



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN MEDIANTE
EL USO DE TANQUE BOTA EN EL CAMPO SACHA”**

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en petróleo

Presentado por:

GLORIA ALEXANDRA MERA GONZÁLEZ

MARCOS LEONEL VILLACIS RECALDE

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2018

DEDICATORIA

A Dios, que me dio la fuerza de seguir adelante, superando cada obstáculo que se presentaba.

A la memoria de mi abuelita Irene Carbo, quien con su apoyo incondicional fue pilar fundamental dentro de este periodo.

A mis padres, Gloria González y MSc. Manolo Mera quienes han sido mi fortaleza, mi apoyo, quienes con esfuerzo y sacrificio han permanecido conmigo, formándome como la persona que soy, alentándome a alcanzar cada una de mis metas propuestas. A mi hermano que con sus consejos me motivaba a ser mejor cada día.

A mis tías y tíos, en especial a mi tía Dra. Juanita Mera quien fue mi soporte en cada una de mis tareas encomendadas, dedicándome tiempo en su apretada agenda.

A mis amigos, que a lo largo de esta hermosa carrera se convirtieron en mi segunda familia, haciendo de esta trayectoria una experiencia inolvidable.

Gloria Alexandra Mera González

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico principalmente a Dios, a mis padres Marcos Villacis y Lidia Recalde que con sacrificio, dedicación y amor incondicional estuvieron presentes en todo momento e hicieron posible que esta gran travesía de aprendizaje continuo dentro de la universidad llegue a su etapa final con éxito.

A mi hermana Nayeli que me dio fortaleza para esforzarme día a día, a mis tías Inelda Villacis y Vielka Villacis, a mi abuela Inelda Moreira que permitió mantenerme firme en el camino y no desfallecer ante alguna adversidad u obstáculo que se presentaron en el transcurso de esta etapa la cual culmina dejando en mi grandes lecciones de vida.

A mis compañeros de clase y a mis grandes amigos que son la segunda familia que la universidad me regaló en el trayecto de esta extraordinaria carrera.

Marcos Leonel Villacis Recalde

AGRADECIMIENTOS

Un sincero agradecimiento a la Escuela Superior Politécnica del Litoral, a la Facultad de Ciencias de la Tierra por brindar los recursos necesarios para formar las bases fundamentales dentro de la formación como profesionales, a los maestros quienes con su conocimiento impartido fueron parte integral del aprendizaje que se fue adquiriendo durante la carrera, en particular al MSc. Andrés González quien siempre estuvo dispuesto a compartir su conocimiento y disposición en cada momento que fue necesario.

Al MSc. Xavier Vargas, MSc. Danilo Arcentales y al MSc. Fernando Sagnay por la guía, el apoyo, los consejos y aporte fundamental en el ámbito ético y académico.

A Petroamazonas EP que permitió el desarrollo el presente trabajo, al ingeniero Dixon Taboada por el apoyo incondicional y el direccionamiento en el proceso, así también a HSPETROCURSOS por la guía y asesoramiento.

Gloria Alexandra Mera González
Marcos Leonel Villacis Recalde

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me(nos) corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Gloria Alexandra Mera Gonzalez; Marcos Leonel Villacis Recalde;* y doy(damos) mi(nuestro) consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Gloria Alexandra Mera
González

Marcos Leonel Villacis
Recalde

EVALUADORES

MSc. Xavier Ernesto Vargas Gutiérrez
COORDINADOR DE CARRERA

Msc. Danilo Andrés Arcentales Bastidas
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA

MSc. Fernando Javier Sagnay Sares
MIEMBRO EVALUADOR

RESUMEN

El presente trabajo se basa en reducir las pérdidas de presión que se generan en la línea de flujo superficial debido a las grandes distancias que el fluido de producción debe pasar para llegar a la estación y a su posterior tratamiento. Esto con la finalidad de optimizar producción en el campo Sacha modificando un componente que forma parte integral del sistema de producción, como lo es la implementación del tanque bota.

Se introduce con un preámbulo, luego se presenta el problema y se da a conocer la justificación, se plantea la propuesta, se define los objetivos, la metodología a seguir y el marco teórico.

Posteriormente se desarrolla la metodología en la cual se selecciona los pozos, describiendo ciertas características de estos y de acuerdo con los datos recolectados de los pozos candidatos se procede a modelar los pozos, usando un software de ingeniería que permite realizar análisis nodal con la finalidad de validar los pozos de acuerdo con las condiciones actuales de producción y simular la propuesta del proyecto la cual presenta dos escenarios para ser analizados.

Consecuentemente se realiza el análisis de los resultados obtenidos mediante la simulación de cada escenario identificando el incremento de producción que genera cada uno y se procede a presentar un análisis económico que permita verificar la rentabilidad del proyecto para cada escenario.

Finalmente se presenta las conclusiones basadas en el análisis de los pozos candidatos. Por consiguiente, se establecen las recomendaciones y la sugerencia de selección del escenario óptimo.

Palabras Clave: Tanque bota, Optimización, Análisