
presión en el
nodo (salida)

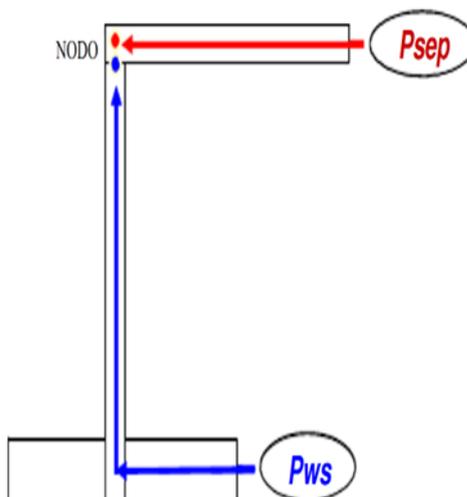


Figura 2.6 Ubicación Del Nodo En El Cabezal Del Pozo
Fuente: ESP OIL INTERATIONAL, MAGGIOLO

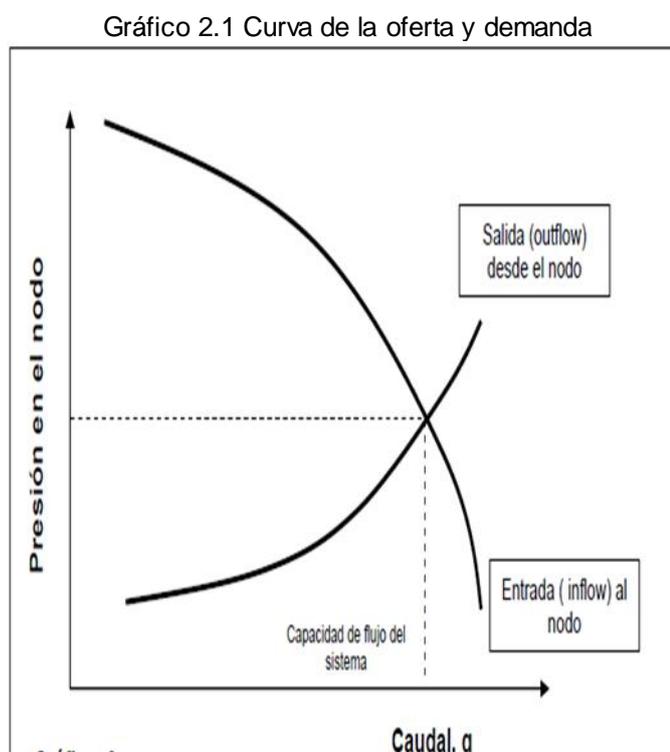
En la Figura 2.6, el nodo se encuentra ubicado en el cabezal del pozo con lo cual se puede determinar lo siguiente:

Presión de llegada:	$P_{wf}(oferta) = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_p$	Ecuación 4 presión en el nodo
Presión de salida:	$P_{wf}(demanda) = P_{sep} + \Delta P$	Ecuación 5 presión en el nodo

2.4.7. Curvas de Oferta y Demanda de Energía en el Fondo del Pozo

En cierto tiempo de la vida útil del pozo, hay siempre dos presiones que permanecen fijas y no es en función del caudal, estas dos presiones son la presión del yacimiento y la otra es la presión de salida del sistema (ver Gráfico 2.1).

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina Curva de Oferta de energía del yacimiento (Inflow curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina Curva de Demanda de energía de la instalación (Production Optimization Using Nodal Analysis).



Fuente: (Marcelo.Hirschfeldt, 2003)

La caída de presión Δp , en cualquier componente varía con el caudal, q . por lo tanto, un gráfico de la presión en el nodo versus el caudal producirá dos curvas, las cuales se interceptarán como se muestra en el gráfico 2.1.

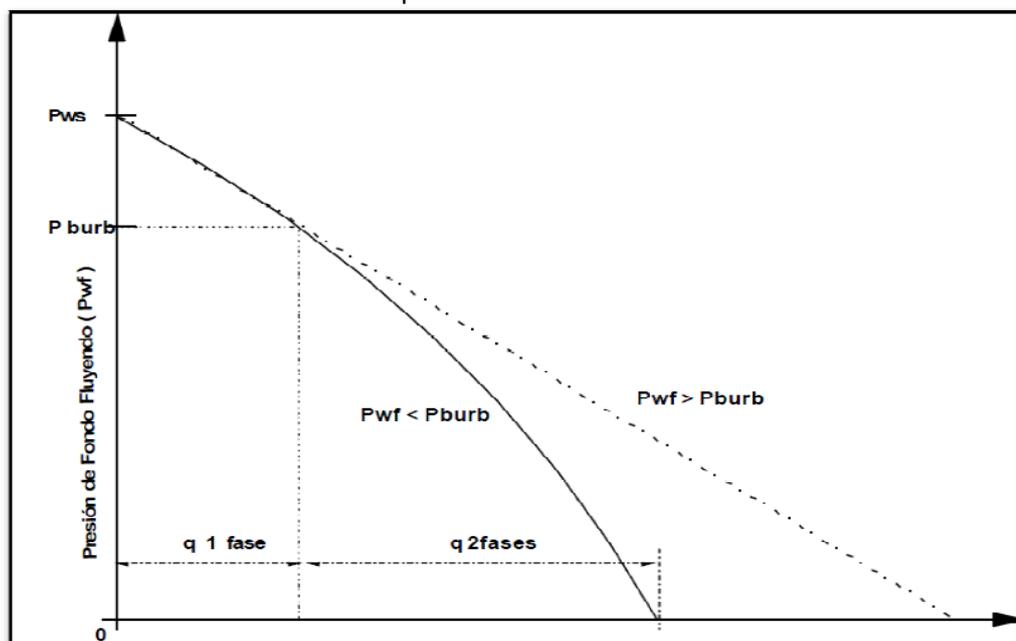
Por lo tanto para encontrar el punto óptimo de operación se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- El flujo a la entrada del nodo es igual al flujo a la salida del mismo
- Una sola presión existe en el mismo
- En las curvas de comportamiento de afluencia se debe tomar en cuenta los siguientes aspectos:
 - Longitud y diámetro de tuberías.
 - Temperatura.
 - Relación Gas-liquido.
 - Presión en el nodo inicial y final del sistema.
 - Grado de desviación del pozo.
 - Porcentaje de agua producido.
 - Características de fluido.
 - Características del yacimiento.

2.4.8. Curva de Comportamiento de Afluencia (IPR)

Un yacimiento que tenga un acuífero activo, (ver Gráfico 2.2), donde el IP permanecerá casi constante cuando se encuentre produciendo por encima del punto de burbuja debido a que no existe una liberación del gas asociado. (Production Optimization Using Nodal Analysis).

Gráfico 2.2 Representación Esquemática de las Curvas de Comportamiento de Presión-Producción



Fuente: (Marcelo.Hirschfeldt, 2003)

Tenemos la constante de proporcionalidad con la que se mide la productividad del pozo llamada 'índice de productividad (IP) con su respectiva ecuación:

$$IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Ecuación 6
Cálculo del
Índice de
Productividad
Lineal

Dónde:

- q= Caudal (BPD).
- Pws = Presión de fondo estática en el pozo (psia).
- Pwf = Presión de fondo fluyente en el pozo (psia).

M.V. Vogel (1968) desarrollo un estudio sobre IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describirán los perfiles de presión y saturación de gas desde el agujero del pozo hasta las fronteras del yacimiento.

Donde considero variaciones en las caídas de presión y en las propiedades roca-fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad (Production Optimization Using Nodal Analysis).

La correlación de Vogel para obtener una curva IPR adimensional es la siguiente:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2$$

Ecuación 6
Cálculo de Q a Pwf con el método de Vogel

Donde

- q= Caudal.
- qmax= Caudal máximo.
- Pwf= presión de fondo fluyente (psia).
- Pws= Presión de fondo estática (psia).

M.J.Fetkovich. - (Production Optimization Using Nodal Analysis)

$$q = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n$$

Ecuación 7
de
Fetkovich

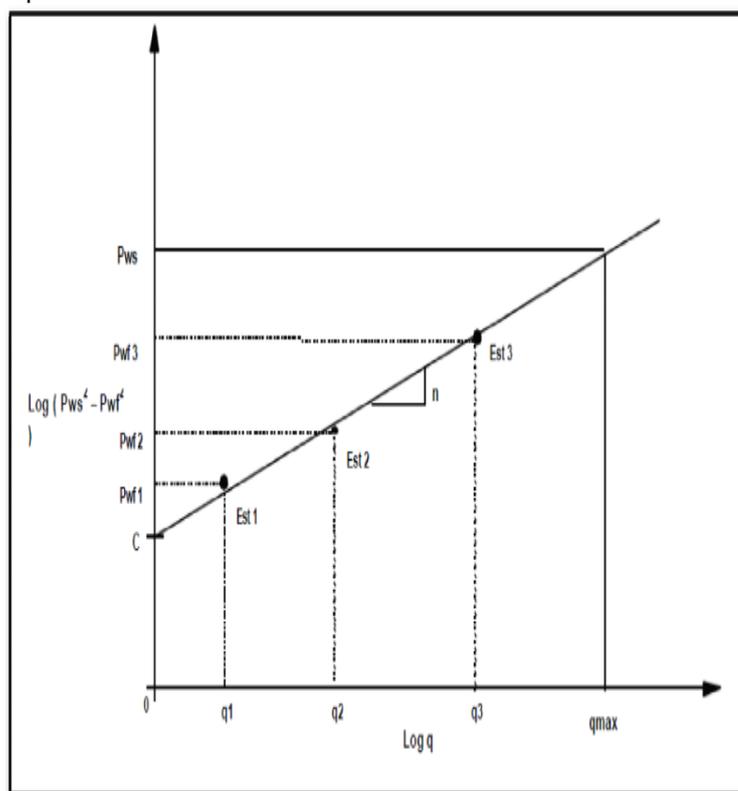
Dónde:

- q = Caudal.
- P_{wf} = presión de fondo fluyente (psia).
- P_{ws} = Presión de fondo estática (psia).
- C = Coeficiente de la curva.
- n = Exponente (un valor entre 0,5 y 1,0)

Para aplicar este método es necesario determinar los valores de C y n , los cuales se obtiene a través de pruebas de presión – producción de un pozo, donde medimos los gastos aportados por tres diferentes diámetros de estrangulador con sus correspondientes presiones de fondo fluyente, así como la presión de fondo estática con el pozo cerrado (ver Gráfico 2.3). En escala log-log se grafican los valores de presión vs gasto, obteniendo una línea recta.

El valor de C es la ordenada al origen y el valor de n es la pendiente de dicha recta.

Gráfico 2.3 Comportamiento Presión-Producción De Acuerdo a la Correlación de FETKOVIC



Fuente: ESP OIL; Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal

En análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos.

1. Flujo a través de un medio poroso (Yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos, cemento etc.
2. Flujo a través de la tubería vertical considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.

3. Flujo a través de la tubería horizontal (Línea de descarga) considerando el manejo de estranguladores en superficie. (Production Optimization Using Nodal Analysis)

2.4.9. Correlaciones De Flujo Multifásico En Tuberías

Se debe tener en cuenta que no existe una correlación la cual sea la más adecuada para ser usada en todas las aplicaciones, cuando se utiliza algún modelo, se debe examinar la clase de sistemas en las cual se basa, es decir, si el modelo y los datos que lo soportan son compatibles físicamente con el sistema propuesto para su aplicación.

Flujo Multifásico a través de Estranguladores

A partir de datos de producción Gilbert desarrollo una expresión tomando como base la relación de las presiones antes y después de un orificio, con lo que llego obtener un valor de 0,588.

$$P_1 = \frac{AqLR^B}{d_c^c}$$

Ecuación 8
Ecuación
General

Dónde

- P_1 = Presión corriente arriba (psi)

- q_L = Producción de líquido (BPD)
- R = Relación Gas libre Líquido (pies³/BI)
- d_c = Diámetro del estrangulador (64 avos de pulgada)
- A, B, C = constantes que dependen de la correlación y que toman los siguientes valores (ver Tabla I).

Tabla I Tabla de valores para emplear en ecuación

Correlacion	A	B	C	Año
Gilber	10	0,546	1,98	1954
Ros	14,74	0,5	2	1960
Baxendel	9,56	0.546	1,93	1963
Achong	3.98	0,65	1,88	1974

Fuente Guía de Valores Utilizados En Ecuación

2.4.10. Sistemas de Producción Implementados en el Área Norte 2 del Campo Sacha

El 80 % de la Estación Norte 2 del Campo Sacha produce mediante el sistema de levantamiento artificial de bombeo Electro sumergible (BES).

La cual está formada por 72 pozos y en la muestra a evaluar se tomó en cuenta el estudio del Pad 192, cual está formado por 10 pozos y está en producción 9 de ellos. Que en su mayoría está formada por un sistema de bombeo electro sumergible. Existen diversos parámetros para la aplicación de este sistema (ver Tabla II).

Tabla II Aplicaciones considerando rango

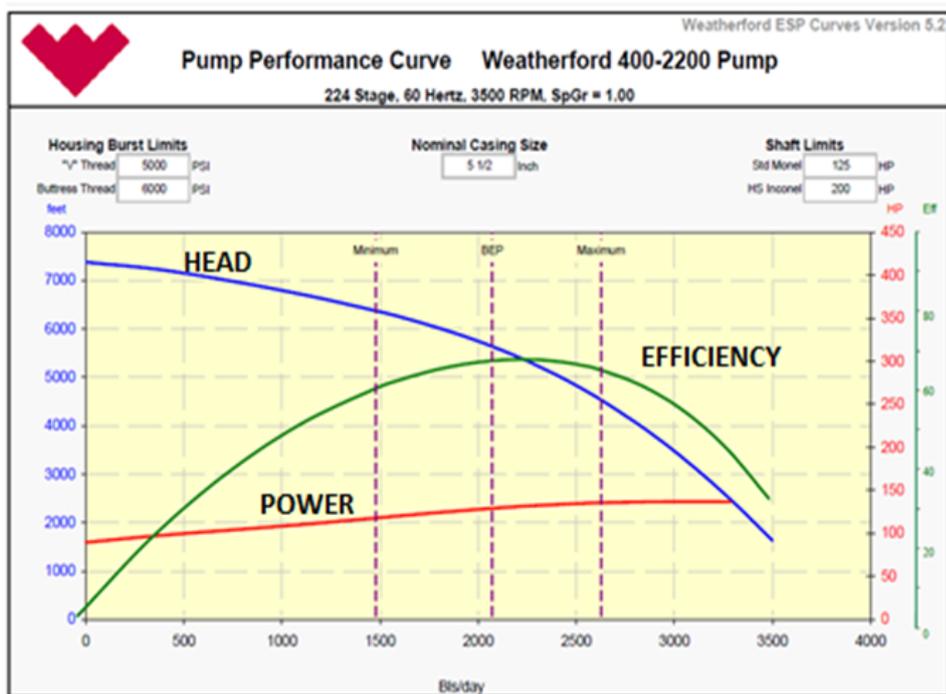
Aplicaciones considerando	Rango Tipico	Rango Maximo
Profundidad de Funcionamiento	1,000-10,000ft	17,000ft
Volumen de Operación	120-20,000bfpd	40,000bfpd
Temperatura de operación del Motor	100-320°F	356°F
Desviacion Del pozo		0°-90°desplazamiento de la bomba
Presencia de arena	<200ppm	
viscosidad	200Cp	

Fuente Guía de Aplicación de BES

2.4.11. Curvas de rendimiento de la bomba

Rendimiento de la bomba es útil para ver el rango de operación de la bomba electro-sumergible. Las curvas (ver Gráfico 2.4) representan la variación de la altura de la columna (Head), la Potencia y Eficiencia vs capacidad. La capacidad se refiere al volumen de caudal producido. Estas curvas son graficadas para 60 o 50 Hz, y pueden ser cambiadas con un variador de frecuencia (WEATHERFORD).

Gráfico 2.4 Curvas características de las bombas



Fuente: Weatherford 2009

Curva de Levantamiento (Head).- El levantamiento desarrollado por la bomba centrífuga es indiferente del tipo y de la gravedad específica del fluido bombeado.

Pero cuando se convierte la altura en presión, este debe ser multiplicado por el gradiente del fluido obteniéndose la siguiente ecuación:

$$\Delta P_h = \gamma h_f N$$

Ecuación 9 Gradiente del Fluido

Dónde:

- ΔP =Diferencial de presión desarrollada por la bomba (psi).

- h = Levantamiento por etapa (ft/etapa/).
- γ_f =gradiente del fluido bombeado (psi/ft).
- N = número de etapas.

Esta curva se traza utilizando datos reales de desempeño. Cuando la capacidad de flujo aumenta, el levantamiento total se reduce.

Curva de Potencia (BHP): Las curvas de comportamiento de las bombas dan la potencia por etapas basadas en una gravedad específica del fluido igual a 1. Esta potencia debe ser multiplicada por la gravedad específica del fluido.

$$HP = hp * \gamma_f * N$$

Ecuación 10 Potencia
Requerida

De acuerdo con el diseño de la bomba, la curva de potencia puede tener variaciones en su forma a partir del punto de máximo rendimiento, si la potencia disminuye la curva disminuye sin sobrecarga, de lo contrario aumenta a partir de dicho punto con el aumento de caudal, por lo cual la curva será de sobrecarga.

Curva de Eficiencia de la Bomba: Esta no se puede medir directamente y debe ser calculada de los datos de la prueba ya medidos. La fórmula para calcular el porcentaje de eficiencia es:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Altura de columna} * \text{Capacidad} * \text{Gravedad Especifica} * 100}{3.960 * \text{BHP}}$$

Ecuación
11
Eficiencia
de la
bomba

Dónde:

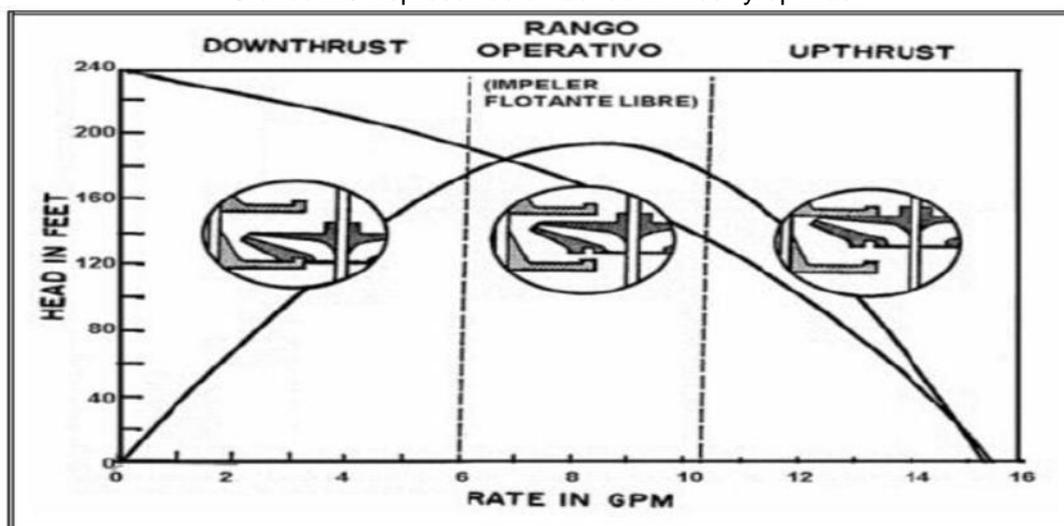
- Altura de la columna (Pies).
- Capacidad (Galones /minuto).
- BHP= Potencia al freno (HP).

Los valores de la curva de eficiencia son variables con el diseño y tamaño de la bomba;

En el rango de operación la bomba opera con mayor eficiencia, (ver Gráfico 2.5) observamos delimitado el rango operativo, si la bomba se opera a la izquierda del rango de operación a una tasa de flujo menor, la bomba sufrirá desgaste por empuje descendente

Conocido como Downthrust. Si la bomba opera a la derecha del rango de operación a una tasa de flujo mayor, la bomba puede sufrir desgaste por empuje ascendente conocido como Upthrust (Marcelo.Hirschfeldt, 2003).

Gráfico 2.5 Representación del downthrust y upthrust



Fuente: Reda, Schlumberger 2013

Como podemos observar en la Gráfico 2.5, el impeler toca en la zona baja con difusor lo que denominamos downthrust. Con esto la vida útil del equipo, se reduce debido a la erosión causada por el rozamiento del impeler y difusor. El impeler y difusor están trabajando en el Rango Óptimo Requerido. El impeler toca en la parte superior de difusor. Lo que se denomina upthrust.

CAPÍTULO 3

3. DISEÑO Y METODOLOGÍA

3.1. Tipo de Estudio

El presente proyecto realizado para el Pad-192 ubicado en el Campo Sacha Norte 2, es de carácter descriptivo e investigativo, se basa en buscar los diferentes problemas existentes en los pozos, determinando con el análisis nodal integrado las condiciones para producir eficientemente el Campo. En este estudio integrado se requirió información proveniente de laboratorio, estudios de campo y de la aplicación de software, para poder obtener

resultados de las condiciones de flujo y generalizarlos en base a los objetivos.

3.2. Universo y Muestra

El universo que conforma este estudio es de 72 pozos perforados en el campo Sacha Norte 2 del cual fue tomada una muestra de 10 pozos productores ubicados en el Pad-192, con el fin de llegar al propósito deseado que es el de optimizar la producción. Los pozos serán detallados más adelante.

3.3. Métodos

El análisis se basa en la aplicación de software los cuales son Wellflo y ReO de la compañía Weatherford, que permite optimizar e identificar los problemas del pozo mediante análisis nodal, ya sean de flujo natural o de levantamiento artificial. Estos software aplicados simultáneamente ayudan a construir un modelo de pozo, que permite modificar ciertas condiciones tanto de inflow como de outflow y mediante simulaciones determinar en qué parte existe anomalía en la producción y en base a estos datos encontrar la

respectiva solución para optimizar la producción, reducir gastos operativos y mejorar el sistema de producción. (WEATHERFORD , 2010)

3.4. Procesamiento de datos

Para realizar el Análisis Nodal integrado de manera eficiente, y poder simular diferentes condiciones de manera confiable, se procesaron las variables de entrada en el software antes mencionado.

3.4.1. WellFlo™

Procedimiento para realizar el Análisis nodal utilizando el software Wellflo.

Se puede observar la aplicación WellFlo y obtenemos la pantalla de inicio donde muestran opciones de crear, abrir y buscar modelos de pozos escogemos la opción de “Create a new model” como se muestra ver Figura 3.1.

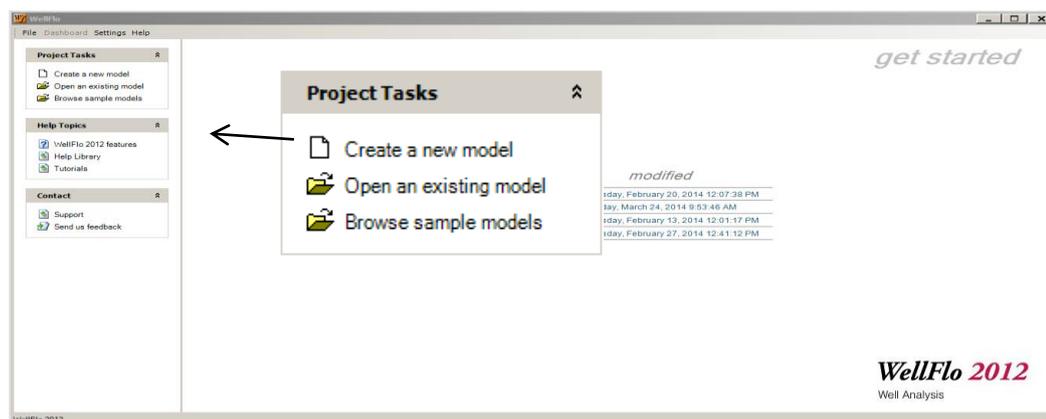


Figura 3.1 Interfase wellflo
Fuente: Software WELLFLO

La nueva ventana del software nos muestra un panel de navegación en el lado superior izquierdo de la ventana nos permite abrir el menú principal de ingreso de datos. En la parte inferior izquierda tenemos los siguientes:

- **Configuración:** Permite introducir los datos necesarios para crear un modelo.
- **Análisis:** Permite realizar varias tareas de análisis nodal, como cálculo de curvas de flujo y la realización de punto de operación y cálculos de caída de presión.
- **Diseño:** Este menú se activa si WellFlo-ESP o Gas lift se instala en el modelo del pozo.
- **Salida:** Le permite cargar los datos guardados anteriormente sin tener que volver a ejecutar.

Se procede a entrar en el menú “General Data”, cabe mencionar que cada que entremos a un menú e ingresemos datos correctamente a la salida del mismo marcara un visto de color verde si no tiene inconveniente alguno, un visto de color amarillo si falta información pero no influye en el modelamiento y una cruz de color roja si faltan datos o están datos erróneos (ver Figura 3.2).

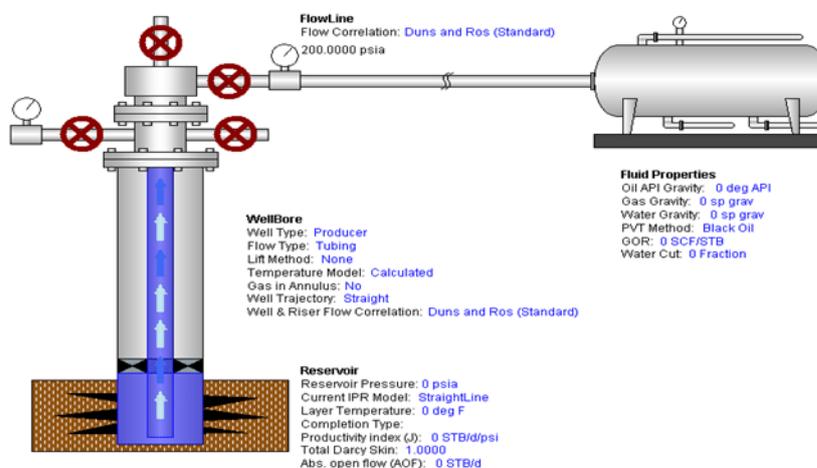


Figura 3.2 Interfase wellflo
Fuente: Software WELLFLO

En “General data” se describe información básica del pozo como nombre, ubicación y l ubicación del campo, objetivos del análisis y la fecha de análisis y nombre del creador del modelo del pozo, se da clic en apply y luego en continuar para pasar al siguiente menú como se muestra (ver Figura 3.3).

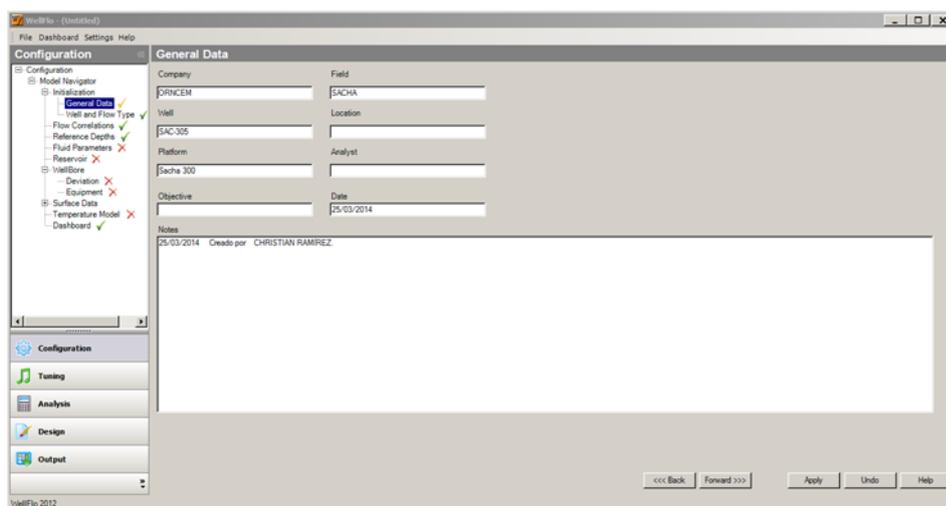


Figura 3.3 Interface wellflo
Fuente: Software WELLFLO

En “**Well and flow type**” se elige el tipo de pozo a simular puede ser un pozo productor, inyector o una línea de tubería.

También se elige por donde se encuentra produciendo el pozo ya que puede ser por el tubing, anular o ambos.

El tipo de crudo es elegido para el estudio se tomara un tipo de crudo “Black oil” y por último se elige la orientación del pozo puede ser horizontal o vertical, y direccional (ver Figura 3.4).

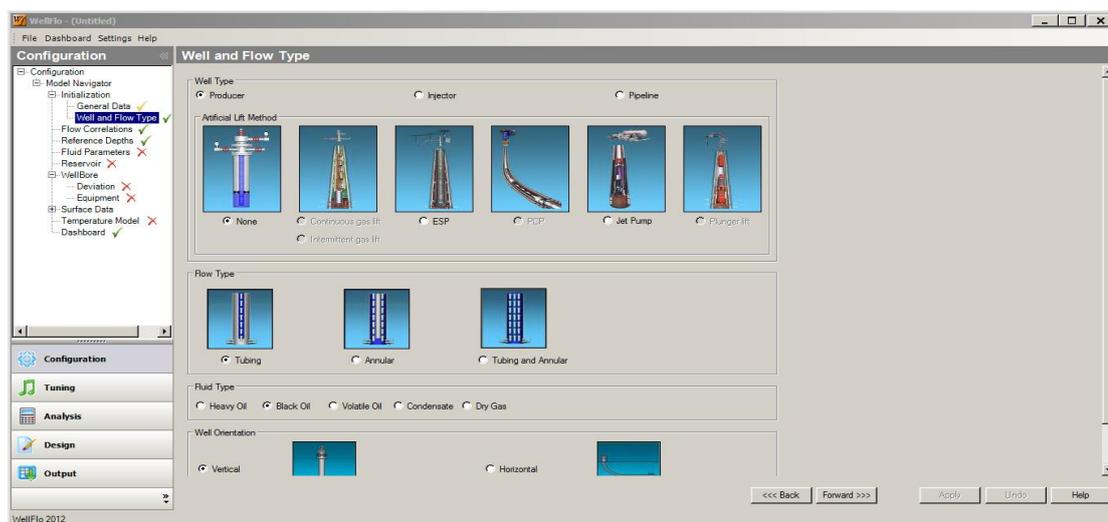


Figura 3.4 Interface wellflo
Fuente: Software WELLFLO

Se elegirá el tipo de correlación que se usara en el modelamiento del pozo se selecciona la correlación de Duns & Ros (Standard), debido a que es capaz de modelar adecuadamente el flujo Multifásico (ver Figura 3.5). Sin embargo existen una variedad de correlaciones que el programa tiene para un mejor modelamiento como son:

- Duns and Ros (Estándar y Modificado).
- Beggs and Brill (Estándar y Modificado).
- Hagedorn and Brown (Estándar y Modificado).
- Francher and Brown.
- Orkiszewski.
- Gray.
- Dukler Eaton Flanigan.

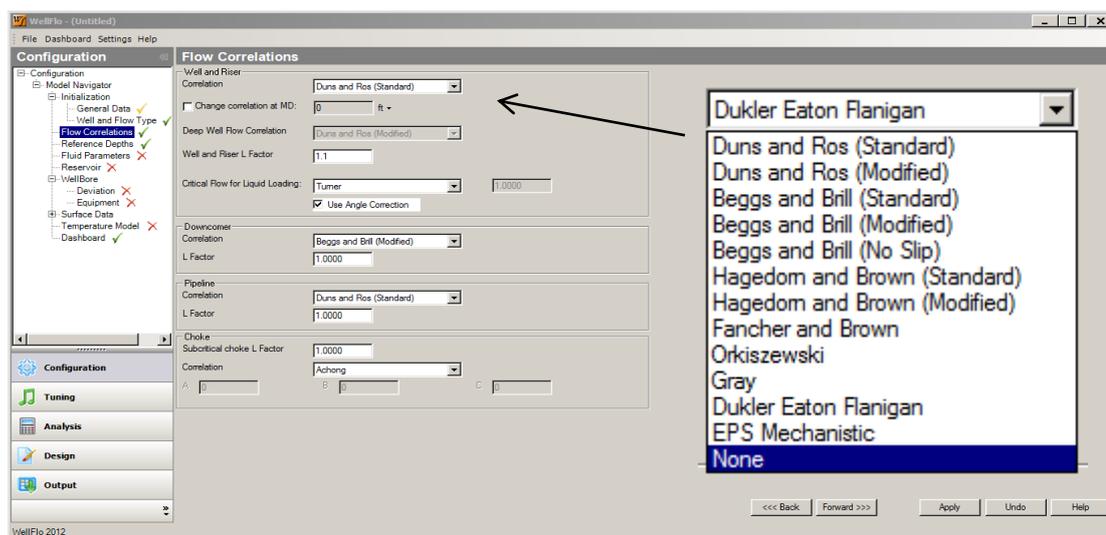


Figura 3.5 Interface wellflo
Fuente: Software WELLFLO

En **“Reference Depths”** se elige la opción Onshore y se coloca la distancia de la mesa rotaria hasta el nivel de referencia (ver Figura 3.6).

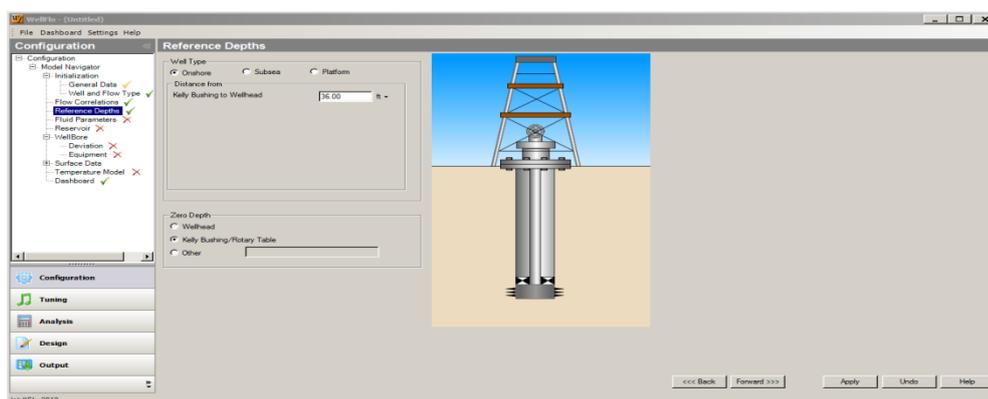


Figura 3.6 Interface wellflo
Fuente: Software WELLFLO

En **“Fluid Parameters”** se ingresa datos como la gravedad API del fluido, la gravedad específica del gas, la salinidad, gravedad del agua.

También se escoge el tipo de correlación a usarse para calcular R_s , P_b , R_s , U_o , U_g .

Además no es suficiente con ingresar los valores antes mencionados se los debe cotejar con análisis PVT de la arena de la cual se está produciendo, para obtener un error RMS (error medio cuadrático menor a un 10%) (Figura 3.7).

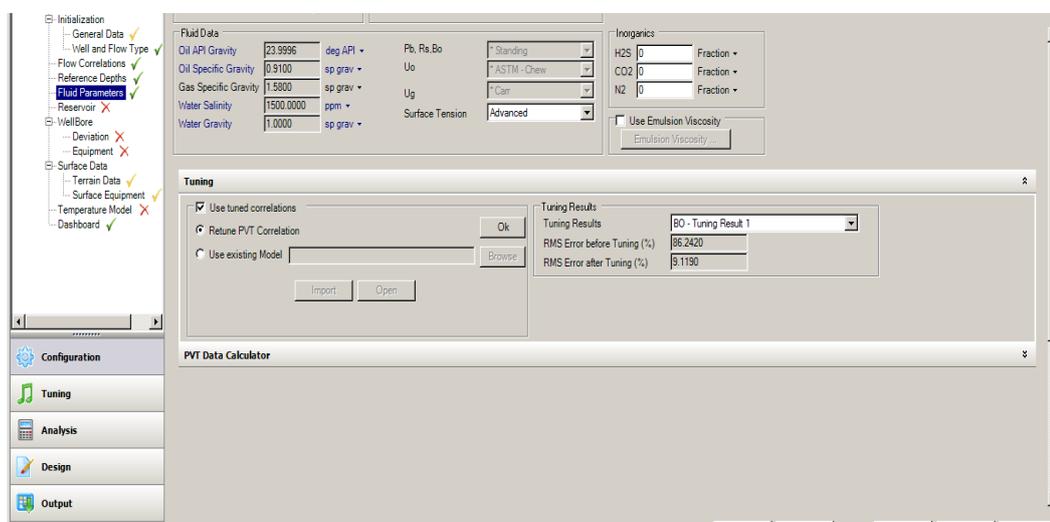


Figura 3.7 Interface wellflo
Fuente: Software WELLFLO

En el **menú “Reservoir”** se ingresan datos dependiendo de la información que se tenga, se escoge la opción “Manual” y se ingresan datos de presión, temperatura, GOR, corte de agua y se ingresa el IPR (ver Figura 3.8).

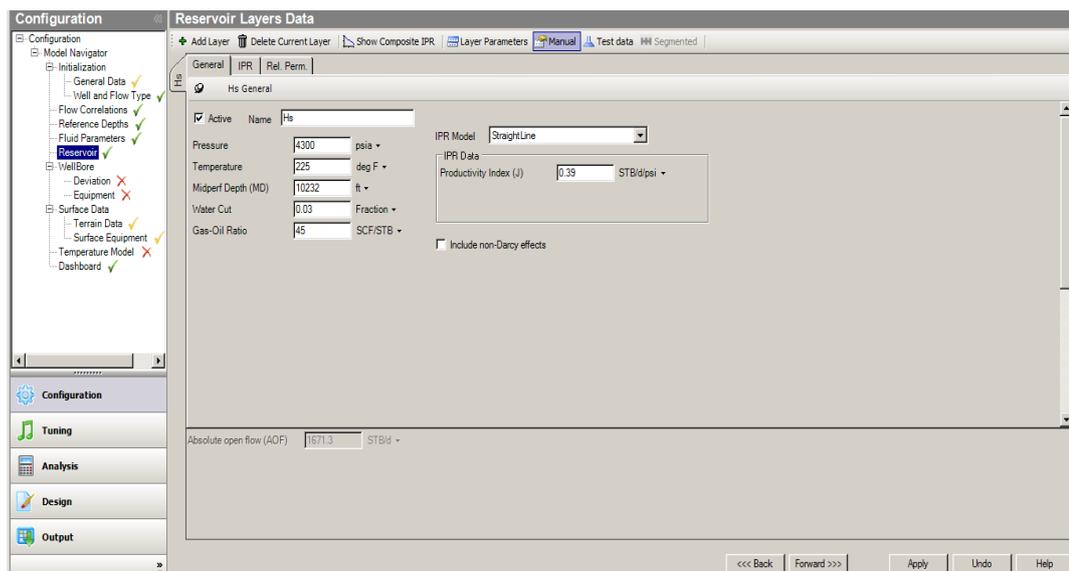


Figura 3.8 Interface wellflo
Fuente: Software WELLFLO

NOTA: En el menú “Reservoir” es posible graficar la curva IPR, tomando en cuenta que existen diferentes correlaciones como Vogel, Fetkovich (Figura 3.9).

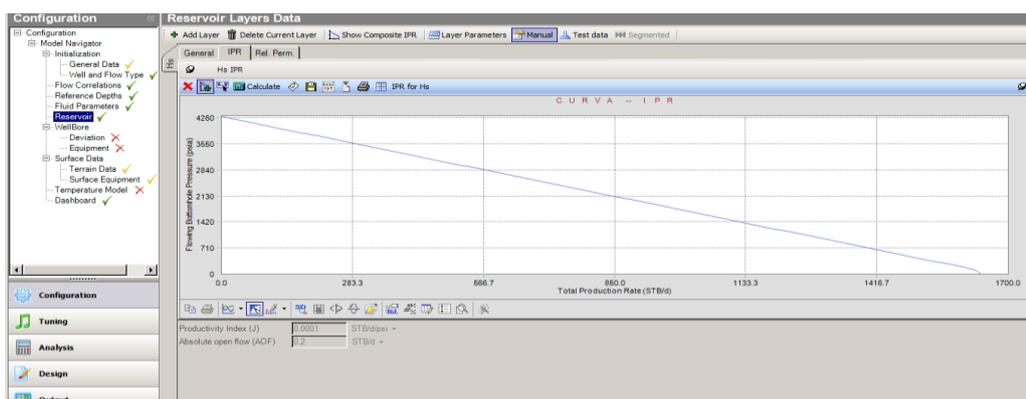


Figura 3.9 Interface wellflo
Fuente: Software WELLFLO

En el **menú “Deviation”** se ingresa los datos de los Survey almacenados, si se trata de un pozo vertical o desviado, presenta la opción de importar datos, con lo cual podemos tomar datos almacenados (ver Figura 3.10).

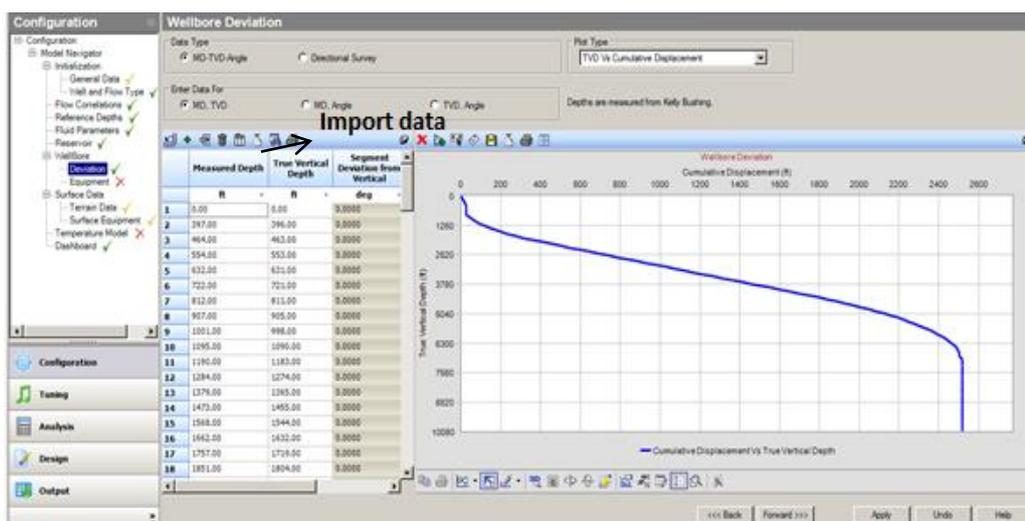


Figura 3.10 Interface wellflo
Fuente: Software WELLFLO

En el siguiente paso, **en el menú “Equipment”** se ingresa los datos de los diámetros de las tuberías instalados en el pozo (Tubing y Casing), el

programa Wellflo tiene cargado en su base de datos diferentes diámetros de tuberías con su respectivo peso para su elección (ver Figura 3.11 y Figura 3.12) es importante conocer la longitud de cada tubería para poder ingresar los datos respectivos.

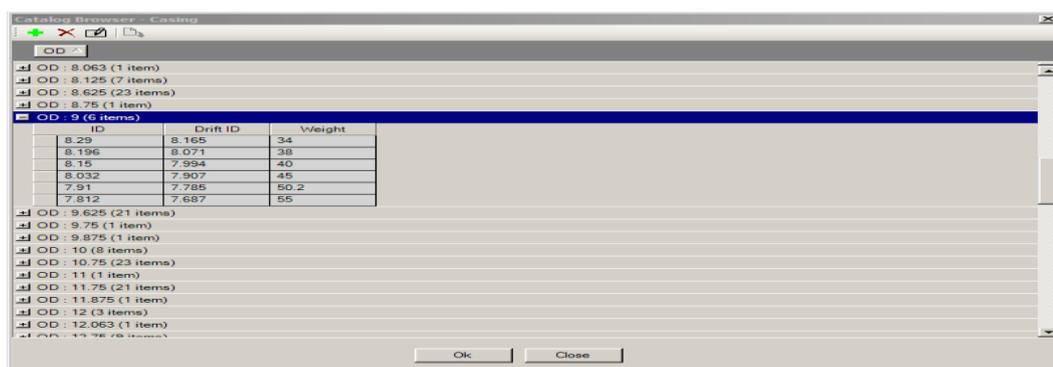


Figura 3.11 Interfase Wellflo
Fuente: Software WELLFLO

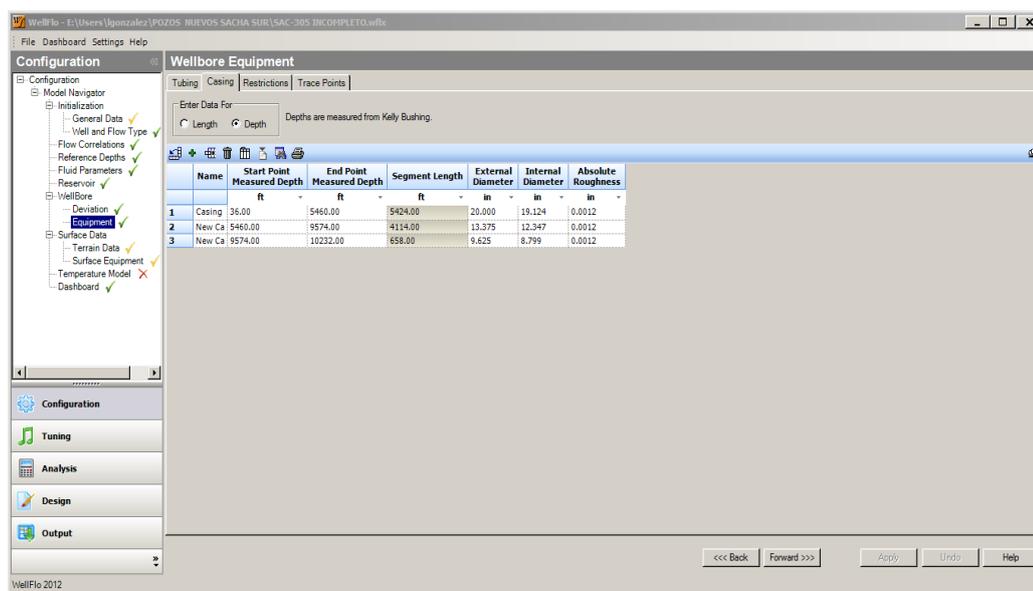


Figura 3.12 Interfase Wellflo
Fuente: Software WELLFLO

En el menú “Temperature model” los datos de temperatura por cada pie, se los puede extraer de la base de datos, hojas de Excel que tenga información de la temperatura (Figura 3.13).

WellFlo - E:\Users\gonzalez\POZOS ESTACION SACHA SUR\15-172.wfba

File Dashboard Settings Help

Configuration

Model Navigator

- Initialization
- General Data
- Well and Flow Type
- Flow Correlations
- Reference Depths
- Fluid Parameters
- Reservoir
- WellBore
 - Deviation
 - Equipment
- Surface Data
 - Terrain Data
 - Surface Equipment
 - Temperature Model
 - ESP Data
 - Dashboard

Temperature Model

Model

Manual Calculated Coupled Calibrated

WellBore FlowLine

	Measured Depth		Temperature
	ft	deg F	
1	0.00	86.0	
2	98.34	87.4	
3	688.64	95.6	
4	757.53	96.6	
5	863.82	98.1	
6	957.45	99.4	
7	1051.00	100.7	
8	1145.06	102.0	
9	1238.39	103.3	
10	1333.68	104.6	
11	1426.72	105.9	
12	1521.91	107.2	
13	1614.58	108.5	
14	1708.47	109.8	
15	1802.47	111.1	
16	1897.72	112.4	
17	1991.76	113.7	
18	2083.95	114.9	
19	2181.02	116.3	
20	2275.10	117.5	
21	2369.29	118.8	
22	2463.22	120.1	
23	2539.09	121.1	
24	2557.17	121.3	

Configuration Tuning Analysis Design Output

<<< Back Forward >>> Apply Undo Help

WellFlo 2012

Figura 3.13 Interfase Wellflo
Fuente: Software WELLFLO

El equipo Electro-sumergible se empieza detallando las bombas instaladas y su profundidad de asentamiento, al igual que en la selección de tuberías este menú cuenta con un catálogo de cada proveedor como es REDA, CENTRILIFT, WEATHERFORD, ESP Inc. ingresando también el número de etapas con las que cuenta la bomba.

Luego ingresamos el modelo del motor y su rango de operación, y por último se ingresa el factor de desgaste de la bomba y el motor (ver Figura 3.14).

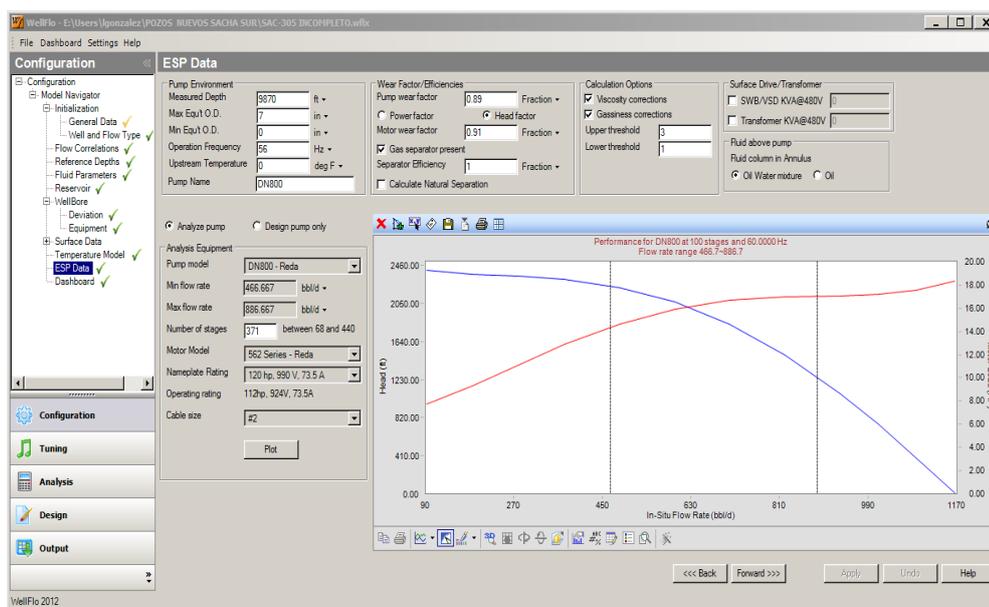


Figura 3.14 Interfase Wellflo
Fuente: Software WELLFLO

Una vez ingresado los datos anteriormente explicados se observa que los menús en la parte superior izquierda cuentan con su respectivo visto de color verde lo que nos indica que todos los datos han sido ingresados.

Una vez ingresado todos los datos, tanto del reservorio, fluido, Completación de fondo, de la bomba y motor procedemos en la parte inferior izquierda a dar un clic en la pestaña Análisis, lo cual nos abre una ventana y procedemos a la simulación (ver Figura 3.15).

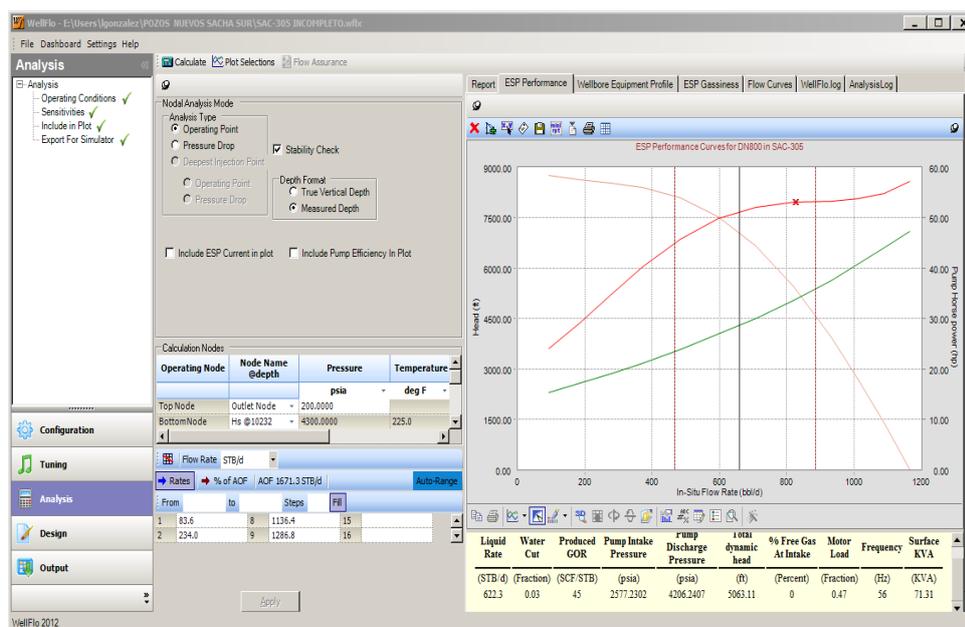


Figura 3.15 Interfase Wellflo
Fuente: Software WELLFLO

Entre las curvas más importantes que el programa despliega son la curva de afluencia (Inflow/Outflow curves), también la curva de desempeño de la bomba (ESP Performance Curves) donde podemos observar que está pasando con nuestra bomba instalada puede estar trabajando dentro de un rango óptimo, es decir nos indica si la bomba está operando en Upthrust o Downthrust, en cuyo caso se debe variar la frecuencia de operación o en su defecto rediseñar el equipo electro sumergible de tal forma que los parámetros de optimización del pozo sean los óptimos.

Nota: cabe recalcar que todos los datos utilizados en el software son provenientes de los diferentes departamentos que tiene RIONAPO CEM

3.4.2. Software ReO

Ofrece este software soluciones de simulación y optimización para redes de superficie que conectan todos los equipos desde el pozo hasta las facilidades de superficie. Esta optimiza la producción y las posibles restricciones en las líneas de flujo hasta llegar a la estación de procesamiento, este programa se basa en modelos de fluidos, simulación de procesos, optimización y diseño en el software para proporcionar soluciones en la ingeniería, solucionando problemas en modelos muy complejos de manera eficiente.

1. Aplicaciones del simulador
 2. Optimización de instalaciones de producción
 3. Optimización del sistema de producción
 4. Optimización del sistema de levantamiento artificial
 5. Diseño del sistema de levantamiento artificial
 6. Cuellos de botellas diseños de equipos de procesos
- (WEATHERFORD , 2010)

3.5. Recopilación y Análisis de Datos

La información fue proporcionada por la empresa RIONAPO CEM con ayuda de los archivos y software que manejan en sus diferentes Gerencias, y

Jefaturas. Se pudo recolectar los datos para esta investigación realizando algunas visitas a las instalaciones del Campo Sacha. Se observó y recogí datos de campo que son muy importantes en el momento de simular el software para tener unos ajustes más reales

Entre los datos recopilados están:

- Recopilación de información de la producción, diagramas mecánicos del pozo, bul up , pruebas PVT , propiedades de fluidos y del reservorio, historial de workover ,
- Tabulación de la información.
- Modelamiento de los 10 pozos tomados como muestra con sus diferentes fluidos, a traves de la sarta de producción.
- Ajustes a condiciones reales de producción
- Integración de los modelos subsuelo –superficie utilizando los software wellflo y ReO.

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS INTERPRETACIÓN DE DATOS

Para encontrar los puntos óptimo de operación, y con ellos poder deducir como se puede maximizar la producción, se tiene que tomar en cuenta:

4.1. Diagnóstico de la Estación Norte del Campo Sacha

La producción de Petróleo en Sacha Norte 2 de 33219 BFPD y 18009 BPPD, producción a fecha del 6 de enero del 2015

La Estación Norte 2 tiene 14 Pad's, entre ellas se encuentra la plataforma 192 que es el postulado a analizar, con el análisis nodal se puede tener un

diagnóstico del pozo porque se puede deducir si está operando correctamente.

Unos de los problemas más comunes que se puede reflejar en la muestra es que hay un cambio notorio de caída de presión ($P_r - P_{wf}$) debido a daños en la formación, más común en las arenas Hollín.

Con el objeto de familiarizarse con las instalaciones y operación de la Planta, e identificar cada una de las fases del proceso de deshidratación. Se realizó además un reconocimiento del estado actual de las facilidades de la Estación. Se identificaron además posibles alternativas de ubicación de las nuevas facilidades de superficie.

Los siguientes sistemas son los principales y auxiliares existentes en la Estación Norte 2:

- Múltiple de producción y prueba.
- Separadores de producción (bifásicos y trifásicos).
- Tanque de lavado (bota y tanque).
- Tanque de surgencia (bota y tanque).
- Zonas de ubicación de nuevo tanque de lavado
- Sistema de calentamiento de agua (calentadores artesanales).
- Sistema de captación de gas.

- Sistema de aire de Instrumentos.
- Sistema de venteos (baja y alta presión).
- Sistemas de drenaje (sumideros).
- Sistema de inyección de químicos.

4.1.1. Múltiples de Producción

El múltiple de producción está conformado por tres líneas principales que alimentan de forma independiente a tres separadores de producción; de los cuales dos cabezales el 1 y 2 indicados en la Figura 4.1 corresponden a los separadores de producción bifásicos, y el restante corresponde a separador de producción trifásico.

Por otro lado, el múltiple de prueba conformado por unas líneas secundarias permite alimentar de forma independiente a un separador de prueba del tipo bifásico.

Durante el relevamiento, se observó el ingreso de los diferentes pozos a los múltiples de producción.



Figura 4.1 Múltiple de producción

4.1.2. Separadores (Bifásicos y Trifásicos).

El sistema de separación primaria está conformado por tres separadores de producción. El primer grupo está conformado por dos separadores de producción del tipo bifásico para crudo con bajo corte de agua BSW < 30%, y el segundo conformado por un separador de producción del tipo trifásico para pozos con alto corte de agua BSW > 30% (ver Figura 4.2).



Figura 4.2 Separador de prueba
Fuente:

Unos de los problemas más comunes que se puede reflejar en la muestra es que hay un cambio notorio de caída de presión ($P_r - P_{wf}$) debido a daños en la formación, más común en las arenas Hollín.

- Hollín Inferior: presenta daño debido a taponamientos por migración de finos.
- Hollín Superior: presenta daño debido a taponamiento por migración de finos y permeabilidad baja.
- Napo (U): presenta daño por fluido de control
- Tena: presenta daño debido a fluido de control y baja permeabilidad

4.2. Descripción del proceso de producción de petróleo y gas de la Estación Norte del Campo Sacha

La producción de cada uno de los pozos productores de la Estación Norte 2 es llevada a superficie a través de líneas 4 y 6 pulgadas de diámetro externo

A la Estación Norte 2 producen pozos horizontales, verticales y direccionales que envían su fluido hasta el múltiple (manifold), y de este a los separadores.

Se presentan las observaciones realizadas al sistema de separación primaria de la Estación Sacha Norte 2. Los dos separadores bifásicos (Separador #1 y Separador #2) envían su producción desgasificada directamente a la bota del tanque de lavado.

El sistema de control de nivel de los equipos de separación bifásicos es automático con un sistema desactualizado. Esta situación hace que el control de nivel en cada uno de los separadores sea más complejo, o cuando se requiere desviar la producción a distintos separadores.

La descarga de los discos de ruptura, como así también de las válvulas de seguridad de los separadores de producción bifásicos y trifásico, no es enviada a un sistema de alivios y venteos independiente. Estas descargas son enviadas directamente a la línea de proceso que se interconecta con la

bota del tanque de lavado. Esta configuración no es segura para la operación de la Estación, y además puede comprometer seriamente la integridad del sistema de deshidratación (bota y tanque) en caso de disparo de dichos dispositivos de seguridad (ver las Figura 4.3 y Figura 4.4)



Figura 4.3 Válvulas reguladoras de control de flujo
Fuente:



Figura 4.4 Válvulas de ingreso a los separadores
Fuente:

Estos separadores cuentan con la instalación de dispositivos de corte (válvulas de shut Down) que permiten operar cada equipo en forma segura en caso de incremento de nivel de crudo, nivel de agua o incrementos de presión en cada separador de producción.

Únicamente el separador trifásico instalado en la Estación Sacha Norte 2, cuenta con el panel de control local, donde se puede monitorear las variables de proceso (nivel, presión, temperatura, flujo).

En el Tabla III se detalla la dirección de los fluidos desde los pozos productores, a que múltiple esta direccionada la producción y en que separador se está depositando el fluido. La Estación Norte 2 tiene un separador trifásico con capacidad de 52,343 BFPD, dos separadores bifásicos con capacidad de 15, 000 BFPD y un separador de prueba con capacidad de 12,000 BFPD.

Tabla III Sistema detallado de la producción hasta el separador

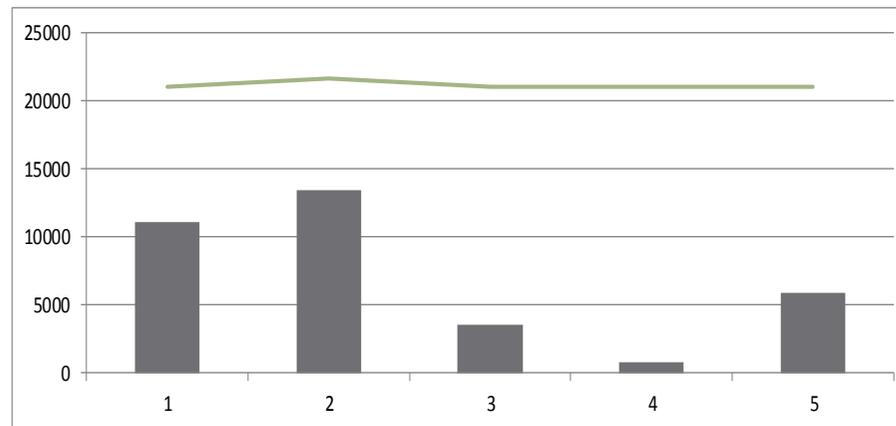
						SEPARADOR TRIFÁSICO DE PRODUCCION 52.343 BFPD					
						SEPARADOR BIFÁSICO DE 15.000 BFPD					
						SEPARADOR BIFÁSICO DE 15.000 BFPD					
						SEPARADOR PRUEBA 1 DE 12000					
						BFPD	BPPD	BAPD	% AyS	MPCED	
25	E	32	1			615	492	123	20%		
24		PAD-38			1	2124	2003	121	6%		
23		262,170	1			1299	78	1221	94%		
21		PAD-65B			1	3312	846	2466	74%		
20	D	167,178						0			
19		PAD-192				10420	3507	6913	66%		
18		121			1	865	848	17	2%		
17		93	1			1518	304	1214	80%		
15	C	165						0			
14		204			1	1400	368	1032	74%		
13		175-58			1	426	170	256	60%		
11		PAD-440	1			3899	3685	214	5%		
10	B	PAD-270						0			
9		PAD-63	1			3881	1124	2757	71%		
8		PAD-04	1			3710	1987	1723	46%		
6		168			1	454	427	27	6%		
5	A	PAD-177	1			1514	1168	346	23%		
4		66			1	264	261	3	1%		
2		PAD-65B	1			3565	1604	1961	55%		
1		264									
			1	2	3	7	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MPCED

Fuente: Jefatura de Infraestructura Y Procesos (JIP)

Gráfico 4.1 Estadística por separador

Capacidad Real	28846	20001	3766	5079	0	BFPD
	15365	10442	1273	3650	0	BPPD
	13481	9559	2493	1429	0	BAPD
					0	MPCED

Capacidad Nominal 21000 21627,6 21000
 Separación Primaria 95% 17% 24%
 Eficiencia 60%
 Vaccum hacia Estacion Sur
 Reporte Diario Produccion:



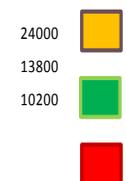
SAC - 192:

2 Bota Tanque Surgencia
 4 Separador Bifasicos(Pozos Limpios)

Produccion Enviada a Central
 Produccion Power Oil

 Produccion Petroleo Sur

 Fluidos Procesados Est. Sur



Fuente: Jefatura de Infraestructura Y Procesos (JIP)

Las diversas facilidades que existen en la Estación Norte 2 se pueden observar en Figura 4.5, en donde observa tanques de almacenamiento, tanques de lavado, botas de gas, separadores, tubería de superficie etc.

Esta Estación es la única que envía directamente su producción al oleoducto secundario hasta Lago Agrio aparte de la Estación Sacha Central.

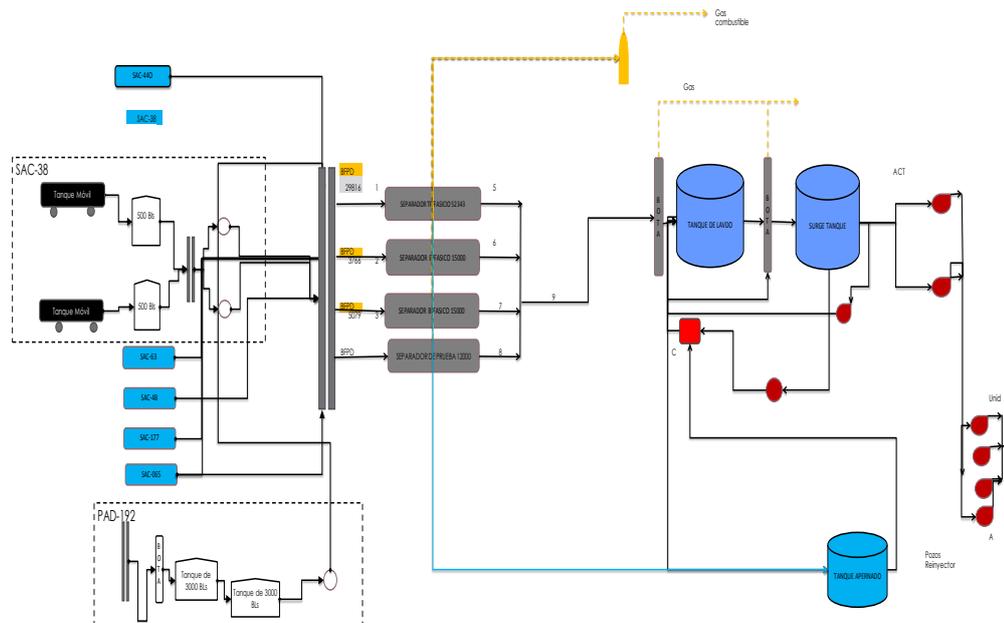


Figura 4.5 Diagrama de flujo del campo Sacha
Fuente: Jefatura de Infraestructura Y Proceso

De acuerdo a lo observado, no es posible mantener un control estable de la temperatura en el tanque de lavado. Adicionalmente, el sistema de calentamiento asociado al sistema de lavado tampoco dispone de un sistema de control de temperatura, caudal (agua y gas) y la mayoría de las líneas que transportan el agua caliente hacia el sistema de lavado por

líneas de flujo que no disponen de aislamiento térmico; es por ello que las pérdidas de energía por transferencia de calor es alta es decir, se pierde energía térmica a través de dichas líneas.

Actualmente, para controlar la temperatura en el sistema de lavado, los operadores intentan realizarlo de forma manual mediante el encendido o apagado del sistema de calentadores de agua. Esta operación es muy inestable y hace que la deshidratación del crudo se vuelva crítica, especialmente cuando se producen cambios en la temperatura ambiente, o cambios en las condiciones climáticas (lluvias), que hacen que se desequilibre el sistema de deshidratación secundaria.

4.3. Revisión de la corrosión- Infraestructura de Superficie de la Estación Norte del Campo Sacha.

En el Pad-192 se lleva un control de la corrosión en las tuberías, debido a que el nivel de corrosión determina que tan duradera puede ser una planta y su seguridad operacional. Debido que se puede acumular en las líneas de flujo taponamiento, producto de la presencia de finos en la tubería; reduciendo de esta manera el diámetro interno de la misma, provocando con ello una variación de la presión y velocidad del sistema.

La medición de la corrosión y las acciones para remediar las tasas de corrosión elevadas permiten incrementar la efectividad costo-operativo del Pad-192, para alcanzar la reducción de los costos asociados a la renovación de las instalaciones de un proceso.

Por lo que se lleva a cabo un monitoreo con un análisis químico en la cual se mide el PH para identificar que tan corrosiva es el fluido transportado.

4.4. Análisis Nodal Subsuelo-Superficie

La presión promedio del reservorio (P_r) y la presión de cabeza se mantienen fijas, por lo tanto si cualquier curva es cambiada la intersección también, existirá una nueva curva de flujo y presión en el nodo. Por tanto si algunas de las condiciones fijas cambiaran también varía la curva de oferta y demanda, esta se puede generar por la depletación en la presión del reservorio o un cambio en condiciones de la presión de cabeza o instalaciones en las facilidades de superficie.

Para llevar a cabo la investigación se tomó en cuenta los siguientes parámetros por arena presentados en la Tabla IV

Tabla IV Parámetros del fluido utilizados por arena en cada pozo

Campo	zona	Punto de Burbuja Pb (psia)	Temperatura del Yacimiento TY	API	GOR	BO(BY/BN)	G:GAS	Presion del Yacimeito
Sacha Norte 2	Hollin I	76.7	225	27,6	24	1,16	1,577	4200
	Hollin S	78	225	27,3	124	1,13	1,135	3600
	T	1014.7	215	30,3	412	1,365	1,25	1600
	U	1185	211	25,3	260	1,22	1,138	1750
	BT	807	181	24,1	150	1,25	1,117	2250

Fuente: (Departamento Gerencia Tecnica de Desarrollo ORNCEM, 2014)
Creado por: Luis Obando

En la siguiente Tabla V se observan los parámetros utilizados por pozo para la muestra a investigar

Tabla V Parámetros por pozo

well Pad Sac-192										
Plataforma	Pozo	Arena	BFFT	BPPD	BSW	BAPD	API	Presion de Caeza	Gor PCS/BLS	Observacion
PLATAFOR MA 192	192	HI	2185	177	91,85	2008	24,4	20	24	BES
	210D	UI	187	176	5,88	11	24,5	25	57	BES
	213D	HI	196	232	75,98	734	25,2	40	24	BES
	214d	HI	1290	155	87,98	1135	26,3	110	91	COMP. DUAL
	214DU	UI	582	576	1,04	6	26,1	15	34	BES
	226D	HS	780	343	56,05	437	25,7	20	89	BES
	227D	HS	153	152	0,64	1	26,3	20	47	BES
	241D	HI	1668	200	88,01	1468	24,1	20	49	BES
	242D	HS	6778	271	60,03	407	24,8	20	22	BES
	320D	TI	360	346	3,89	14	24,6	20	126	BES
	321D	HS	786	755	3,94	31	24,7	40	124	BES

Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM

4.4.1. Interpretación de los datos en el Software Wellflo

Con los datos mencionados anteriormente se realizó la simulación detallada de los 10 pozos de la muestra aplicando el software WELLFLO, por lo cual se

explicara cuáles fueron los parámetros tomados para llevar a cabo la simulación de los pozos.

Para los demás pozos se dará solamente un análisis de los resultados de los datos después de la simulación.

Pozo SAC-192 Flow Correlations: Se selecciona la correlación de Duns & Ros (Standard), debido a que es capaz de modelar adecuadamente el flujo multifásico vertical, tanto en pozos verticales como en pozos desviados (Schlumberger, 2008).

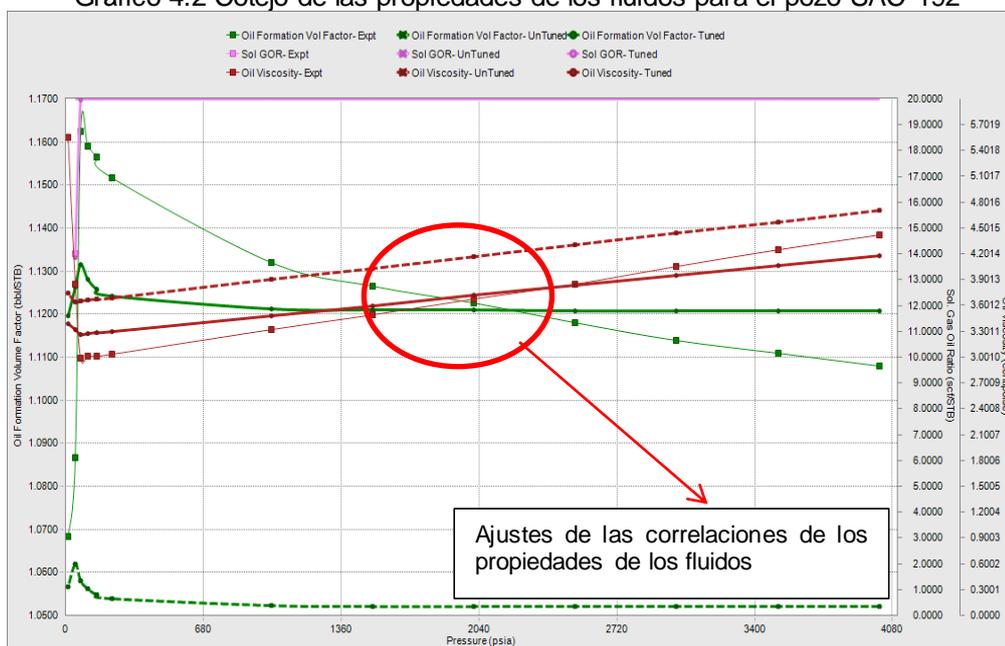
Reference Depths: La referencia para las mediciones de profundidad (MD y TVD) es la mesa rotaria, cuya elevación no fue tomada en cuenta en la simulación del pozo es de 16 ft, con base en lo indicado por el diagrama mecánico más reciente (07/05/2013 WO # 13).

Fluid Parameter: La gravedad API se consideró igual a 27,8 con base en la información registrada en el forecast del 18/09/2013.

La Gravedad Específica del Gas se consideró igual a 1,125; con base en la información reportada en el análisis PVT promedios del campo Sacha (arena UI) con fecha de toma de muestra 23/12/2011.

Se ajustaron las correlaciones para calcular las propiedades de los fluidos, basados en el pozo Sac-214D (arena U) Logrando obtener para todas las propiedades un error RMS de 4.64.

Gráfico 4.2 Cotejo de las propiedades de los fluidos para el pozo SAC-192



Fuente: (WEATHERFORD , 2010)
Creado por: Luis Obando (11)

Reservorio: El comportamiento de afluencia del pozo se modeló empleando la IPR lineal, debido a que P_{ws} 4252 psia es mucho mayor que la presión de burbuja del hidrocarburo 78 psia.

Para este pozo existe disponible una prueba de restauración en la cual nos reporta un IP de 2.94 STB/d, la temperatura se estableció en 225 °F, con base en la temperatura reportada al momento de la toma de muestra de fondo para los ensayos PVT,

Wellbore - Deviation: Debido a que el pozo es vertical no presenta desviación alguna, se lo corroboró con los diagramas mecánicos, (11/20/2013 WO).

Wellbore – Equipment: La especificación de tuberías de producción y revestidores se efectuó de acuerdo al diagrama mecánico más reciente (11/20/2013 WO).

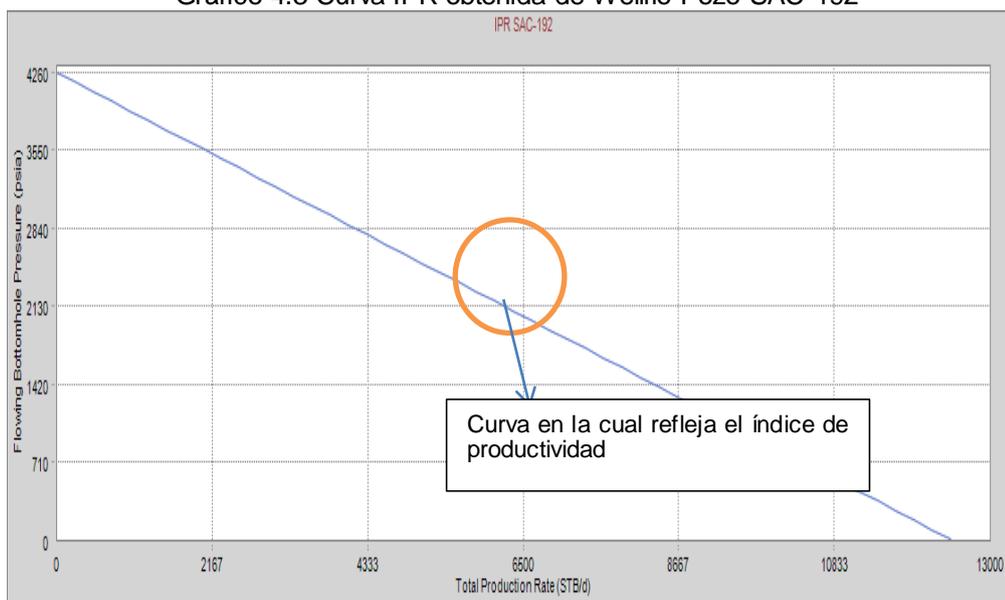
Tabla VI Características de los revestidores y tuberías de producción, para el pozo SAC-192

DESCRIPCION	DIAMETRO NOMINAL (IN)	PESO (LBF/FT)	TOPE SUPERIOR (FT)	TOPE INFERIOR (FT)
REVESTIDOR DE PRODUCCION	10	32.3	35	3217
TUBERIA DE PRODUCCION	7	26	3217	10069
TUBING	3.5	9.2	35	7032

Fuente: gerencia de Operaciones
Creado por: Luis Obando

ESP Data: Información tomada del diagrama de Completación mecánica y reporte mensual de BES (febrero del 2015) emitido por el departamento de Ing. de Petróleos en el Campo Sacha. El factor de desgaste se ajustó igual a 0.85 para cotejar con la producción promedio mensual, correspondiente al mes de enero de 2013, registrada en la aplicación “Oracle Business Intelligent”

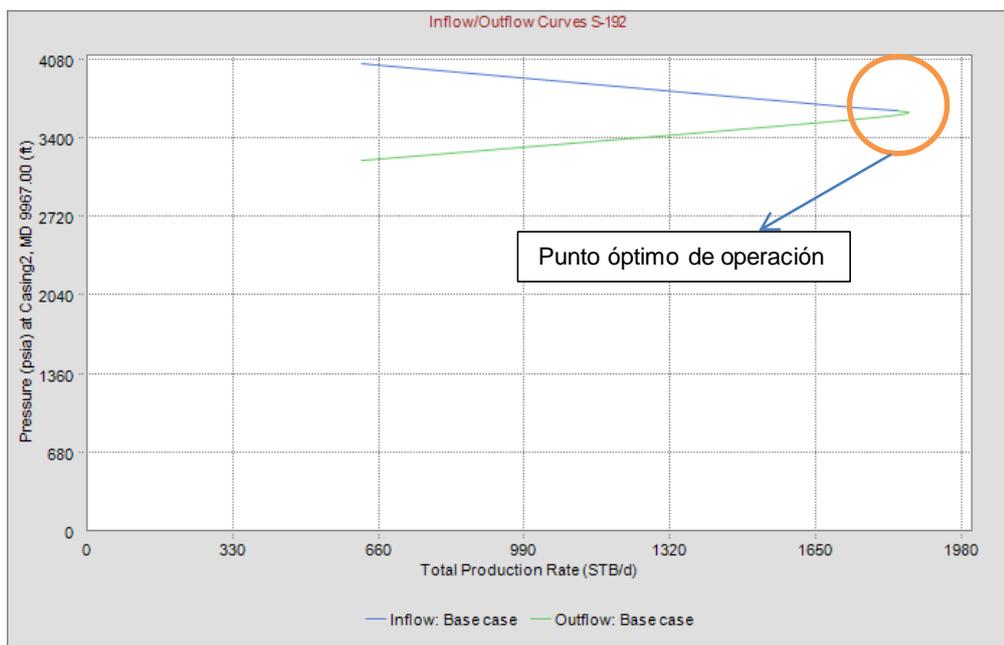
Gráfico 4.3 Curva IPR obtenida de Wellflo Pozo SAC-192



Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

Resultados Análisis Nodal:

Gráfico 4.4 Resultados Análisis Nodal Pozo SAC-192



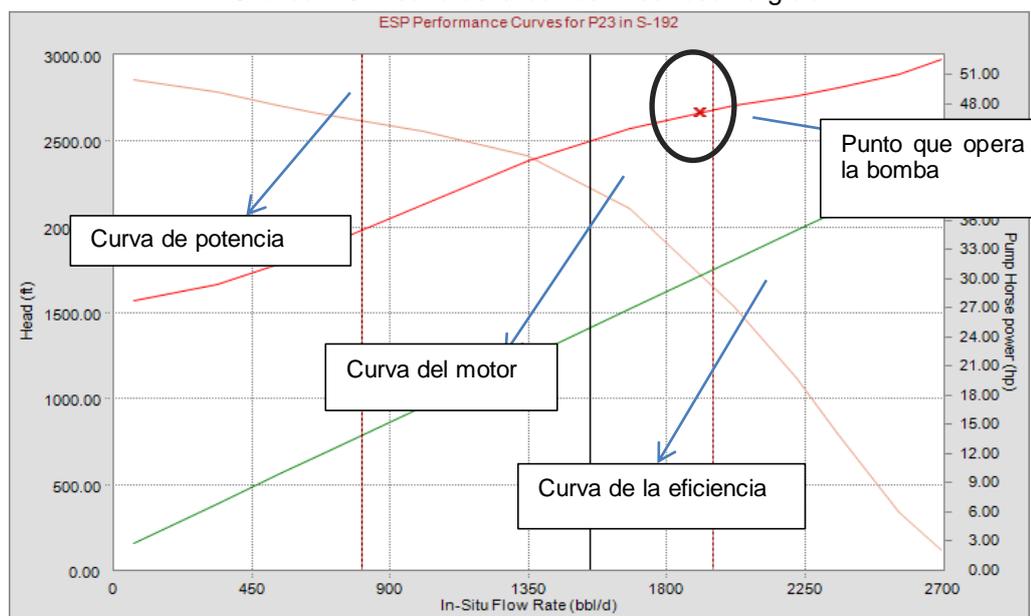
Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

Tabla VII Análisis nodal Sac 192

Presion de operación	Caudal de Liquido	Caudal de Petróleo	Caudal de Agua	Caudal de Gas	Corte De Agua	RGP	Condicion del Pozo
(psia)	(stb/d)	(stb/d)	35	(MMSCF/d)	(fracion)	(SCF/STB)	
3627.7	1835	330	3217	0.01	0.82	24	Estable

Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

Gráfico 4.5 Diseño de la bomba Electrosumergible



Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

Tabla VIII Desempeño de la Bomba electrosumergible del pozo SAC-192

Caudal de Líquido	Corte de Agua	RGP	Presión Succión Bomba	Presión descarga Bomba	Altura Dinámica Total	Gas Libre Succión Bomba	Carga Motor	Frecuencia	Potencia En Superficie
(STB/D)	(FRACION)	(SCF/D)	(PSIG)	(PSIG)	Ft	%	(FACION)	Hz	KVA
2831	0.31	24	1808	24	1808	0	1.04	60	327.69

Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

Puntos de Atención:

- La actualización del pozo se realizó sin problema alguno.
- La bomba se encuentra trabajando dentro del rango especificado

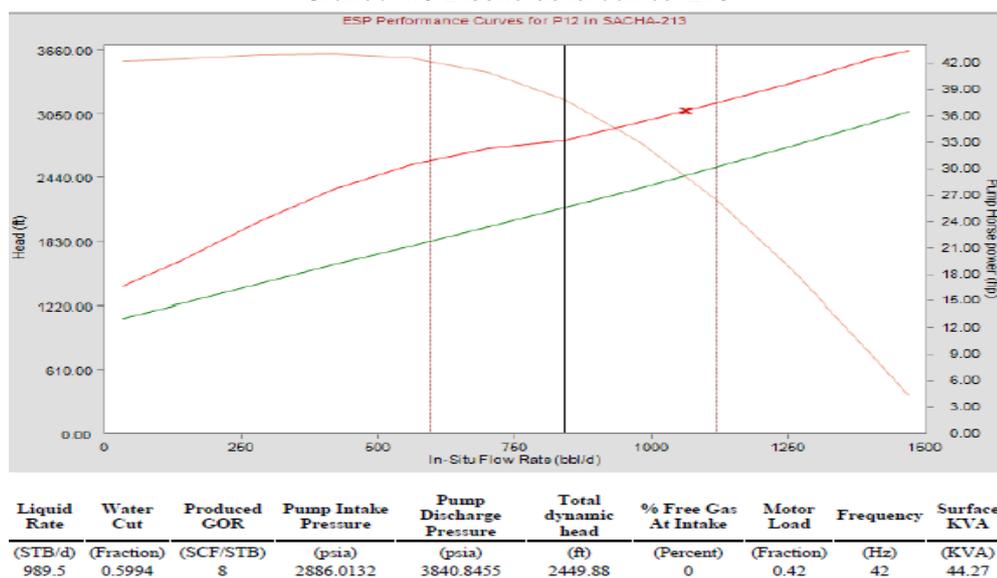
Por el proveedor.

De esta manera se monta un modelo de pozo al software wellflo, para los demás pozos se tomara en cuenta los datos únicamente del Análisis Nodal.

Sac-213 resultado del Análisis Nodal

Como se puede observar en el Gráfico 4.6 la bomba está operando en el rango óptimo de producción, con una frecuencia demasiado baja por lo cual se puede asumir que al aumentar la frecuencia, la bomba estaría operando en upsthust, por lo que se asumiría que la bomba cavitaria, los imperle.

Gráfico 4.6 Diseño de la bomba 213

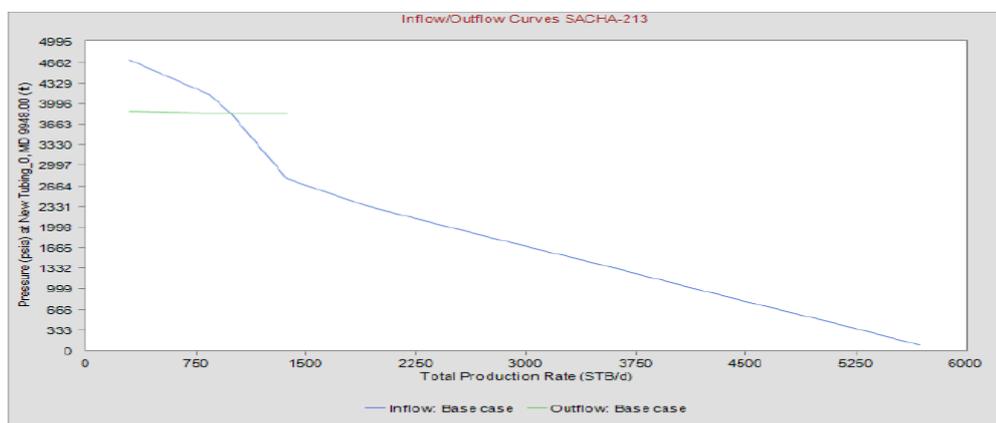


Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

Se puede notar en el Gráfico 4.7, que el pozo 213 no se encuentra desfases de presión en el fondo del pozo, pero si se debería aumentar la etapa de la

bomba para que la bomba trabaje en óptimas condiciones e incluso aumentar su producción.

Gráfico 4.7 Resultado del análisis nodal sac 213



Operating Pressure	Liquid Rate	Oil Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Produced GOR	Status
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)	
3840.84	989.5	396.4	593.1	0	0.6	8	Stable

Layer Name	Pressure	Liquid Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Oil Rate	Produced GOR
	(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(STB/d)	(SCF/STB)
hollin	3012.48	989.5	593.1	0	0.6	396.39	8

Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

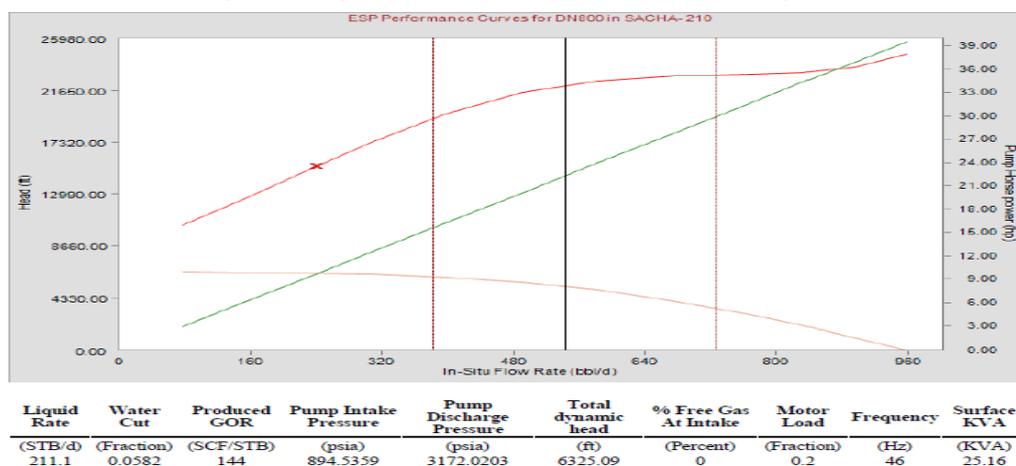
- **Puntos de Atención:**

1. El punto de operación se cotejó con la producción correspondiente a enero de 2015, empleando un modelo de IP lineal, presión estática 4227 psia; IP 4.09 STB/d/psi.
2. La IPR del pozo se logró cotejar con pruebas de producción obtenidas de la aplicación LOWIS™, sin problema alguno.
3. La bomba se encuentra operando dentro del rango especificado por el proveedor.

Sac-210 Resultado del Análisis Nodal.

Como se puede observar en el siguiente Gráfico 4.8, la bomba está operando en el rango fuera del punto óptimo de producción, en el cual se denota que está trabajando en Daunthust, por lo que se puede asumir que la bomba está sobredimensionada.

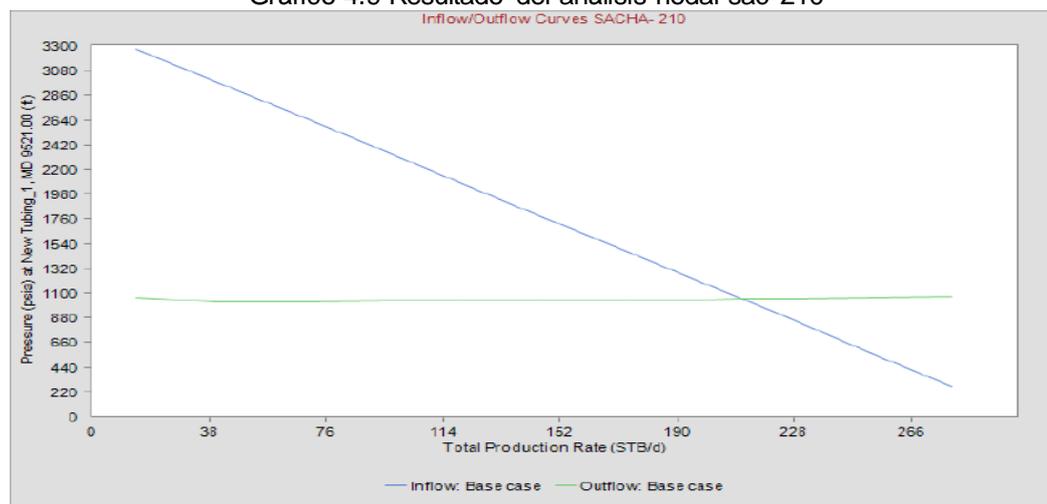
Gráfico 4.8 Resultado del análisis nodal sac-210



Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

Se puede notar en el Gráfico 4.9, el pozo 210 no se encuentra desfases de presión en el fondo del pozo, pero si se debería aumentar el rendimiento de la bomba debido a que se tiene una baja producción. Con un yacimiento que puede dar un mayor aporte de fluidos.

Gráfico 4.9 Resultado del análisis nodal sac-210



Operating Pressure	Liquid Rate	Oil Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Produced GOR	Status
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)	
1045.64	211.1	198.8	12.3	0.03	0.06	144	Below pump minimum
Layer Name	Pressure	Liquid Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Oil Rate	Produced GOR
	(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(STB/d)	(SCF/STB)
Arena U	1203.44	211.1	12.3	0.03	0.06	198.81	144

Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

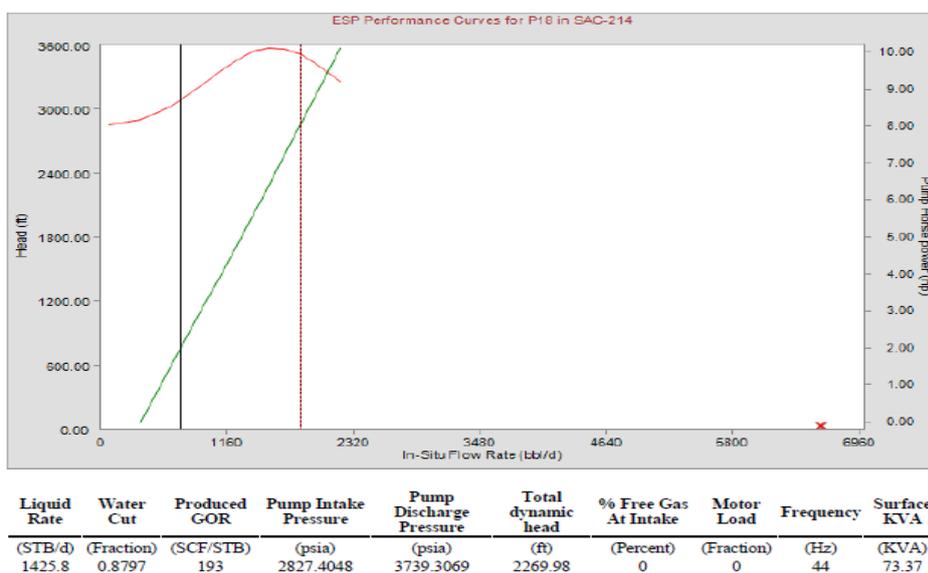
- **Puntos de Atención:**

1. El punto de operación se cotejó con la producción correspondiente a enero de 2013, empleando un modelo de IP lineal, presión estática 4014 psia; IP 0.27STB/d/psia.
2. La IPR del pozo se logró cotejar con pruebas de producción obtenidas de la aplicación LOWIS™, sin problema alguno.
3. Según el análisis realizado la BES se encuentra trabajando fuera del rango.

Sac-214 Resultado del Análisis Nodal

En esta Gráfico 4.10, el pozo se encuentra una bomba dual por lo cual es incierto saber con exactitud la eficiencia de la bamba y su punto operativo. Por lo cual se debería analizar más adecuado.

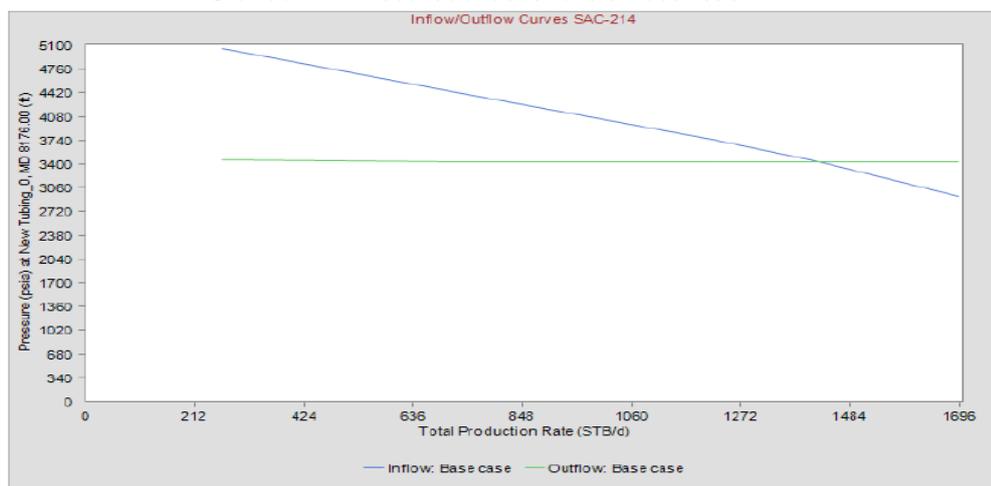
Gráfico 4.10 Resultado del análisis nodal sac-214



Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

El punto óptimo de operación en este pozo (ver Gráfico 4.11), es muy rentable, debido que da un aporte de fluido alto, pero se está en riesgo de que al corte de agua en unas de las arenas aumente debido a su producción.

Gráfico 4.11 Resultado del análisis nodal sac-214



Operating Pressure	Liquid Rate	Oil Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Produced GOR	Status
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)	
3428.4	1425.8	171.5	1254.3	0.03	0.88	193	Stable
Layer Name	Pressure	Liquid Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Oil Rate	Produced GOR
	(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(STB/d)	(SCF/STB)
Layer 1	3321.39	1425.8	1254.3	0.03	0.88	171.52	193

Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

Puntos de Atención:

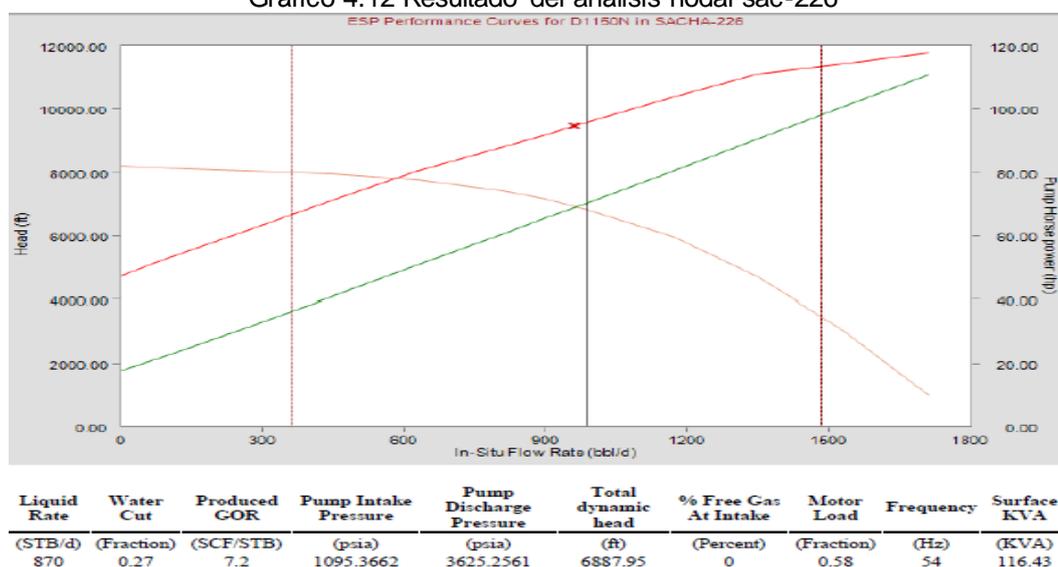
1. El punto de operación se cotejó con la producción correspondiente a enero de 2015, empleando un modelo de IP lineal, presión estática 1736 psia; IP 1.099 STB/d/psl.
2. La IPR del pozo se logró cotejar con pruebas de producción obtenidas de la aplicación LOWIS™, sin problema alguno.
3. Según el caudal de producción calculado la BES se encuentra fuera de rango de operación, ya que la producción calculada es 14096 STB/d y el límite superior de operación a 60 Hz es de 1590 STB/d (límite superior excedido). En consecuencia la BES está operando dentro del rango de operación. Sobre la base de lo expuesto, se

evidencia que la BES esta sub-dimensionada, seguramente, esta condición de operación, cercana a su límite superior y ha provocado su desgaste prematuro

Sac-226 Resultado Del Análisis Nodal

En Gráfico 4.12 es claro evidenciar que el pozo está operando en las condiciones más rentables, debidas a que su punto de operación es óptimo al rendimiento de la bomba.

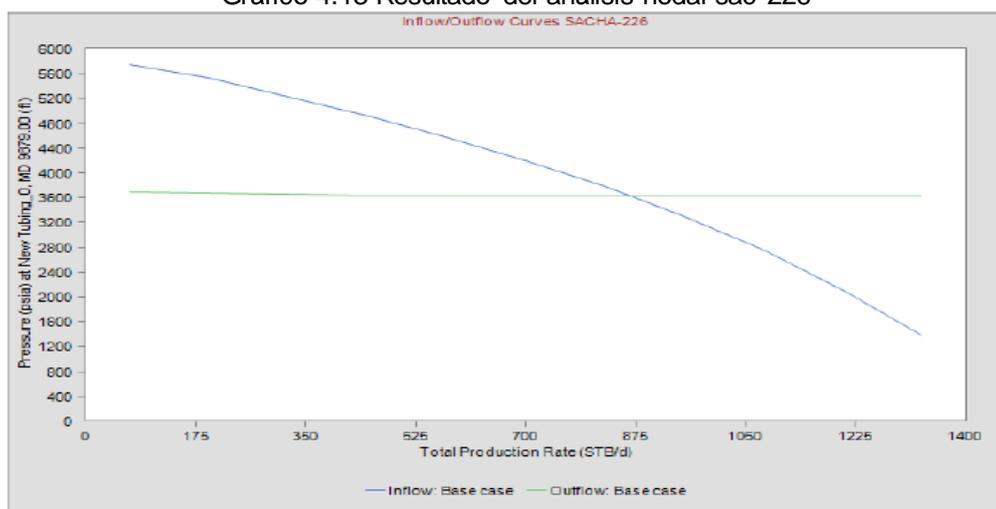
Gráfico 4.12 Resultado del análisis nodal sac-226



Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

En Gráfico 4.13 los resultados proveniente del análisis nodal, es notable que su funcionamiento es el más eficiente por lo cual no necesita trabajo alguno de intervención en el pozo.

Gráfico 4.13 Resultado del análisis nodal sac-226



Operating Pressure	Liquid Rate	Oil Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Produced GOR	Status
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)	
3625.26	870	635.1	234.9	0	0.27	7.2	Stable
Layer Name	Pressure	Liquid Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Oil Rate	Produced GOR
	(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(STB/d)	(SCF/STB)
Layer 1	1241.07	870	234.9	0	0.27	635.1	7.2

Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

Puntos de Atención:

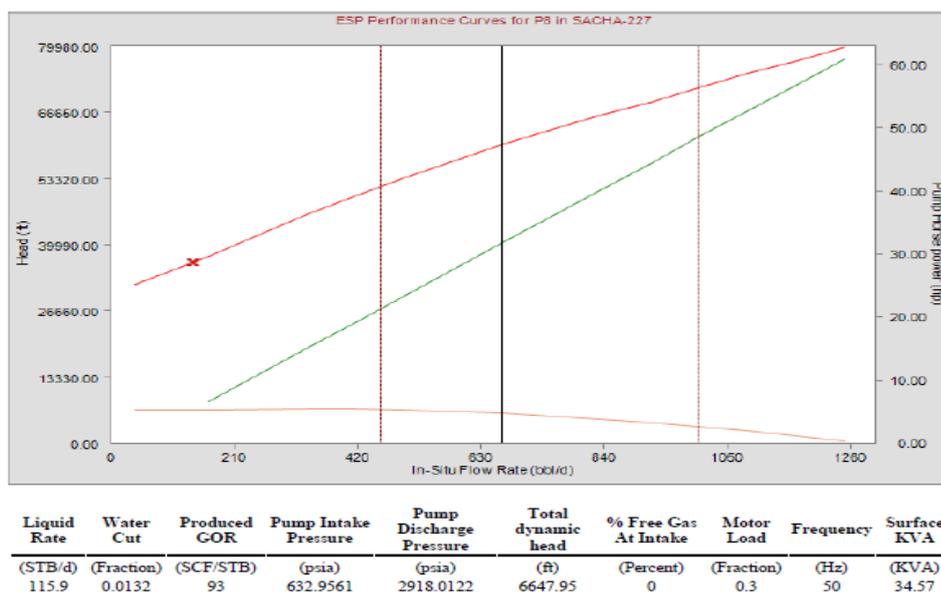
1. El punto de operación se cotejó con la producción correspondiente a enero de 2013, empleando un modelo de IP lineal, presión estática 20355 psia; IP 0.866 STB/d/psi
2. La IPR del pozo se logró cotejar con pruebas de producción obtenidas de la aplicación LOWIS™, sin problema alguno.

Sac-227 Resultado del Análisis Nodal

Como se puede observar en el siguiente Gráfico 4.14 la bomba está operando en el rango fuera del punto óptimo de producción, en el cual se

denota que está trabajando en Daunthust, por lo que se puede asumir que la bomba está sobredimensionada. Y es posible la intervención en el pozo.

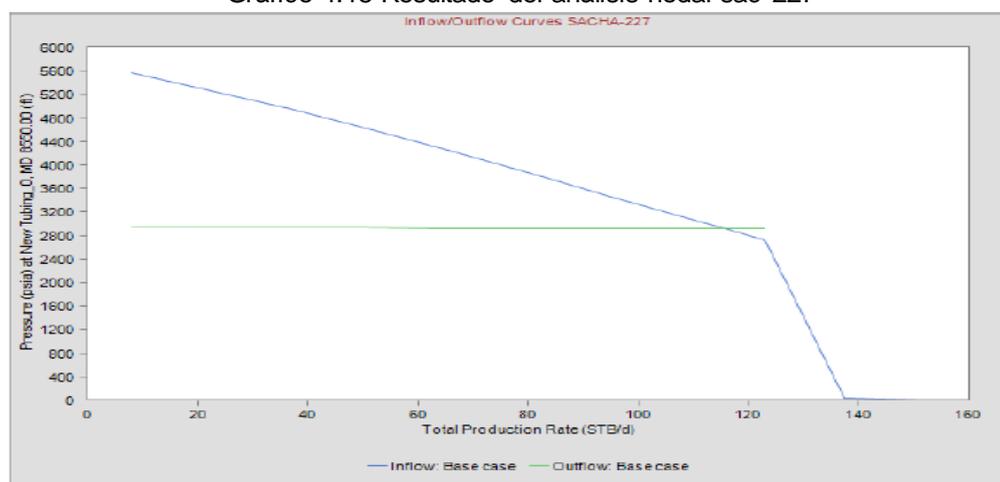
Gráfico 4.14 Resultado del análisis nodal sac-227



Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

En Gráfico 4.15 es notable que hay un alto flujo de fluido, pero tiene un corte de agua alto por lo que es recomendable tener un seguimiento del acuífero presente, para evitar el influjo de agua en el pozo.

Gráfico 4.15 Resultado del análisis nodal sac-227



Operating Pressure	Liquid Rate	Oil Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Produced GOR	Status
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)	
2918.01	115.9	114.4	1.5	0.01	0.01	93	Below pump minimum
Layer Name	Pressure	Liquid Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Oil Rate	Produced GOR
	(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(STB/d)	(SCF/STB)
Layer 1	1295.65	115.9	1.5	0.01	0.01	114.37	93

Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

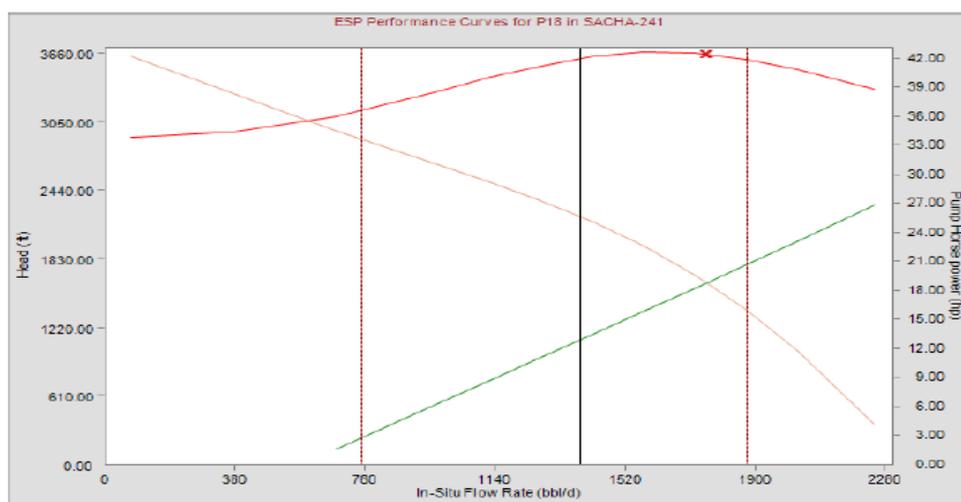
Puntos de Atención:

1. El punto de operación se cotejó con la producción correspondiente a enero de 2013, empleando un modelo de IP lineal, presión estática 4078 psia; IP 2.08 STB/d/psi.
2. La IPR del pozo se logró cotejar con pruebas de producción obtenidas de la aplicación LOWIS™, sin problema alguno.
3. La bomba se encuentra operando dentro del rango sobredimensionado

Sac- 241 Resultado del Análisis Nodal

Como se puede observar en el Gráfico 4.16 la bomba está operando en el rango óptimo de producción, con una frecuencia demasiado baja por lo cual se puede asumir que al aumentar la frecuencia, la bomba estaría operando en upsthus, por lo que se asumiría que la bomba cavitaria, los imperle.

Gráfico 4.16 Resultado del análisis nodal sac-241

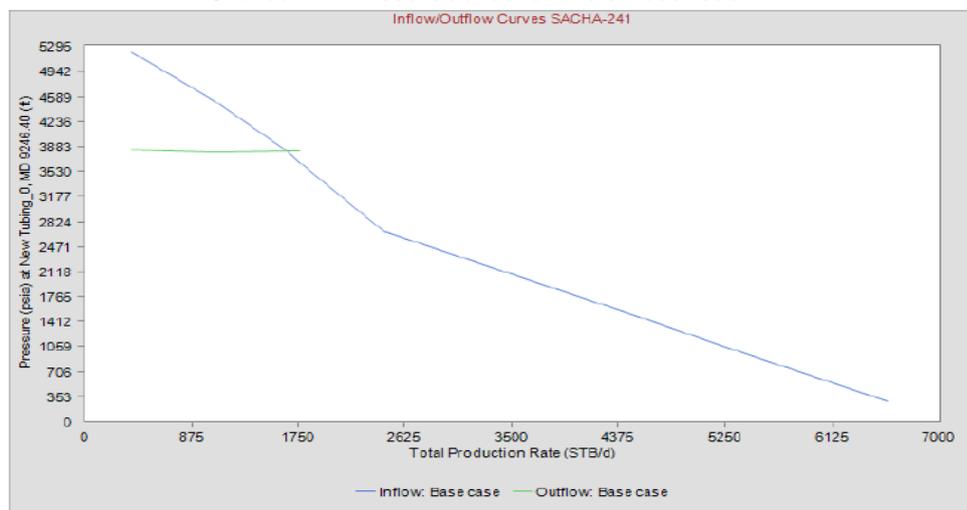


Liquid Rate	Water Cut	Produced G-OR	Pump Intake Pressure	Pump Discharge Pressure	Total dynamic head	% Free Gas At Intake	Motor Load	Frequency	Surface KVA
(STB/d)	(Fraction)	(SCF/STB)	(psia)	(psia)	(ft)	(Percent)	(Fraction)	(Hz)	(KVA)
1659.1	0.9	57	3155.2031	3812.5151	1612.91	0	0.17	45	67.14

Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

Se puede notar en Gráfico 4.17 que el pozo 213 no se encuentra desfases de presión en el fondo del pozo, pero si se debería aumentar la etapa de la bomba para que la bomba trabaje en óptimas condiciones e incluso aumentar su producción.

Gráfico 4.17 Resultado del análisis nodal sac-241



Operating Pressure	Liquid Rate	Oil Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Produced GOR	Status
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)	
3812.51	1659.1	165.9	1493.2	0.01	0.9	57	Stable

Layer Name	Pressure	Liquid Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Oil Rate	Produced GOR
	(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(STB/d)	(SCF/STB)
Layer 1	3537.07	1659.1	1493.2	0.01	0.9	165.91	57

Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

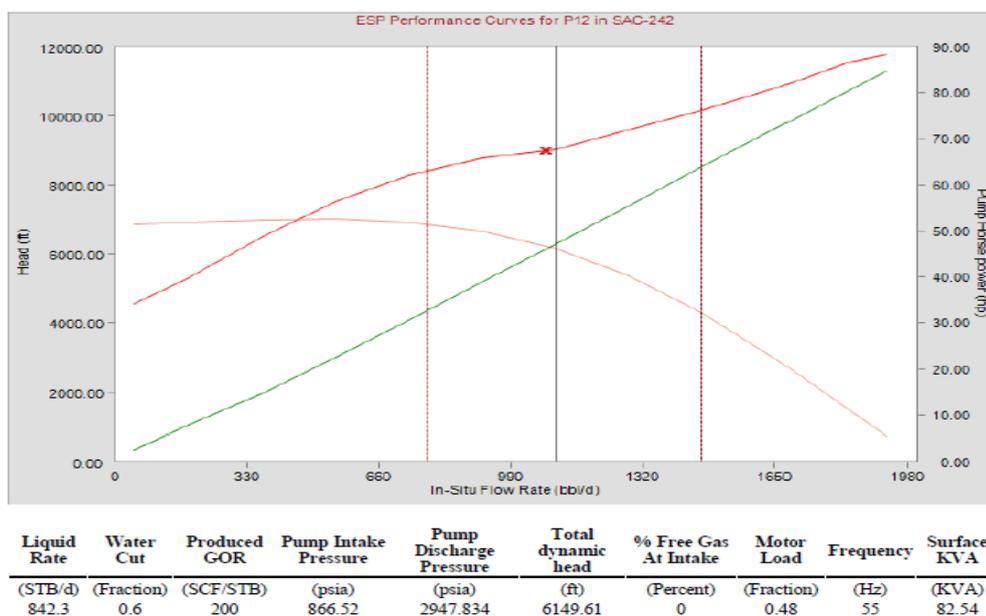
Puntos de Atención:

1. La actualización del pozo se realizó sin problema alguno.
2. La extracción de los datos del Lowis no tuvo inconveniente alguno.
3. La bomba se encuentra trabajando dentro del rango especificado por el proveedor.
4. Se realizó cambio de diámetros de tubería y GOR.

Sac-242 Resultado de Análisis Nodal

En el Gráfico 4.18 es claro evidenciar que el pozo está operando en las condiciones más rentables, debidas a que su punto de operación es óptimo al rendimiento de la bomba.

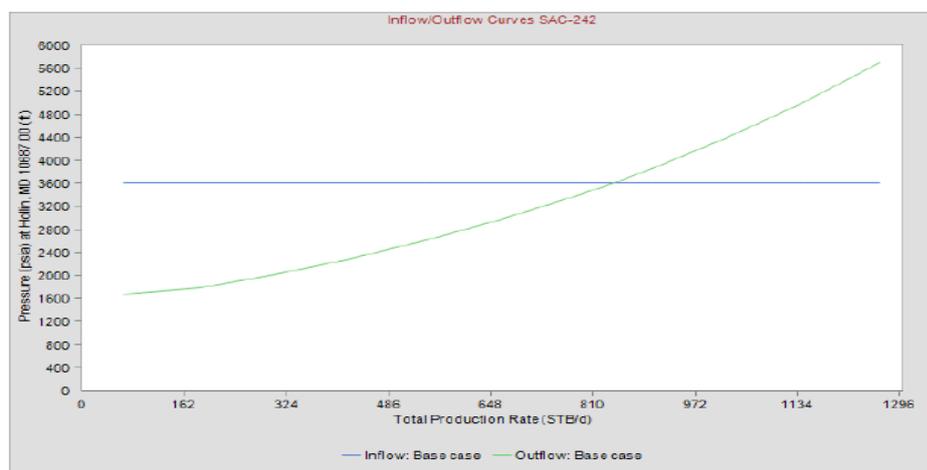
Gráfico 4.18 Resultado del análisis nodal sac-242



Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

En el Gráfico 4.19 los resultados proveniente del análisis nodal, es notable que su funcionamiento no es el más eficiente por lo cual se necesita trabajo de intervención en el pozo

Gráfico 4.19 Resultado del análisis nodal sac-242



Operating Pressure	Liquid Rate	Oil Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Produced GOR	Status
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)	
3600	842.3	336.9	505.4	0.07	0.6	200	Stable

Layer Name	Pressure	Liquid Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Oil Rate	Produced GOR
	(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(STB/d)	(SCF/STB)
Hollin	1329.55	842.3	505.4	0.07	0.6	336.92	200

Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

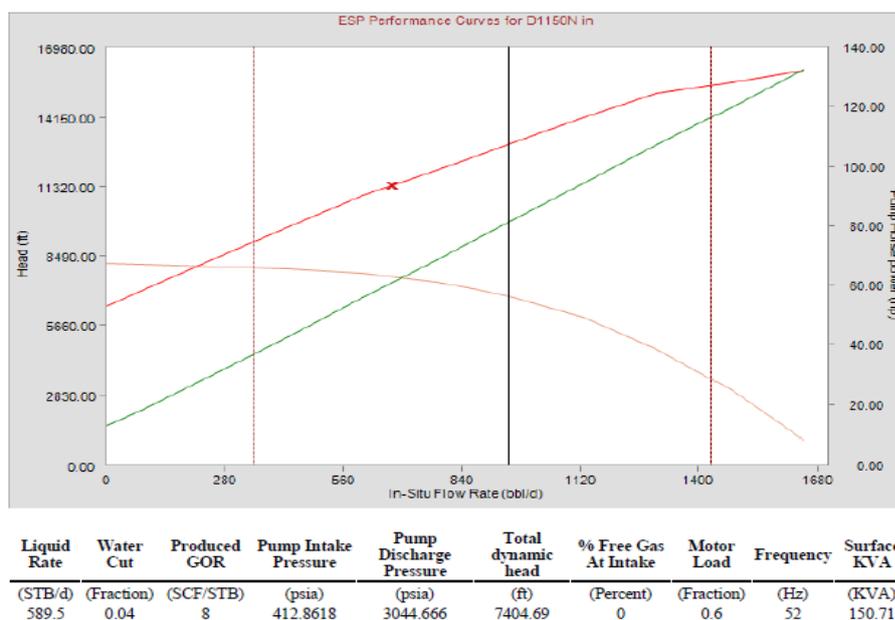
Puntos de Atención:

1. El punto de operación se ajustó con la producción correspondiente a enero de 2015, empleando un modelo de IP lineal, presión estática 1736 psia; IP 1.099 STB/d/psi.
2. La IPR del pozo se logró ajustar con pruebas de producción obtenidas de la aplicación LOWIS™, sin problema alguno.

Sac – 321 Resultados del Análisis Nodal

En el Gráfico 4.20 es claro evidenciar que el pozo está operando en las condiciones más rentables, debidas a que su punto de operación es óptimo al rendimiento de la bomba.

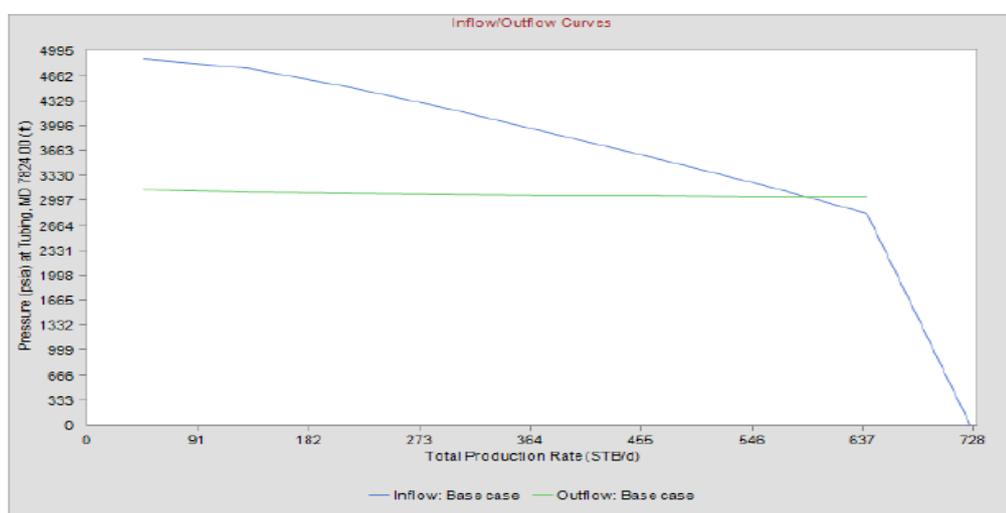
Gráfico 4.20 Resultado del análisis nodal sac-321



Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

Se puede notar en el Gráfico 4.21 que el pozo 213 no se encuentra desfases de presión en el fondo del pozo, pero si se debería aumentar la etapa de la bomba para que la bomba trabaje en óptimas condiciones e incluso aumentar su producción.

Gráfico 4.21 Resultado del análisis nodal sac-321



Operating Pressure	Liquid Rate	Oil Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Produced	GOR	Status
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)		
3044.67	589.5	565.9	23.6	0	0.04	8		Stable
Layer Name	Pressure	Liquid Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Oil Rate	Produced	GOR
	(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(STB/d)	(SCF/STB)	
hollin	1343.84	589.5	23.6	0	0.04	565.92	8	

Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

Puntos de Atención:

- El punto de operación se cotejó con la producción correspondiente a enero de 2013, empleando un modelo de IP lineal, presión estática 4075 psia; IP 0.549 STB/d/psi.
- La IPR del pozo se logró cotejar con pruebas de producción obtenidas de la aplicación LOWIS™, sin problema alguno.
- El análisis indica que la bomba se encuentra trabajando fuera del rango especificado por el proveedor.

4.4.2. Interpretación de los datos en el software ReO

Con el software ReO, permite el análisis en superficie de la Estación Norte 2, es fundamental generar un modelo de las redes de superficie para determinar la presión mínima requerida en cabeza que un pozo requiere para vencer las pérdidas debido a la fricción, elevación y velocidad para llegar a la Estación, teniendo como objetivo principal determinar si existe pérdida de producción en las tuberías y facilidades de superficie.

En la Figura 4.6 se da a conocer la simulación del ReO, por el cual al revisar el reporte nodal, A nivel del Pad 192 se encontró que los pozos con una presión baja en cabeza al llegar a una estación temprana se recircularía el fluido, si se tiene pozos con más alta presión, por lo que se tendría que pensar en colocar válvulas anti_ retorno en los pozos

El recorrido de las tuberías desde el Pad- 192 hasta la estación Norte 2 al ser enviado por las redes multifacicas, pierde presión por lo que se tiene que proponer mejorar un sistema de bombeo en el Pad para aumentar la presión en las líneas de flujo, hasta la estación.

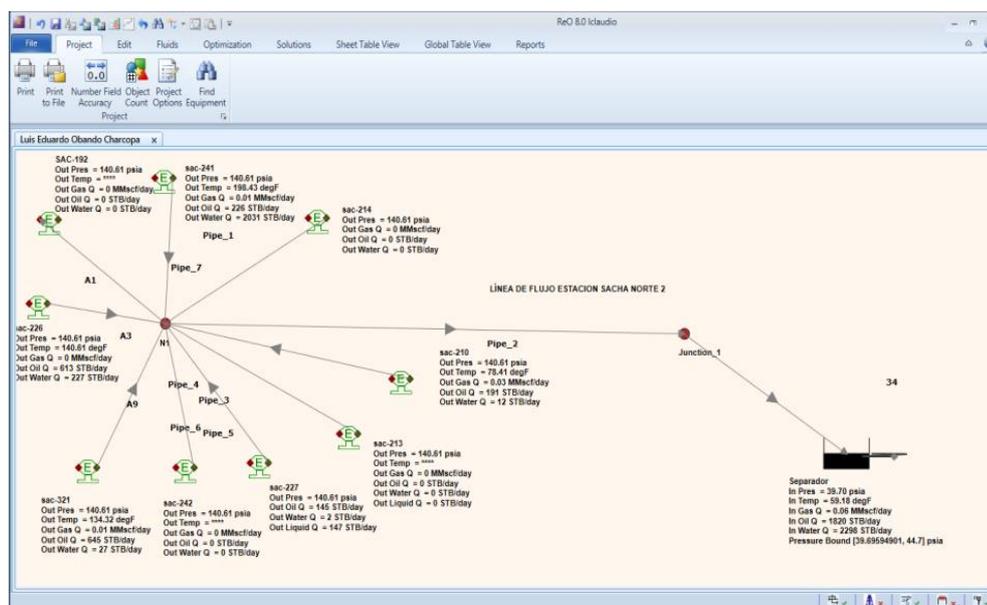


Figura 4.6 Resultado del análisis nodal pad 192
Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO CEM
Creado por: Luis Obando

Con los datos que se obtuvo de la simulación se puede determinar las posibles pérdidas de producción existentes en la estación y poder tomar una decisión coherente para la mejora de la estación.

4.5. Propuesta para el Sistema de Producción de los Pozos de la Estación Norte del Campo Sacha

Mediante el estudio investigativo que se le realizó a los 10 pozos pilotos, se encontró varias anomalías las cuales son un alto daño en formación, algunos de estos pozos están trabajando con bombas sobredimensionadas por la

cual se debería de tomar en cuenta un cambio de estas bombas, otro de ellos requieren de un fracturamiento Hidráulico, al lograr una reducción del daño $S=0$ se lograría el incremento de la producción.

Pensar en trabajos de CPI en el pozo, workover de reacondicionamiento, pulling en el pozo entre otros, ubicación de un sistema de bombeo en el Pad para enviar el fluido hasta la estación colocar bombas antiretorno para aquellos pozos que tienen baja presión no lo retorne el fluido aquellos pozos con alta presión en el en la tubería.

CAPÍTULO 5

5. LIMITACIONES GENERALES DEL PROYECTO DE ANÁLISIS NODAL

Limitaciones generales en los software utilizados para este estudio fueron muy pocos, en donde se llevó más tiempo realizar el proyecto fue en aprender el manejo del software, Y la recopilación de datos para poder cargar los datos del modelo en los simuladores.

5.1. Limitaciones del software wellflo

Las diversas limitaciones que se produjo en el software wellflo fueron las siguientes:

- Problema al cargar los modelos de tal forma que se dañaban y se tenía que cargar los datos nuevamente.
- Debido a que las licencias son limitadas, no se podía tener el uso permanente del software, por lo que se acortaba el uso para montar los modelos.
- En ocasiones se tenía problema con la licencia que provee weatherford.
- Debido a las actualizaciones del programa, no se tenía la licencia o por problemas de compatibilidad del pvtflex.
- Cargar un modelo con bombas que no se encuentre en la base de datos del programa.
- Otros problemas que se generaba era cargar las cesibilidades con que se quiere realizar el análisis.
- Cargar el pvt en el programa y luego sensibilizarlo
- Determinar si en el software puede cargar datos en el simulador, de pozos que produzca de diferentes arenas de manera conjunto.

5.2. Limitaciones del Software ReO

Las limitaciones que se produjeron en el montaje de los pozos en el software ReO fueron las siguientes:

- No permite que se conecte en un sumidero dos fuentes directamente.
- Es muy conflictivo montar lo datos proveniente desde la cara del pozo hasta la cabeza del pozo, en el programa ReO.
- Como activar y desactivar fuente.
- No se puede recuperar la información si por equivocación se olvida de los datos.

CAPÍTULO 6

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

De acuerdo a los objetivos del presente estudio con el Análisis Nodal se han podido determinar a los pozos candidatos para maximizar la producción y reducir costos operativos, con un criterio técnico.

De acuerdo a los análisis de los resultados de los pozos del Pad 192, los que se propone a intervenir a primera instancia son: SAC-310, SAC.210, SAC-227.

Otros pozos a intervenir en segunda instancia son: SAC-241, SAC-192 y SAC-213. Mediante la técnica de análisis nodal se podido determinar los problemas existentes en los pozos ya antes mencionados, por lo cual se ha

detallado los parámetros para el análisis económicos de las posibles mejorías en los pozos.

6.1. Parámetros Para el análisis Económico.

Para los parámetros económicos se asumieron los siguientes criterios recomendados por Operaciones Rio Napo CEM.

- Tarifa 17 USD/BL
- Costo de Operación 6,50 USD/BL
- El precio promedio del Petróleo en el Ecuador en el mes de mayo del 2015, fue de 43 USD/BL
- Tasa de descuento 12-15%
- Declinación de la producción anual por pozo= 20%
- Se tomó en cuenta el tiempo promedio del equipo BES (run life) en función al Campo Sacha.
- Costo estimado en workover:

Estimulación matricial acida de la arenisca tiene un costo aproximado entre (135.000-145.000) USD.

6.2. Ingreso económico del Proyecto

Se estima que el proyecto a realizar las mejoras antes mencionadas contribuya con un incremento en la producción el cual será detallado por pozo. Se asumirá que la compañía ha destinado una inversión para el Pad-192 de 4, 000,000 USD/BL.

Con la interpretación de esta investigación se pretende aumentar la producción de 3356 BFPD aproximadamente a 4000 BPPD o debido a la depletación del pozo se mantendrá la producción existente, y disminuir el costo de operación.

6.3. Costo

En esta sección se incluye la información referente a los costos reales de las operaciones a realizar en los pozos candidatos con el objetivo de optimizar y maximizar la producción.

La siguiente tabla resume los costos que implica realizar un cambio de equipo BES (Pulling y Running) (ver Tabla IX).

Tabla IX Costo de pulling

COSTOS REALES				
COMPañIA	SERVICIO	MATERIAL	GASTO	INVERSION
DYGOIL	Taladro	DIAS + HRS	58.125,00	
	Movimiento de torre	(25,1- 50 KM)	11.200,00	
SAN ANTONIO		Compra de químicos	16.245,40	
B&S	Unidad spooler/desinstalación- instalación de protectores		10.689,07	
		Compra Re-Rub kit Conector Taurus	1.764,00	
		Compra de 342 protectores grippy	41.367,36	
PETROSERVISUPLY		Compra de (45) coupling 2 7/8" EUE	1.543,50	
		Biselado ambos lados (45) couplings	720,00	
NOVOMET		Compra de equipo BES NHV-260	342.285,40	
SERTECPET		Compra de camisa 2 7/8"x2,31" + No-Go 2 7/8"	3.625,68	
		Compra de camisa 2 7/8"x2,31" + Std. Valve	4.549,05	
			SUBTOTAL	
			TOTAL	
			492.094,46	
			492.094,46	

El costo de una estimulación acida matricial con una unidad de coiled tubing se detalla a continuación:

Tabla X Costo de Estimulación Matricial

DESCRIPCION DEL SERVICIO:		Servicios Unidad de Coiled Tubing y Bomba para Estimulacion a Hollin Inferior				
No. PAG.	No	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO	PRECIO
CONTRATO	Parte				UNITARIO	TOTAL
UNIDAD DE BOMBEO						
51	02-201	Viaje de ida por unidad de bombeo por km	Km	32.314	4.990	161.250
51	02-204	Cargo básico, primeras 4 horas o fracción	Unidad	1	2495.440	2495.440
51	02-205	Unidad acidificadora con tanques incorporados por hora adicional o	Hora	1	93.670	93.670
51	02-208	Primeros 2000 galones	Galón	2000.00	0.880	1760.000
51	02-209	2001 a 4000 galones	Galón	16.00	0.930	14.880
51	02-210	4001 galones en adelante	Galón		0.930	0.000
51	02-211	Primeros 2000 galones	Galón	882.00	0.690	608.580
51	02-212	2001 a 4000 galones	Galón		0.690	0.000
51	02-215	Tanques para ácidos de 1000 a 2000 gis por trabajo	Unidad	2	667.680	1335.360
51	02-217	Substitutos de 2 7/8" hasta 7" (Swage) por trabajo	Unidad	1	64.960	64.960
51	02-216	Registrador electrónico de presión, rata y densidad por trabajo	Unidad	1	462.920	462.920
51	02-220	Kilometraje transportes de tanque por Km solo de ida	Km	64.628	2.500	161.570
51	02-221	Operador por trabajo	Día	1	807.500	807.500
51	02-222	Ayudante por trabajo mínimo 3	Día	1	1852.500	1852.500
	02-427	Supervisor de fracturamiento, por trabajo	Día	1	902.500	902.500
51	02-223	Ingeniero por trabajo	Día	1	902.500	902.500
UNIDAD DE COILED TUBING						
52	04-101	Viaje de ida por unidad de tubería continual por Km	Km	32.314	5.020	162.220
52	04-103	Cargo básico, primeras 8 horas o fracción	Unidad	1	3706.500	3706.500
53	04-104	Cada hora adicional o fracción	Hora	1	210.270	210.270
53	04-105	Por pie	Pie	10736	0.430	4616.480
53	04-107	Enjuagador de caucho (sreipper rubber)	Unidad	1	137.140	137.140
61	10182	1.5 "	Trabajo	1	10590.130	10590.130
53	04-126	Por bombeo de fluidos corrosivos inyectados por galon	Galón	2016	0.160	322.560
53	04-127	Por bombeo de solventes aromáticos con o siempacaduras inflables.	Galón	882	0.160	141.120
53	04-113	Cabeza de control de flujo por trabajo	Unidad	1	429.660	429.660
53	04-110	Primeras 24 horas	Unidad		7280.580	0.000
53	04-118	Tubing desconect por corrida	Unidad	1	227.790	227.790
TOTAL SERVICIOS						32167.500

El costo de un trabajo de limpieza con ácido de equipo Bes por taponamiento se puede apreciar en la siguiente tabla:

Tabla XII Trabajo a realizar por pozo

Pozo a intervenir	Tipo de intervención
Sac-241	Cambiar bombas
Sac-192	Cambiar bombas
Sac-213	Cambiar bombas
Sac-320	Limpieza de BES
Sac-210	Pulling
Sac-242	Fracturamiento hidráulico

Elaborado por: Luis Obando

En los cuales se encontraron anomalías en su producción, tomando en cuenta los resultados provenientes del Análisis Nodal, los cuales fueron, Bombas trabajando fuera de rango, bombas trabajando al límite de su rango óptimo de operación con una frecuencia Baja, alta caída de presión en el intake entre otros.

6.5. Resultado del Análisis Económico por pozo de la Estación Norte del Campo Sacha.

En base al análisis técnico económico realizado a los pozos antes mencionados, es posible determinar los pozos a intervenir con menor riesgo de inversión y mayor rentabilidad, se consideran dos escenarios, el primero

escenario es optimista y el segundo escenario es el pesimista, se detallara más adelante las consideraciones tomadas para cada caso.

El análisis económico se fundamentó en la interpretación del valor actual neto (VAN) y de la tasa interna de retorno (TIR) para los diferentes flujos de efectivo, para cada pozo candidato a ser intervenido se determinó su correspondiente flujo de efectivo (ver Anexo A), también se determinó el flujo de efectivo del proyecto global (ver Tabla XIII), es decir considerando todos los pozos a intervenir con el propósito de optimizar y maximizar la producción del Pad-192.

Con el objetivo de obtener resultados relacionados a: la rentabilidad de las intervenciones a los pozos, tiempo de pago de inversión e incremento de la producción, lo más cercanos a la realidad posible se ha considerado lo siguiente:

6.5.1. Análisis Económico del Primer Caso

Consideraciones:

La tasa de declinación de producción anual por pozo en el Campo Sacha es del 20%, con los trabajos realizados para mantener la producción se asume que la tasa de declinación disminuye hasta un 3%, debido a que se espera

recuperar anualmente 17% de producción adicional a lo que se esperaba por pozo en comparación a la tasa de declinación si es que no se realizara ninguna intervención.

Estas consideraciones son conservadoras y realistas pues en términos generales no se considera que la producción aumente anualmente, esto se podría conseguir con una campaña de perforación, cabe resaltar si obtenemos un 17% más y no valores mayores nos aseguramos de evitar la canalización de acuíferos por ende se evitaría que la producción de agua aumente reduciendo de esta manera costo de operación y maximizando el factor de recobro de los yacimientos.

Tabla XIII Flujo de Caja Global Caso Optimista

Flujo de caja	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Ingresos	-	8,016,860.00	7,503,780.96	6,003,024.77	4,802,419.81	3,841,935.85	3,073,548.68	2,458,838.94	1,967,071.16	1,573,656.92	1,258,925.54
Costos y gastos	-	2,298,952.50	2,151,819.54	1,721,455.63	1,377,164.51	1,101,731.60	881,385.28	705,108.23	564,086.58	451,269.27	361,015.41
Otros gastos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciación	-	306,666.67	306,666.67	306,666.67	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	-
Utilidad antes de Participacion trabajadores	-	5,411,240.83	5,045,294.75	3,974,902.47	3,041,921.98	2,356,870.91	1,808,830.06	1,370,397.38	1,019,651.24	739,054.33	897,910.13
(-) 15% Part Trabajadores	-	811,686.13	756,794.21	596,235.37	456,288.30	353,530.64	271,324.51	205,559.61	152,947.69	110,858.15	134,686.52
(=) BASE PARA EL CALCULO DE IMPUESTO A LA RENTA	-	4,599,554.71	4,288,500.54	3,378,667.10	2,585,633.68	2,003,340.28	1,537,505.55	1,164,837.78	866,703.55	628,196.18	763,223.61
(-) 25% Imp. A la Renta	-	1,149,888.68	1,072,125.14	844,666.77	646,408.42	500,835.07	384,376.39	291,209.44	216,675.89	157,049.04	190,805.90
(=) Utilidad después de impuestos	-	3,449,666.03	3,216,375.41	2,534,000.32	1,939,225.26	1,502,505.21	1,153,129.17	873,628.33	650,027.67	471,147.13	572,417.71
Depreciación	-	306,666.67	306,666.67	306,666.67	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	-
Inversión fija	3,093,377.84	-	85,000.00	85,000.00	2,595,472.30	85,000.00	85,000.00	2,595,472.30	85,000.00	85,000.00	85,000.00
Flujo de caja neto	- 3,093,377.84	3,756,332.70	3,438,042.07	2,755,666.99	- 272,913.71	1,800,838.54	1,451,462.50	- 1,338,510.63	948,361.00	769,480.47	487,417.71
Flujos ya descontados tasa 15%		3,266,376.26	2,989,601.80	2,396,232.17	- 237,316.27	1,565,946.56	1,262,141.30	- 1,163,922.29	824,661.74	669,113.45	423,841.48
Flujos ya descontados tasa 12%		3,353,868.48	3,069,680.42	2,460,416.96	- 243,672.95	1,607,891.55	1,295,948.66	- 1,195,098.78	846,750.89	687,036.13	435,194.38

Creado por: Luis Obando

Para los cálculos del VAN y TIR para el proyecto con 10 años de duración; se utilizaron los siguientes porcentajes de intereses efectivos (12%-15%), ver (Tabla XIV) con la tasa del 15% se obtuvo un valor actual neto de 6, 097,392.70 USD, esta cantidad representa el valor del proyecto actualmente (año cero).

La tasa interna de retorno obtenida fue del 101,88%, que al compararla con el interés de trabajo de 15 % (101,88% es mayor al interés del trabajo) evidencia que el proyecto de optimización del Pad-192 bajo lo ante establecido es rentable y tiene un gran potencial.

La inversión inicial de 3,093377.84 USD se paga en tan solo 11 meses 2 días (ver Tabla XVI). Para los cálculos del VAN y TIR para el proyecto con 10 años de duración; se utilizaron los siguientes porcentajes de intereses efectivos (12%-15%), con la tasa del 12% se obtuvo un valor actual neto de 6, 758,435.39 USD, esta cantidad representa el valor del proyecto actualmente (año cero)

La tasa interna de retorno obtenida fue del 101,88%, que al compararla con el interés de trabajo de 15 % (101,88% es mayor al interés del trabajo) evidencia que el proyecto de optimización del Pad-192 bajo lo ante establecido es rentable y tiene un gran potencial.

La inversión inicial de 3,093377.84 USD se paga en tan solo 11 meses 10 días (ver Tabla XV).

Tabla XIV Detalles de tasas de oportunidad al 12% y 15%

Tasas de oportunidad 15%		
EVALUACIÓN	VAN	TIR
FC PROYECTO	6,097,392.70	101.88%
Tasas de oportunidad 12%		
EVALUACIÓN	VAN	TIR
FC PROYECTO	6,758,435.39	101.88%

Elaborado por: Luis Obando

Tabla XV Periodo de Recuperación al 15%

PERIDO DE RECUPERACION DE LA INVERSION 15%		11 MESES, 10 DIAS
TOTAL INVERSION		3,093,377.84
AÑO 1		3,266,376.26
PENDIENTE	-	172,998.42
CALCULO DE DIAS		
AÑO 1-AÑO 2		3,266,376.26
	3,266,376	12.00
	3,093,378	X
X MESES=		11.36
X DIAS=		10.93

Elaborado por: Luis Obando

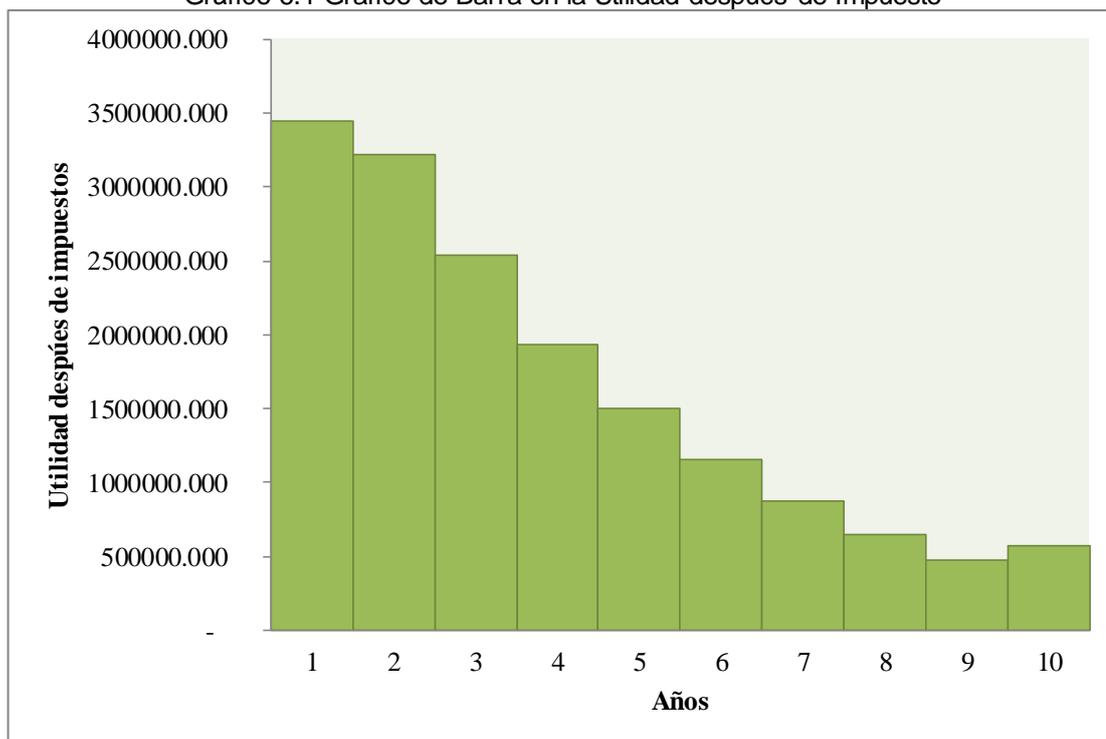
Tabla XVI Periodo de Recuperación al 12%

PERIDO DE RECUPERACION DE LA INVERSION 12%		11 MESES, 2 DIAS
TOTAL INVERSION		3,093,377.84
AÑO 1		3,353,868.48
PENDIENTE	-	260,490.64
CALCULO DE MESES		
	3,353,868	12.00
	3,093,378	X
X MESES=		11.07
X DIAS=		2.04

Elaborado por: Luis Obando

En la siguiente grafico de barras (ver Gráfico 6.1) se puede observar como varia la utilidad después de impuesto con respecto al tiempo en el caso optimista

Gráfico 6.1 Grafico de Barra en la Utilidad después de Impuesto

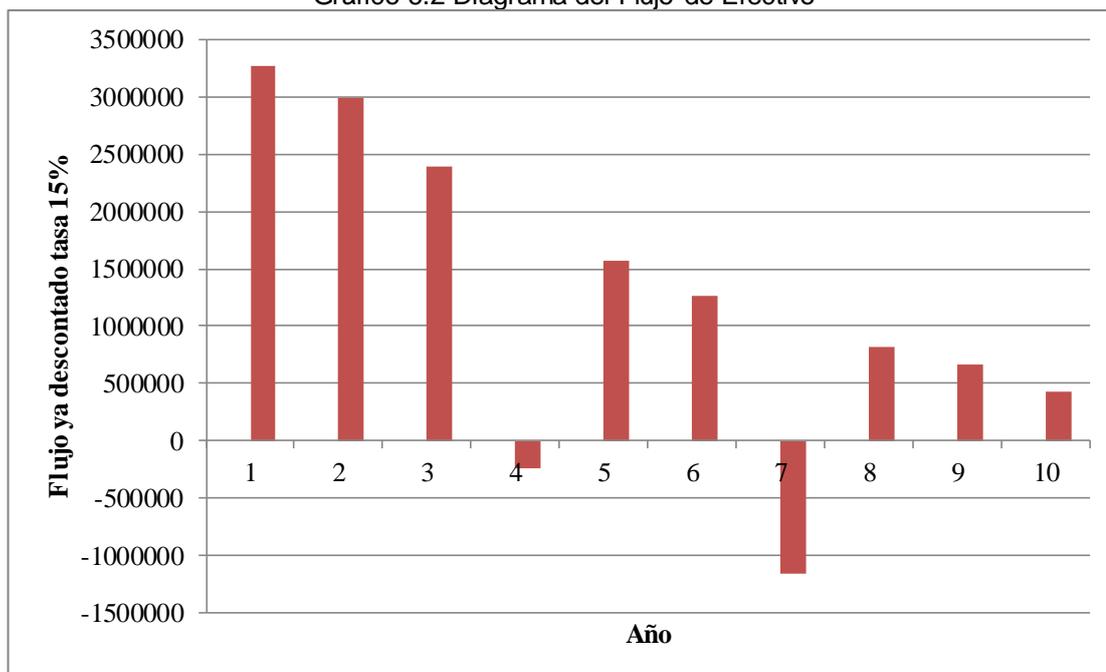


Elaborado por: Luis Obando

En el siguiente grafico de barras (ver Gráfico 6.2) se ilustra el diagrama de flujo de efectivo para el proyecto global (caso optimista) considerando un interés de trabajo del 15%, en el cual se puede observar que en los primeros 3 años corresponde a los flujos de efectivo más alto, y se puede evidenciar que en el año 4 y en el año 7 se han realizado inversiones.

A partir del año 8 los flujos de efectivo disminuyen considerablemente y cualquier imprevisto puede poner en riesgo la rentabilidad del proyecto.

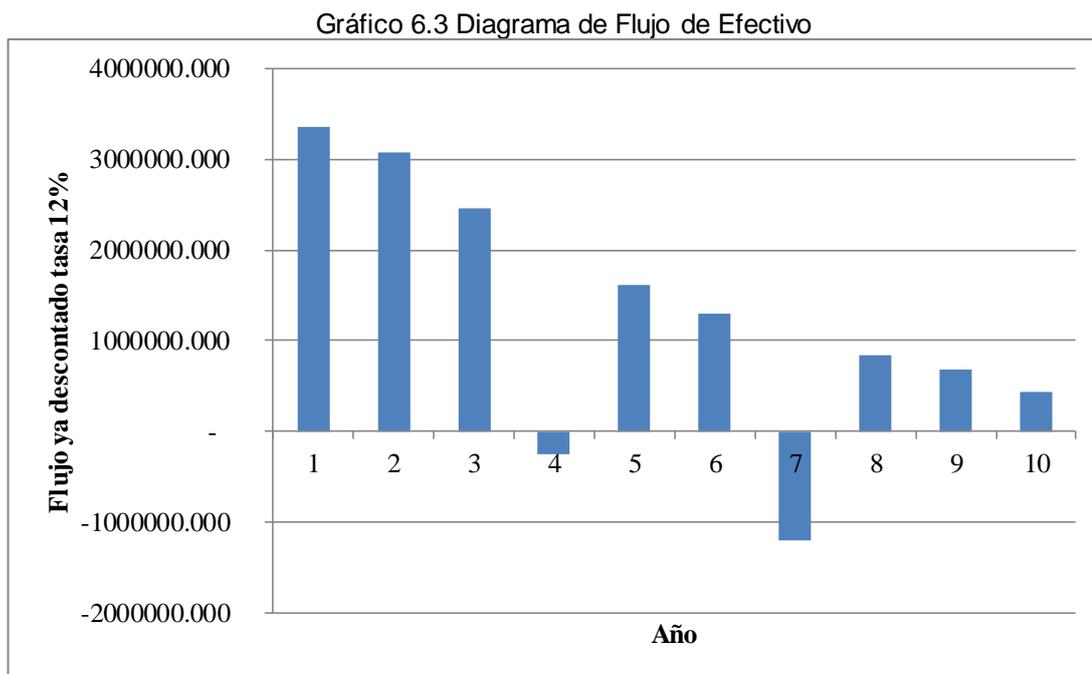
Gráfico 6.2 Diagrama del Flujo de Efectivo



Elaborado por: Luis Obando

En el siguiente gráfico de barras (ver Gráfico 6.3) se ilustra el diagrama de flujo de efectivo para el proyecto global (caso optimista) considerando un interés de trabajo del 12%, en el cual se puede observar que en los primeros 3 años corresponde a los flujos de efectivo más alto al igual que el gráfico anterior, y se puede evidenciar que en el año 4 y en el año 7 se han realizado inversiones.

A partir del año 8 los flujos de efectivo disminuyen considerablemente y cualquier imprevisto puede poner en riesgo la rentabilidad del proyecto.



Elaborado por: Luis Obando

6.5.2. Análisis Económicos Segundo caso

Consideraciones:

Como se mencionó anteriormente la tasa de declinación de producción anual por pozo en el Campo Sacha es del 20%, para este caso se considera que con los trabajos realizados, la tasa de declinación disminuye hasta un 15% es decir que aumenta un 5% la producción en comparación a lo que se esperaba por pozo con la tasa de declinación normal si es que no se realizara ninguna intervención.

En este caso se ha considerado un incremento de 5%, un 12% menos que el caso anterior, con lo que se pretende evaluar la rentabilidad del proyecto, con pronósticos inferiores a lo que se esperaría normalmente; de la misma manera que en el primer caso nos aseguramos de evitar la canalización de acuíferos y maximiza el factor de recobro de los yacimientos.

Este caso brinda el criterio para evaluar la factibilidad del proyecto de optimización, pues representa un escenario no alentador (ver Tabla XVI).

Tabla XVII Flujo de Caja Global Caso Pesimista

Flujo de caja	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Ingresos	-	8,417,703.00	6,734,162.40	5,387,329.92	4,309,863.94	3,447,891.15	2,758,312.92	2,206,650.34	1,765,320.27	1,412,256.21	1,129,804.97
Costos y gastos	-	2,413,900.13	1,931,120.10	1,544,896.08	1,235,916.86	988,733.49	790,986.79	632,789.43	506,231.55	404,985.24	323,988.19
Depreciación	-	306,666.67	306,666.67	306,666.67	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	-
Utilidad antes de Participacion trabajadores	-	5,697,136.21	4,496,375.63	3,535,767.17	2,690,613.74	2,075,824.32	1,583,992.79	1,190,527.57	875,755.39	623,937.64	805,816.78
(-) 15% Part Trabajadores	-	854,570.43	674,456.35	530,365.08	403,592.06	311,373.65	237,598.92	178,579.14	131,363.31	93,590.65	120,872.52
(=) BASE PARA EL CALCULO DE IMPUESTO A LA RENTA	-	4,842,565.78	3,821,919.29	3,005,402.10	2,287,021.68	1,764,450.68	1,346,393.87	1,011,948.43	744,392.08	530,347.00	684,944.26
(-) 25% Imp. A la Renta	-	1,210,641.44	955,479.82	751,350.52	571,755.42	441,112.67	336,598.47	252,987.11	186,098.02	132,586.75	171,236.07
(=) Utilidad después de impuestos	-	3,631,924.33	2,866,439.47	2,254,051.57	1,715,266.26	1,323,338.01	1,009,795.41	758,961.32	558,294.06	397,760.25	513,708.20
Depreciación	-	306,666.67	306,666.67	306,666.67	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	-
Inversión fija	3,093,377.84	-	85,000.00	85,000.00	2,595,472.30	85,000.00	85,000.00	2,595,472.30	85,000.00	85,000.00	85,000.00
Flujo de caja neto	3,093,377.84	3,938,591.00	3,088,106.13	2,475,718.24	496,872.71	1,621,671.34	1,308,128.74	1,453,177.64	856,627.39	696,093.58	428,708.20
Flujos ya descontados tasa 15%	-	3,424,861.74	2,685,309.68	2,152,798.47	432,063.22	1,410,148.99	1,137,503.25	1,263,632.73	744,893.39	605,298.77	372,789.74
Flujos ya descontados tasa 12%	-	3,516,599.11	2,757,237.62	2,210,462.71	443,636.35	1,447,920.84	1,167,972.09	1,297,480.04	764,845.89	621,512.13	382,775.18

Elaborado por: Luis Obando

Para los cálculos del VAN y TIR para el proyecto considerando el caso pesimista con 10 años de duración; se utilizaron los siguientes porcentajes de intereses efectivos (12%-15%), (ver Tabla 17), con la tasa del 15% se obtuvo un valor actual neto de 5, 491, 642.62 USD, esta cantidad representa el valor del proyecto actualmente (año cero)

La tasa interna de retorno obtenida fue del 99,62%, que al compararla con el interés de trabajo de 15 % (99,62% es mayor al interés del trabajo) evidencia que el proyecto de optimización del Pad-192 bajo lo antes establecido es económicamente rentable.

La inversión inicial de 3 093 377.84 USD se paga en tan solo 11 meses 25 días (ver Tabla XIX). Para los cálculos del VAN y TIR para el proyecto con 10 años de duración; con la tasa del 12% se obtuvo un valor actual neto de 5, 992,039 .48 USD, esta cantidad representa el valor del proyecto actualmente (año cero)

La tasa interna de retorno obtenida fue del 99,62%, que al compararla con el interés de trabajo de 12 % (99,62% es mayor al interés del trabajo) evidencia nuevamente que el proyecto es económicamente viable.

La inversión inicial de 3,093377.84 USD se paga en tan solo 10 meses 17 días (ver Tabla XX).

Tabla XVIII Tasa de Oportunidad

Tasas de oportunidad		15%
EVALUACIÓN	VAN	TIR
FC PROYECTO	5,419,642.62	99.62%
Tasas de oportunidad		12%
EVALUACIÓN	VAN	TIR
FC PROYECTO	5,992,039.48	99.62%

Elaborado por: Luis Obando

Tabla XIX Periodo de Recuperación al 15%

PERIDO DE RECUPERACION DE LA INVERSION 15%		11 MESES, 25 DIAS
TOTAL INVERSION		3,093,377.84
AÑO 1		3,424,861.74
PENDIENTE	-	331,483.90
CALCULO DE DIAS		
AÑO 1-AÑO 2		3,424,861.74
	3,424,862	12.00
	3,093,378	X
X MESES=		10.84
X DIAS=		25.16

Elaborado por: Luis Obando

Tabla XX Periodo de Recuperación al 12%

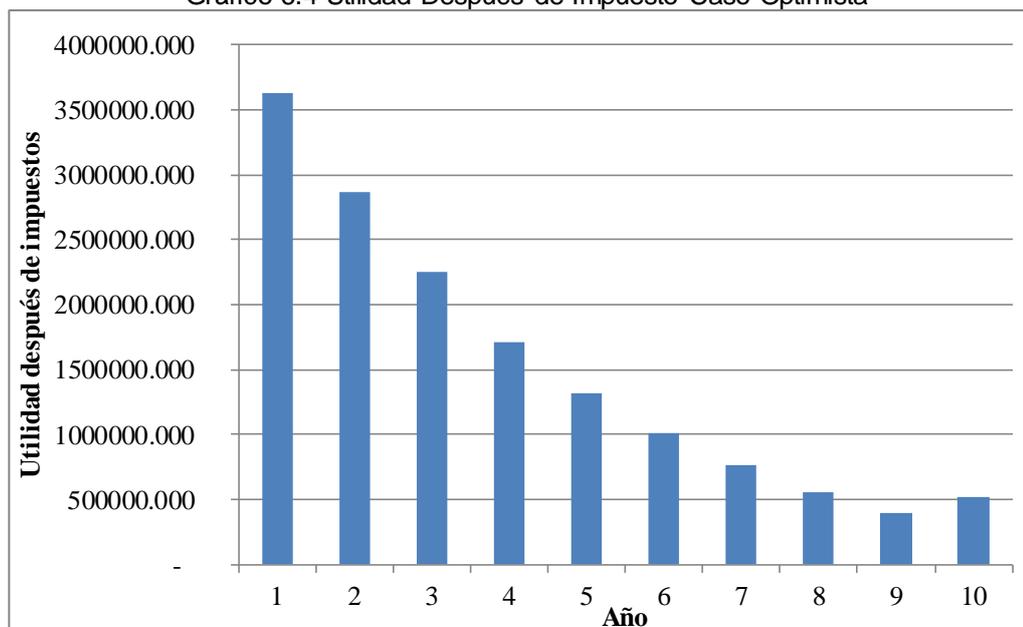
PERIDO DE RECUPERACION DE LA INVERSION 12%		10 MESES, 17 DIAS
TOTAL INVERSION		3,093,377.84
AÑO 1		3,516,599.11
PENDIENTE	-	423,221.27
CALCULO DE MESES		
	3,516,599	12.00
	3,093,378	X
X MESES=		10.56
X DIAS=		16.67

Elaborado por: Luis Obando

En el siguiente Gráfico de barras (ver Gráfico 6.4) se visualiza la utilidad después de impuestos para cada año del proyecto, se aprecia que en los primeros años la utilidad es mayor, siendo la máxima en el año 1 y la mínima corresponde a la utilidad en el año 9.

La productividad disminuye con el tiempo debido a que es proporcional a la producción y la misma va declinando con el tiempo a pesar de las inversiones realizadas.

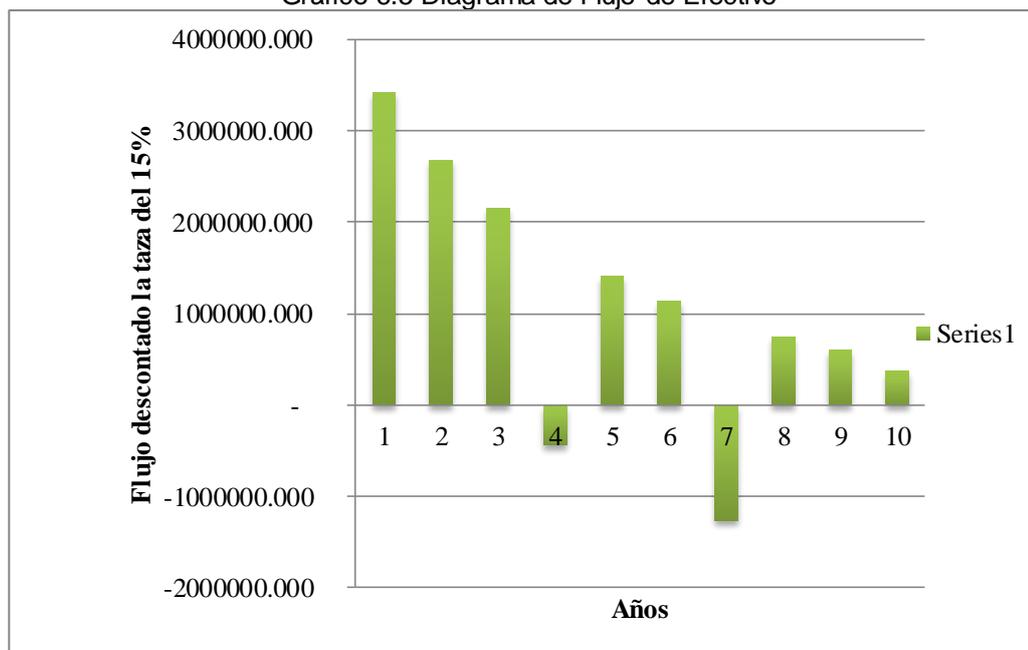
Gráfico 6.4 Utilidad Después de Impuesto Caso Optimista



Elaborado por: Luis Obando

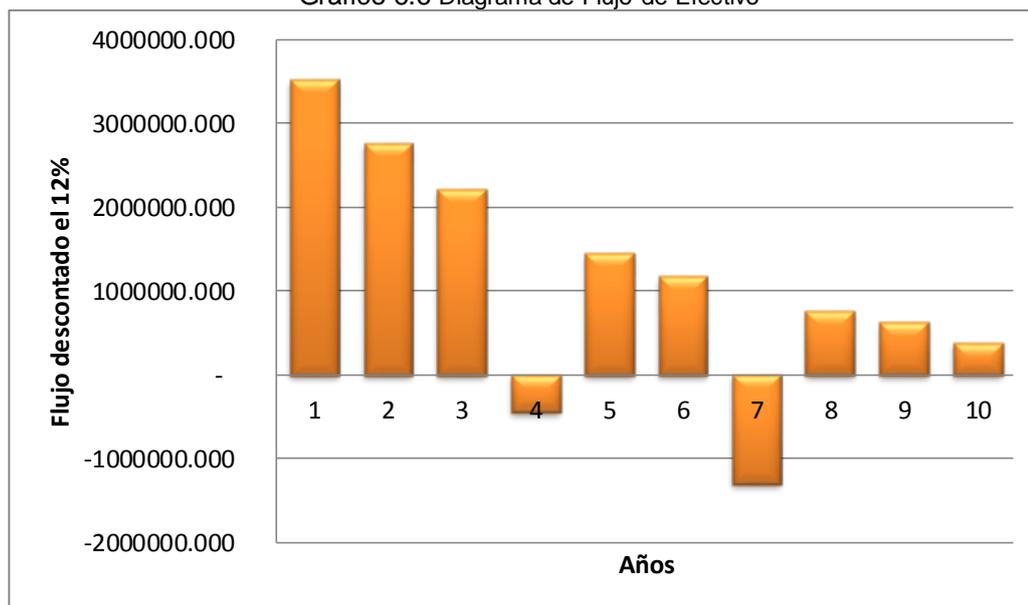
En el siguiente gráfico de barras(ver Gráfico 6.5 y Gráfico 6.6) se ilustra el diagrama de flujo de efectivo para el proyecto global (caso pesimista) considerando un interés de trabajo del 15%,y 12%r respectivamente en el cual se puede observar que la tendencia de este flujo de efectivo es la misma que para el caso optimista únicamente difieren los valores, en el año 10 la rentabilidad del proyecto disminuye hasta un valor aproximado de 300,000.00 USD, cualquier imprevisto podría poner en riesgo la rentabilidad del proyecto a dicho año.

Gráfico 6.5 Diagrama de Flujo de Efectivo



Elaborado por: Luis Obando

Gráfico 6.6 Diagrama de Flujo de Efectivo



Elaborado por: Luis Obando

6.5.3. Analisis Economico Por Pozo

En las siguientes tablas que se presentan a continuacion se puede anallizar la contribucion por pozo en la rentabilidad del proyecto, esto se refleja en el valor de la tasa interna de retorno y en el valor actual neto correspondiente a cada pozo (ver Tabla XXI a Tabla XXIV).

Caso 1: escenario optimista, interés de trabajo del 12%

Tabla XXI Rentabilidad Basado en el VAN y TIR al 12% caso optimista

POZOS	VAN	TIR
210	948,720	94,19%
242	-16,224	11,23%
241	948,720	94,19%
192	758,107	80,95%
213	1,310,884	118,27%
320	2,808,228	1132,86%

Elaborado Por: Luis Obando

Caso 2: escenario pesimista, interés de trabajo del 12%.

Tabla XXII Rentabilidad Basado en el VAN y TIR al 12% caso pesimista

POZOS	VAN	TIR
210	833,642	91,72%
242	-106,388	11,23%
241	833,642	91,72%
192	654,893	78,06%
213	1,173,265	116,53%
320	2,602,986	1177,91%

Elaborado por: Luis Obando

Caso 3: escenario optimista, interés de trabajo del 15%

Tabla XXIII Rentabilidad Basado en el VAN y TIR al 15% caso optimista

POZOS	VAN	TIR
210	854,890	94,19%
242	-74,556	11,23%
241	854,890	94,19%
192	679,611	80,95%
213	1,187,919	118,27%
320	2,594,640	1132,86%

Elaborado por: Luis Obando

Caso 4: escenario pesimista, interés de trabajo del 15%

Tabla XXIV Rentabilidad Basado en el VAN y TIR al 15% caso pesimista

POZOS	VAN	TIR
210	753,122	91,72%
242	-154,291	11,23%
241	753,122	91,72%
192	588,335	78,06%
213	1,066,218	116,53%
320	2,413,137	1177,91%

Elaborado por: Luis Obando

Al observar los datos de los casos del 1 al 4 se puede dar cuenta que el pozo 242 para todos los casos representa en menor valor actual neto y que cuenta con la menor tasa interna de retorno, es más si se deseara desarrollar el proyecto de la optimización a través del análisis nodal este pozo representa pérdidas económicas para la empresa (valor actual neto negativo, tiene un valor menor al interés de trabajo 12% y 15%), en comparación a los demás pozos.

También se puede reflejar que los pozos 213 y 320 son los que contribuyen con la utilidad del proyecto debido a que tienen un valor actual neto, debidos a que si llega a ejecutarse el proyecto son los que representan montos en la actualidad superiores al millón y dos millones de dólares respectivamente, si se análisis la tasa interna de retornos de estos pozos notamos que son valores superiores al 110%, que indica el alto rendimiento económico de estas inversiones (es mucho mayor del interés de trabajo del 12%y 15%).

CAPITULO 7

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. Conclusiones

Una vez culminado el Análisis Nodal integrado Subsuelo-Superficie del Pad-192, con la finalidad de Optimizar y Maximizar la producción en la Estación Norte 2, se concluye lo siguiente:

1. Un Análisis Nodal es Rentable, porque permite optimizar el comportamiento de la tasa de producción de un pozo, y perfil del presión del pozo, tomando en cuenta la Completación a utilizar

2. Mediante la selección de diseño del Wellflo se determinó que 5 de los pozos están Operando eficientemente.
3. El nodo Solución se determinó a mitad de las perforaciones, por lo que cualquier alteración de ellos aguas arriba afectara a la curva de la oferta y cualquier alteración aguas abajo afectara la curva de la demanda.
4. El pozo 242 del Pad-192 económicamente no es rentable intervenirlo con la técnica propuesta debido a que los egresos son mayores que los ingresos correspondientes a la producción de dicho pozos.
5. Al realizar la curva del rendimiento del Pozo Sac- 227 se propone una nueva Completación, la misma que contaría con una bomba P18 de 134 STG, serie 400, que producirá un incremento del 12% de la producción actual.
6. El software Reo permitió determinar si los diámetros internos de las redes multifasica de superficie. ha tenido alguna alteración desde su tiempo de instalación hasta la fecha de hoy
7. ReO no Permitió la importación de datos de algunos pozos desde el software wellflo porque están operando fuera de rango

8. En las redes del Pad- 192 presenta una reducción del 4,014 plg por lo que está indicado que se tiene un problema de escala.
9. Ninguno de los tramos de las líneas de flujo en superficie presenta un desgaste por erosión, generado por la velocidad del fluido.
10. El Pozo 321 presenta posible problema por taponamiento en el intake del sistema BES, esto se puede inferir debido a que la presión de intake registrada por el sensor es de apenas 221 psi, este pozo produce por hollín superior que tiene una presión estática de fondo 3044 psi.

7.2. Recomendaciones

1. Se recomienda en el pozo 321, realizar una limpieza del equipo BES con una unidad de bombeo, para mitigar el taponamiento del intake. y realizar una prueba de producción posterior para evaluar resultados.
2. Debido al cambio brusco de presión que se encuentra en varios pozos del Pad-192 que se registra en los sensores de fondo, realizar una prueba de presión, para verificar si la información que arroja el sensor de fondo es correcta.

3. Realizar pruebas de compatibilidad de fluido para descartar interacciones no deseables entre los fluidos de los reservorios y los de estimulación.

4. En el pozo Sac-210 se recomienda hacer un cambio de bomba debido a que está sobredimensionada la bomba.

ANEXOS

Recopilación de Información Utilizada en el Análisis Nodal

 RIONAPO <small>ENERGÍA QUE TRANSFORMA</small>		FORMATO DE EXCELENCIA EMPRESARIAL			
DOCUMENTO NUMERO:	REVISION:	PAGINA:	FECHA DE REVISION:	FECHA DE APROBACIÓN:	
ORN-CEN-GOP-SN2-SAE-PAD-065-A-NODAL	ING. LUIS CLAUDIO	SAC-065 PAG 8/9			
PREPARADO POR:	REVISADO POR:	APROBADO POR:	REFERENCIA ANTERIOR:		
LUIS EDUARDO OBANDO	ING. LUIS CLAUDIO Y ING. LUIS AGUIRRE	ING. JAIMEN CALISTO			
TITULO:	INFORMACIÓN A UTILIZARSE EN EL ANÁLISIS NODAL WELLFLO				
 ANÁLISIS NODAL WELLFLO					
COMPAÑÍA:	OPERACIONES RIONAPO CEM		FECHA:	QUITO 19/02/2015	
POZO:	SAC-259D		SUMINISTRADO POR:	ORN CEN	
CAMPO:	BLOQUE No. 60 CAMPO SACHA NORTE No. 2		NOTA:		
Sistema de Levantamiento	BES				
Tipo de Pozo	Vertical		Direccional	x	
Intervalo	10'160' - 10'180' , 10'196' - 10'208'		MD= 9639,0		
PARÁMETROS DEL FLUIDO			DATOS PVT		
Gravedad API	23,5	grados	Pb	76,7	psi
Gravedad gas	0,99		GOR	8	scf/bbl
Salinidad	1200	ppm	Bo	1,132246993	
Presión de Cabeza	45	psi	μo	4,332799374	cp
PARÁMETROS DEL RESERVORIO			INFORMACIÓN ÚLTIMO B'UP		
Arena	Hs		Fecha:	Arena	
Presión de Reservoirio (Pr)	3600	psi	Profundidad sensor	9608'	ft
Temperatura de Fondo (Tfondo)			Qt cierre		bfpd
Mitad Perforados	10170' , 10215	ft	BSW	10	%
Corte de Agua (BSW)	88	%	API	23	grados
Permeabilidad (k)			Pwf mp		psi
Espesor (Hr)			Pr mp		psi
PRUEBA DE PRODUCCIÓN			Skin		
Presión de fondo fluyente (Pwf)			IP		bfpd/psi
Caudal de Producción (Qt)	1200	bfpd	AOF		bfpd/psi
DATOS ADICIONALES DE LA PRUEBA DE PRODUCCIÓN DE ACUERDO AL SISTEMA					
EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE			HIDRÁULICO		
Frecuencia	55	hz	Presión de Inyección		psi
Presión de Intake	3128,01	psi	Caudal de Inyección		bfpd
Presión Descarga	3847	psi	Producción	Inversa	
MECÁNICO				Reversa	
Strokes					
INFORMACIÓN ADICIONAL ADJUNTADA					
Survey		SI	X	NO	
Diagrama de Completación		SI	X	NO	
Información del Equipo de Utilizado en fondo		SI		NO	
Historial de Producción		SI	X	NO	
PVT del pozo o uno cercano de la misma arena		SI	X	NO	

Fuente: Gerencia de Operaciones RIONAPO

CONTROL DE PRODUCCION Campo Sacha Norte 2

POZO	ZONA	MET	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	MPCS/ D	GOR PCS/BL	API	TIPO BOMBA	BL.S. INTEC.	OBSERVACIONES	VOLTA JE AMPERA	DIO (PSI)	N (PSI)	ON (PSI)	PRESES	
SAC-004E	N2	SB	27-jul-11	UI							PR SSD (CERRADO)		###		55.00	475.00	24.00		70.00	70
SAC-032	N2	SB	13-feb-15	TI	689.00	551.20	20.03	138	143		260.29.6 D725N				62.00	444.00	20.00	266.00	30.00	30
SAC-038	N2	SB	23-feb-13	TI							D460N (CERRADO)				55.00	364.00	19.00	345.00	20.00	20
SAC-058	N2	SB	28-jul-12	UI							GN1600 (CERRADO)			poro bajo aporte	58.00	398.00	11.00		90.00	90
SAC-063	N2	SB	29-mar-11	HI							P18 (CERRADO)			ENTRA MTU 27/3/2011	52.00	416.00	27.00	2008.00	416.00	416
SAC-065B	N2	HY	12-feb-15	HI	390.00	292.25	13.13	98			25.6 JET 11K			Prueba CTK						3500
SAC-065B	N2	HY	18-feb-15	UI	232.00	230.08	2				25.3 JET 11J			MTU Prueba CTK						3500
SAC-093	N2	SB	18-feb-15	HI	1.881.00	376.80	0.01	1505	38		101.26.1 P23 SSD			en observacion	42.00	403.00	19.00	16.06	120.00	120
SAC-095	N2	SB	10-nov-11	BT							(CERRADO)									45
SAC-121	N2	SB	14-feb-15	UI	914.00	896.19	1.97	18	226		252.27.5 DN1100									80
SAC-125	N2	SB	11-odt-14	HI							(CERRADO)			Prueba CTK	52.00	370.00	30.00	140.00	80.00	80
SAC-138	N2	SB	18-odt-12	HI							P23 (CERRADO)				64.00	394.00	27.00	650.00	75.00	75
SAC-148DST01	N2	HY	12-ago-10	UI							(CERRADO)				53.00	424.00	46.00	315.00	130.00	130
SAC-160D	N2	SB	28-nov-14	HI	732.00	146.80	0.06	586	54		370.24.3 P23 SSD			Prueba CTK	43.00	319.00	30.00	219.00	45.00	45
SAC-165D	N2	SB	06-ago-11	HS							PR SSD (CERRADO)				56.00	460.00	24.00	249.00	26.00	26
SAC-167	N2	SB	09-mar-12	TI							PR (CERRADO)				51.00	394.00	26.00		60.00	60
SAC-168H	N2	SB	17-feb-15	HI	431.00	405.60	6.03	26	52		128.26.6 TD650			beta	54.00	432.00	18.00	380.00	40.00	40
SAC-170	N2	SB	22-sep-12	TI							GN1600 (CERRADO)									0
SAC-171H	N2	FL	06-mar-06	HI							(CERRADO)									0
SAC-175H	N2	SB	17-odt-14	HS	429.00	172.59	0.91	257	78		453.26.3			Prueba CTK	57.00	422.00	36.00	407.00	20.00	20
SAC-177D	N2	SB	08-feb-15	UI	246.00	242.16	3	4			28.9 PR SSD			Modo Presion	51.00	468.00	22.00	626.00	90.00	90
SAC-178D	N2	SB	03-jul-13	HS							D1190N (CERRADO)			se incrementa baw de 70% A 74%	52.00	347.00	30.00	1340.00	90.00	90
SAC-192	N2	SB	27-nov-14	HI	2.178.00	174.92	0.01	2004	288		1713.24.4 P23 SSD				47.00	373.00	31.00	2222.00	20.00	20
SAC-204D	N2	SB	09-feb-15	HI	1.456.00	146.89	0.97	1310	10		68.24.7 P18 SSD				46.00	378.00	19.00	2389.00	40.00	40
SAC-210D	N2	SB	16-feb-15	UI	206.00	194.58	2	2			144.24.5 SN2600			Prueba CTK	47.00	333.00	14.00	443.00	45.00	45
SAC-213D	N2	SB	06-feb-15	HI	987.00	232.76	0.1	735	2		8.25.2 P12 SSD			Prueba CTK	42.00	336.00	21.00	2900.00	30.00	30
SAC-214D	N2	SB	12-feb-15	HI	1.338.00	161.87	0.97	1177	31		193.26.3 P18 SSD			Prueba CTK	44.00	459.00	26.00	2994.00	120.00	120
SAC-214DU	N2	SB	12-feb-15	UI	558.00	552.10	6	17			31.26.1 P18 SSD			Prueba CTK	48.00	477.00	33.00	470.00	20.00	20
SAC-217D	N2	SB	23-ene-13	UI							(CERRADO)				54.00	451.00	20.00	318.00	20.00	20
SAC-218D	N2	FL	12-feb-15	HI	512.00	102.80	0.08	410			25.6 FLUJO NATURAL			Flujo natural Prueba CTK					30.00	30
SAC-226D	N2	SB	26-dic-14	HS	780.00	343.56	0.03	437			25.7 D1190N			ok	54.00	394.00	28.00	1687.00	18.00	18
SAC-227D	N2	SB	26-dic-14	HS	153.00	152.06	1	9			59.26.3 PR SSD			Prueba CTK	50.00	437.00	17.00	565.00	20.00	20
SAC-228D	N2	SB	12-feb-15	HI	616.00	310.39	0.92	206			26.0 PR SSD			Prueba CTK	51.00	407.00	26.00	853.00	20.00	20
SAC-231D	N2	SB	14-feb-15	HI	554.00	183.72	0.2	471			24.9 P12 SSD			Prueba CTK	57.00	481.00	20.00	2423.00	25.00	25
SAC-233D	N2	SB	13-feb-15	TI	497.00	420.38	9	17			24.3 DN800			Se reporta bajo aporte	53.00	425.00	24.00	588.00	100.00	100
SAC-235D	N2	SB	17-ene-15	HI	749.00	674.10	0.01	75			25.3 P18 SSD			Incrementa BSW de 7 @ 10%	48.00	368.00	28.00	1231.00	30.00	30
SAC-238D	N2	SB	17-ene-15	HI	581.00	221.61	0.96	360			24.8 DN2150			Incrementa de BSW 56 a 62%	38.00	283.00	22.00	2936.00	70.00	70
SAC-237D	N2	SB	24-nov-12	T							(CERRADO)				56.00	470.00	20.00	340.00	30.00	30
SAC-238D	N2	SB	06-odt-14	HS							PR SSD (CERRADO)				52.00	410.00	24.00	209.00	40.00	40
SAC-239D	N2	SB	25-ene-15	HS	1.374.00	412.70	0.02	982			23.7 D1190N			Incrementa baw de 66% a 70%	53.00	444.00	44.00	2948.00	40.00	40
SAC-240D	N2	SB	04-ago-14	TI							D460N (CERRADO)			Prueba CTK	50.00	349.00	38.00	408.00	120.00	120
SAC-241D	N2	SB	12-feb-15	HI	1.620.00	194.88	0.02	1426	49		253.24.1 P18 SSD			Prueba CTK	45.00	360.00	19.00	3178.08	30.00	30
SAC-242D	N2	SB	27-ene-15	HS	654.00	262.59	0.94	392			24.8 P12 SSD			Prueba CTK	55.00	450.00	30.00	1639.00	20.00	20
SAC-259D	N2	SB	13-feb-15	HS	1.205.00	145.87	0.97	1080	10		69.23.5 PR SSD			Prueba CTK	55.00	472.00	39.00	3120.00	45.00	45
SAC-260D	N2	HY	17-sep-12	UI							PR (CERRADO)			0.000000	56.00	444.00	18.00	226.00	20.00	20
SAC-261D	N2	HY	29-jul-12	UI							(CERRADO)			prueba en tik de locacion						3500
SAC-262D	N2	SB	17-feb-15	HI	1.386.00	83.94	0.01	1303	25		301.23.9 P23 SSD			ok	44.00	352.00	36.00	1404.00	100.00	100
SAC-263D	N2	SB	28-feb-14	HI							PR SSD (CERRADO)				51.00	416.00	20.00	408.00	20.00	20
SAC-263DU	N2	SB	28-jul-12	UI							(CERRADO)				480.00	20.00	533.00	75.00	75	
SAC-264D	N2	SB	06-jul-14	HI							PR SSD (CERRADO)			Prueba CTK	51.00	453.00	17.00	455.00	26.00	26
SAC-264DU	N2	SB	24-mar-12	UI							PR SSD (CERRADO)			CTK	59.00	480.00	25.00	444.00	20.00	20
SAC-265D	N2	SB	23-may-14	TI							PR SSD (CERRADO)				52.00	400.00	27.00	208.00	25.00	25
SAC-266D	N2	SB	02-feb-15	T	264.00	248.60	6	16			33.6 TD300			no registran parametros de fondo	52.00	416.00	20.00			35
SAC-270	N2	HY	18-may-14	UI							JET 58 (CERRADO)			evaluando con bomba jet 10						0
SAC-273D	N2	SB	18-dic-14	HI	1.037.00	166.83	0.99	871			25.9 P23 SSD			Prueba CTK	46.00	464.00	42.00	1392.99	40.00	40
SAC-274D	N2	SB	18-dic-14	HS	522.00	251.51	0.92	271			25.8 NHV940			Prueba CTK	57.00	364.00	27.00	644.00	50.00	50
SAC-275D	N2	SB	01-nov-13	UI							(CERRADO)			Incrementa baw de 16% a 30%	52.00	412.00	22.00	223.00	10.00	10
SAC-276D	N2	SB	05-ene-15	TI	288.00	285.16	3	42			165.30.2 TD650			Prueba CTK	54.00	432.00	15.00	378.00	30.00	30
SAC-277D	N2	SB	10-nov-14	UI							PR SSD (CERRADO)			Prueba CTK	49.00	397.00	21.00	176.00	45.00	45
SAC-278D	N2	SB	16-feb-15	HI	1.666.00	287.83	0.97	1399			25.2			Prueba CTK	44.00	357.00	41.00	70.00	70	
SAC-280D	N2	SB	14-feb-15	UI	94.00	28.70	0.21	66	93		332.130.2 PR SSD			Baja Baw a 70%	46.00	368.00	26.00	189.00	30.00	30
SAC-281D	N2	SB	12-jul-13	HS							PR SSD (CERRADO)			APORTE BAJO	53.00	423.00	24.00	485.00	10.00	10
SAC-282D	N2	SB	05-odt-12	HS							PR SSD (CERRADO)			Incrementa baw de 88% a 96%	61.00	458.00	39.00			70
SAC-285D	N2	SB	16-feb-15	HI	423.00	127.69	0.98	296	20		167.25.1 FLEX-10			Incrementa baw de 64% a 70%	50.00	400.00	29.00	1484.99	25.00	25
SAC-287D	N2	SB	02-feb-15	HI	272.00	228.16	1.18	44			24.5 FLEX-10				45.00	360.00	27.00	340.00	20.00	20
SAC-288D	N2	SB	02-feb-15	HI	484.00	58.88	0.02	426			21.6 TD650			88% minor	41.00	301.00	25.00	1918.00	20.00	20
SAC-320D	N2	SB	15-feb-15	TI	360.00	346.38	9	14	47		136.24.6 DN800			Prueba CTK	54.00	413.00	16.00	453.00	15.00	15
SAC-321D	N2	SB	18-feb-15	HS	684.00	667.39	5	27	30		46.24.7 D1190N			Se reporta bajo aporte	52.00	390.00	28.00	221.00	35.00	35
SAC-430	N2	SB	10-feb-15	UI	288.00	278.47	1.17	12			28.1			Se reporta bajo aporte	51.00	409.00	28.00			20
SAC-431D	N2	SB	04-feb-15	UI	460.00	138.70	0.00	322			24.7			Pr	55.00	394.00	26.00	1041.00	30.00	30
SAC-440	N2	SB	20-ene-15	UI	942.00	933.09	9				26.3			Prueba CTK	51.00	404.00	51.00	400.00	75.00	75
SAC-441D	N2	SB	27-ene-15	HS	666.00	599.10	0.06	67			22.8			Prueba CTK	52.00	381.00	24.00	803.00	100.00	

INVERSION

DETALLE	
BES (Bomba)	230,000.00
pulling and running	272,094.46
TOTAL	502,094.46

Tasas de oportunidad		15%	
EVALUACIÓN	VAN	TIR	
FC PROYECTO	854,890	94.19%	
Tasas de oportunidad		12%	
EVALUACIÓN	VAN	TIR	
FC PROYECTO	948,720	94.19%	

PERIDO DE RECUPERACION DE LA INVERSION	
15%	1 AÑO, 2 DIAS
TOTAL INVERSION	502,094
AÑO 1	500,114
PENDIENTE	1,981
CALCULO DE MESES	
AÑO 1	500,114
500,114	12.00
502,094	X
X=	12.05
X=	1.43

PERIDO DE RECUPERACION DE LA INVERSION	
12%	11 MESES, 22 DIAS
TOTAL INVERSION	502,094
AÑO 1	513,510
PENDIENTE	-
CALCULO DE MESES	11,415
513,510	12.00
502,094	X
X=	11.73
X=	22.00

Flujo de caja	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	
Ingresos		1,203,770	1,126,729	901,383	721,106	576,885	461,508	369,206	295,365	236,292	189,034	
Costos y gastos		345,199	323,106	258,485	206,788	165,430	132,344	105,875	84,700	67,760	54,208	
Otros gastos												
Depreciación		76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667		
Utilidad antes de Participacion trabajadores		781,905	726,956	566,231	437,652	334,788	252,497	186,664	133,998	91,865	134,826	
(-) 15% Part Trabajadores		117,286	109,043	84,935	65,648	50,218	37,875	28,000	20,100	13,780	20,224	
(-) BASE PARA EL CALCULO DE IMPUESTO A LA RENTA		664,619	617,913	481,297	372,004	284,570	214,623	158,665	113,898	78,085	114,602	
(-) 25% Imp. A la Renta		166,155	154,478	120,324	93,001	71,142	53,656	39,666	28,475	19,521	28,650	
(-) Utilidad después de impuestos		498,464	463,434	360,973	279,003	213,427	160,967	118,999	85,424	58,564	85,951	
Depreciación		76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	-	
Inversión fija	502,094				502,094			502,094				
Flujo de caja neto	-	502,094	575,131	540,101	437,639	- 146,425	290,094	237,634	- 306,429	162,091	135,231	85,951
Flujos ya descontados tasa 15%		500,114	469,653	380,556	- 127,326	252,256	206,638	- 266,460	140,948	117,592	74,740	
Flujos ya descontados tasa 12%		513,510	482,233	390,749	- 130,736	259,013	212,173	- 273,598	144,724	120,742	76,742	

Tasas de oportunidad		15%	
EVALUACIÓN	VAN	TIR	
FC PROYECTO	- 74,556	11.23%	
Tasas de oportunidad		12%	
EVALUACIÓN	VAN	TIR	
FC PROYECTO	- 16,224	11.23%	

INVERSION

DETALLE	
Fracturamiento Hidraulico	1,000,000.00
TOTAL	
	1,000,000.00

PERIDO DE RECUPERACION DE LA INVERSION		15%		4 AÑOS, 11 MESES, 3 DIAS	
TOTAL INVERSION			1,000,000		
AÑO 1+2+3+4+5+6			812,130		
PENDIENTE			187,870		
CALCULO DE MESES					
AÑO 3			202,876		
202,876			12.00		
187,870		X			
MESES=			11.11		
DIAS=			3.37		

PERIODO DE RECUPERACION DE LA INVERSION
12%

4 AÑOS, 9 MESES, 17 DIAS

TOTAL INVERSION		1,000,000
AÑO 1+2		833,883
PENDIENTE		166,117
CALCULO DE MESES		
208,310		12.00
166,117	X	
X=		9.57
X=		17.08

Flujo de caja	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
		943,160	882,798	706,238	564,991	451,992	361,594	289,275	231,420	185,136	148,109
Costos y gastos		270,465	253,155	202,524	162,019	129,615	103,692	82,954	66,363	53,091	42,472
Otros Gastos											
Depreciación					76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667
Utilidad antes de Participacion trabajadores		672,695	629,643	503,714	326,305	245,710	181,235	129,655	88,390	55,379	105,636
(-) 15% Part Trabajadores		100,904	94,446	75,557	48,946	36,857	27,185	19,448	13,259	8,307	15,845
(=) BASE PARA EL CALCULO DE IMPUESTO A LA RENTA		571,791	535,196	428,157	277,359	208,854	154,050	110,206	75,132	47,072	89,791
(-) 25% Imp. A la Renta		142,948	133,799	107,039	69,340	52,213	38,512	27,552	18,783	11,768	22,448
(=) Utilidad después de impuestos		428,843	401,397	321,118	208,019	156,640	115,537	82,655	56,349	35,304	67,343
Depreciación		-	-	-	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	-
Inversión fija	1,000,000				502,094			502,094			
Flujo de caja neto	- 1,000,000	428,843	401,397	321,118	- 217,409	233,307	192,204	- 342,773	133,016	111,971	67,343

Flujos ya descontados tasa 15%

**372,907 349,041 279,233 -
189,051 202,876 167,134 -
298,063 115,666 97,366 58,559**

Flujos ya descontados tasa 12%

**382,896 358,390 286,712 -
194,115 208,310 171,611 -
306,047 118,764 99,974 60,128**

INVERSION

DETALLE	
BES (Bomba)	230,000.00
pulling and running	272,094.46
TOTAL	502,094.46

Tasas de oportunidad		15%	
EVALUACIÓN	VAN	TIR	
FC PROYECTO	854,890	94.19%	
Tasas de oportunidad		12%	
EVALUACIÓN	VAN	TIR	
FC PROYECTO	948,720	94.19%	

PERIDO DE RECUPERACION DE LA INVERSION	
15%	1 AÑO, 2 DIAS
TOTAL INVERSION	502,094
AÑO 1	500,114
PENDIENTE	1,981
CALCULO DE MESES	
AÑO 1	500,114
500,114	12.00
502,094	X
X=	12.05
X=	1.43

PERIDO DE RECUPERACION DE LA INVERSION		11 MESES, 22 DIAS
12%		
TOTAL INVERSION		502,094
AÑO 1		513,510
PENDIENTE		-
CALCULO DE MESES		11,415
513,510		12.00
502,094		X
X=		11.73
X=		22.00

Flujo de caja	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Ingresos		1,203,770	1,126,729	901,383	721,106	576,885	461,508	369,206	295,365	236,292	189,034
Costos y gastos		345,199	323,106	258,485	206,788	165,430	132,344	105,875	84,700	67,760	54,208
Otros gastos											
Depreciación		76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	
Utilidad antes de Participacion trabajadores		781,905	726,956	566,231	437,652	334,788	252,497	186,664	133,998	91,865	134,826
(-) 15% Part Trabajadores		117,286	109,043	84,935	65,648	50,218	37,875	28,000	20,100	13,780	20,224
(=) BASE PARA EL CALCULO DE IMPUESTO A LA RENTA		664,619	617,913	481,297	372,004	284,570	214,623	158,665	113,898	78,085	114,602
(-) 25% Imp. A la Renta		166,155	154,478	120,324	93,001	71,142	53,656	39,666	28,475	19,521	28,650
(=) Utilidad después de impuestos		498,464	463,434	360,973	279,003	213,427	160,967	118,999	85,424	58,564	85,951
Depreciación		76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	76,667	-
Inversión fija	502,094				502,094			502,094			
Flujo de caja neto	- 502,094	575,131	540,101	437,639	- 146,425	290,094	237,634	- 306,429	162,091	135,231	85,951
Flujos ya descontados tasa 15%		500,114	469,653	380,556	- 127,326	252,256	206,638	- 266,460	140,948	117,592	74,740
Flujos ya descontados tasa 12%		513,510	482,233	390,749	- 130,736	259,013	212,173	- 273,598	144,724	120,742	76,742

INVERSION

DETALLE	AÑO 1
BES (Bomba)	230,000.00
pulling and running	272,094.46
TOTAL	502,094.46

sac-210											
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Flujo de caja											
Ingresos		1,203,770.00	1,126,728.72	901,382.98	721,106.38	576,885.10	461,508.08	369,206.47	295,365.17	236,292.14	189,033.71
Costos y gastos		345,198.75	323,106.03	258,484.82	206,787.86	165,430.29	132,344.23	105,875.38	84,700.31	67,760.25	54,208.20
Otros gastos											
Depreciación		76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	
Utilidad antes de Participacion trabajadores		781,904.58	726,956.02	566,231.49	437,651.85	334,788.15	252,497.19	186,664.42	133,998.20	91,865.23	134,825.51
(-) 15% Part Trabajadores		117,285.69	109,043.40	84,934.72	65,647.78	50,218.22	37,874.58	27,999.66	20,099.73	13,779.78	20,223.83
(=) BASE PARA EL CALCULO DE IMPUESTO A LA RENTA		664,618.90	617,912.62	481,296.76	372,004.08	284,569.93	214,622.61	158,664.75	113,898.47	78,085.44	114,601.69
(-) 25% Imp. A la Renta		166,154.72	154,478.15	120,324.19	93,001.02	71,142.48	53,655.65	39,666.19	28,474.62	19,521.36	28,650.42
(=) Utilidad después de impuestos		498,464.17	463,434.46	360,972.57	279,003.06	213,427.45	160,966.96	118,998.57	85,423.85	58,564.08	85,951.27
Depreciación		76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	-
Inversión fija	502,094.46				502,094.46			502,094.46			
Flujo de caja neto	- 502,094.46	575,130.84	540,101.13	437,639.24	- 146,424.74	290,094.11	237,633.62	- 306,429.23	162,090.52	135,230.75	85,951.27
sac-242											
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Flujo de caja											
Ingresos		943,160.00	882,797.76	706,238.21	564,990.57	451,992.45	361,593.96	289,275.17	231,420.14	185,136.11	148,108.89
Costos y gastos		270,465.00	253,155.24	202,524.19	162,019.35	129,615.48	103,692.39	82,953.91	66,363.13	53,090.50	42,472.40
Otros Gastos											
Depreciación					76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	
Utilidad antes de Participacion trabajadores		672,695.00	629,642.52	503,714.02	326,304.55	245,710.30	181,234.91	129,654.59	88,390.34	55,378.94	105,636.49
(-) 15% Part Trabajadores		100,904.25	94,446.38	75,557.10	48,945.68	36,856.55	27,185.24	19,448.19	13,258.55	8,306.84	15,845.47
(=) BASE PARA EL CALCULO DE IMPUESTO A LA RENTA		571,790.75	535,196.14	428,156.91	277,358.86	208,853.76	154,049.67	110,206.41	75,131.79	47,072.10	89,791.01

(-) 25% Imp. A la Renta		142,947.69	133,799.04	107,039.23	69,339.72	52,213.44	38,512.42	27,551.60	18,782.95	11,768.02	22,447.75
(=) Utilidad después de impuestos		428,843.06	401,397.11	321,117.69	208,019.15	156,640.32	115,537.25	82,654.80	56,348.84	35,304.07	67,343.26
Depreciación		-	-	-	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	-
Inversión fija	1,000,000.00				502,094.46			502,094.46			
Flujo de caja neto	- 1,000,000.00	428,843.06	401,397.11	321,117.69	- 217,408.65	233,306.99	192,203.92	- 342,772.99	133,015.51	111,970.74	67,343.26
sac-241											
Flujo de caja	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Ingresos		1,203,770.00	1,126,728.72	901,382.98	721,106.38	576,885.10	461,508.08	369,206.47	295,365.17	236,292.14	189,033.71
Costos y gastos		345,198.75	323,106.03	258,484.82	206,787.86	165,430.29	132,344.23	105,875.38	84,700.31	67,760.25	54,208.20
Otros gastos											
Depreciación		76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	
Utilidad antes de Participacion trabajadores		781,904.58	726,956.02	566,231.49	437,651.85	334,788.15	252,497.19	186,664.42	133,998.20	91,865.23	134,825.51
(-) 15% Part Trabajadores		117,285.69	109,043.40	84,934.72	65,647.78	50,218.22	37,874.58	27,999.66	20,099.73	13,779.78	20,223.83
(=) BASE PARA EL CALCULO DE IMPUESTO A LA RENTA		664,618.90	617,912.62	481,296.76	372,004.08	284,569.93	214,622.61	158,664.75	113,898.47	78,085.44	114,601.69
(-) 25% Imp. A la Renta		166,154.72	154,478.15	120,324.19	93,001.02	71,142.48	53,655.65	39,666.19	28,474.62	19,521.36	28,650.42
(=) Utilidad después de impuestos		498,464.17	463,434.46	360,972.57	279,003.06	213,427.45	160,966.96	118,998.57	85,423.85	58,564.08	85,951.27
Depreciación		76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	76,666.67	-
Inversión fija	502,094.46				502,094.46			502,094.46			
Flujo de caja neto	- 502,094.46	575,130.84	540,101.13	437,639.24	- 146,424.74	290,094.11	237,633.62	- 306,429.23	162,090.52	135,230.75	85,951.27
sac-192											
Flujo de caja	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Ingresos		1,079,670.00	1,010,571.12	808,456.90	646,765.52	517,412.41	413,929.93	331,143.94	264,915.16	211,932.12	169,545.70

Inversión fija	502,094.46				502,094.46			502,094.46			
Flujo de caja neto	- 502,094.46	682,341.60	640,450.41	517,918.66	- 82,201.20	341,472.94	278,736.69	- 273,546.78	188,396.48	156,275.52	102,787.08
sac-320											
Flujo de caja	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Ingresos		2,146,930.00	2,009,526.48	1,607,621.18	1,286,096.95	1,028,877.56	823,102.05	658,481.64	526,785.31	421,428.25	337,142.60
Costos y gastos		615,663.75	576,261.27	461,009.02	368,807.21	295,045.77	236,036.62	188,829.29	151,063.43	120,850.75	96,680.60
Reposicion de bombas											
Depreciación											
Utilidad antes del 15% Part Trabajadores		1,531,266.25	1,433,265.21	1,146,612.17	917,289.73	733,831.79	587,065.43	469,652.34	375,721.88	300,577.50	240,462.00
(-) 15% Part Trabajadores		229,689.94	214,989.78	171,991.83	137,593.46	110,074.77	88,059.81	70,447.85	56,358.28	45,086.63	36,069.30
(=) BASE PARA EL CALCULO DE IMPUESTO A LA RENTA		1,301,576.31	1,218,275.43	974,620.34	779,696.27	623,757.02	499,005.62	399,204.49	319,363.59	255,490.88	204,392.70
(-) 25% Imp. A la Renta		325,394.08	304,568.86	243,655.09	194,924.07	155,939.25	124,751.40	99,801.12	79,840.90	63,872.72	51,098.18
(=) Utilidad después de impuestos		976,182.23	913,706.57	730,965.26	584,772.21	467,817.76	374,254.21	299,403.37	239,522.70	191,618.16	153,294.53
Depreciación		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión fija	85,000.00		85,000.00	85,000.00	85,000.00	85,000.00	85,000.00	85,000.00	85,000.00	85,000.00	85,000.00
Flujo de caja neto	- 85,000.00	976,182.23	828,706.57	645,965.26	499,772.21	382,817.76	289,254.21	214,403.37	154,522.70	106,618.16	68,294.53

FLUJO GENERAL DE LOS 6 POZOS

Flujo de caja	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
----------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	---------------

Ingresos	-	8,016,860.00	7,503,780.96	6,003,024.77	4,802,419.81	3,841,935.85	3,073,548.68	2,458,838.94	1,967,071.16	1,573,656.92	1,258,925.54
Costos y gastos	-	2,298,952.50	2,151,819.54	1,721,455.63	1,377,164.51	1,101,731.60	881,385.28	705,108.23	564,086.58	451,269.27	361,015.41
Otros gastos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciación	-	306,666.67	306,666.67	306,666.67	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	-
Utilidad antes de Participacion trabajadores	-	5,411,240.83	5,045,294.75	3,974,902.47	3,041,921.98	2,356,870.91	1,808,830.06	1,370,397.38	1,019,651.24	739,054.33	897,910.13
(-) 15% Part Trabajadores	-	811,686.13	756,794.21	596,235.37	456,288.30	353,530.64	271,324.51	205,559.61	152,947.69	110,858.15	134,686.52
(=) BASE PARA EL CALCULO DE IMPUESTO A LA RENTA	-	4,599,554.71	4,288,500.54	3,378,667.10	2,585,633.68	2,003,340.28	1,537,505.55	1,164,837.78	866,703.55	628,196.18	763,223.61
(-) 25% Imp. A la Renta	-	1,149,888.68	1,072,125.14	844,666.77	646,408.42	500,835.07	384,376.39	291,209.44	216,675.89	157,049.04	190,805.90
(=) Utilidad después de impuestos	-	3,449,666.03	3,216,375.41	2,534,000.32	1,939,225.26	1,502,505.21	1,153,129.17	873,628.33	650,027.67	471,147.13	572,417.71
Depreciación	-	306,666.67	306,666.67	306,666.67	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	383,333.33	-
Inversión fija	3,093,377.84	-	85,000.00	85,000.00	2,595,472.30	85,000.00	85,000.00	2,595,472.30	85,000.00	85,000.00	85,000.00
Flujo de caja neto	- 3,093,377.84	3,756,332.70	3,438,042.07	2,755,666.99	- 272,913.71	1,800,838.54	1,451,462.50	- 1,338,510.63	948,361.00	769,480.47	487,417.71

Flujos ya descontados tasa 15%	3,266,376.26	2,989,601.80	2,396,232.17	- 237,316.27	1,565,946.56	1,262,141.30	- 1,163,922.29	824,661.74	669,113.45	423,841.48
Flujos ya descontados tasa 12%	3,353,868.48	3,069,680.42	2,460,416.96	- 243,672.95	1,607,891.55	1,295,948.66	- 1,195,098.78	846,750.89	687,036.13	435,194.38

BIBLIOGRAFÍA

1. Comunicaciones Operaciones Río Napo. (8 de Octubre de 2014). Río Napo energía que transforma. Recuperado el 8 de 12 de 2014, de <http://www.rionapocem.com.ec/comunicacion/noticias/398-nuevos-records-de-perforacion-en-campo-sacha.html>
2. Departamento Gerencia Técnica de Desarrollo ORNCEM. (01 de Diciembre de 2014). Reservas Estimadas En Campo Sacha . Quito, Pichincha , Ecuador .
3. Duque, P. (s.f.). Breve léxico estratigráfico del Ecuador.
4. Frédéric CHRISTOPHOUL, J. D. (2004). DINÁMICA DE LA CUENCA DE ANTE- PAÍS ORIENTAL DESDE EL PALEÓGENO. En M. R. Patrice Baby, Cuenca Oriente: Geología y Petróleo (págs. 93-113). Petroproducción.
5. H., B. D. (1991). Production Optimization Using Nodal Analysis. En B. D. H., Poduccion Optimizacion Using Nodal Analysis. OGCI and Petroskills Publications .

6. La Comunidad Petrolera . (01 de Enero de 2009). <http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/sistemas-de-produccion-definiciones.html>. Obtenido de <http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/sistemas-de-produccion-definiciones.html>: <http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/sistemas-de-produccion-definiciones.html>
7. Marcelo.Hirschfeldt. (marzo de 2003). www.oilproduction.net. Obtenido de www.oilproduction.net: www.oilproduction.net
8. Marco Rivadeneira, P. B. (2004). CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS GENERALES DE LOS PRINCIPALES CAMPOS PETROLEROS DE PETROPRODUCCIÓN.
9. Minas, M. d. (2010). REGLAMENTO AMBIENTAL DE ACTIVIDADES HIDROCARBURIFERAS. PETROECUADOR.
10. Moussali, V. (2014). Web del profesor. Recuperado el 30 de 11 de 2014, de Cap 3. Roca sello y capas petrolíferas: <http://webdelprofesor.ula.ve/ingenieria/mvictoria/materia/GEOLOGIAD-ELPETROLEO/TEMA%204%20TRAMPA%20PETROLIFERASweb.pdf>

11. Núñez del Arco, E. (2003). Geología del Ecuador. Guayaquil.
12. Operaciones Rio Napo CEM. (26 de 04 de 2014).
<http://www.rionapocem.com.ec/la-empresa/la-empresa.html>. Obtenido de <http://www.rionapocem.com.ec/la-empresa/la-empresa.html>:
<http://www.rionapocem.com.ec/la-empresa/la-empresa.html>
13. PATRICE BABY, M. R. (2004). La cuenca oriente: geología y petróleo. Quito-Ecuador.
14. Petrolera, C. (1 de Enero de 2009). Comunidad Petrolera. Recuperado el 1 de Enero de 2009, de Comunidad Petrolera: <http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/sistemas-de-produccion-definiciones.html>
15. S., D. M. (Enero de 2004). DETERMINACIÓN Y AJUSTE DE LA CORRELACIÓN DE FLUJO. Recuperado el Enero de 2004, de DETERMINACIÓN Y AJUSTE DE LA CORRELACIÓN DE FLUJO: http://tesis.luz.edu.ve/tde_arquivos/99/TDE-2011-07-22T11:23:43Z-1510/Publico/manzano_siritt_diafleric_maria.pdf
16. Schlumberger. (2008). PipeSim Help. Schlumberger.

17. Schlumberger. (2014). Oil field Glossary. Recuperado el 30 de 11 de 2014, de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/seal.aspx>
18. SERTECPET. (23 de ABRIL de 2010). MANUAL PARA OPERACIONES DE CAMPO .
19. T. WATSON, J. S. (1927). Geological Explorations East of the Andes in Ecuador. AAPG.
20. WEATHERFORD . (24 de OCTUBRE de 2010). Curso WellFlo™. Curso WellFlo™.
21. WEATHERFORD . (2010). WELLFLO .
22. ZAILTIN, B. A., DALRYMPLE, R. & BOYD. (1994). The stratigraphic organization of incised-valley systems associated with relative sea-level changes.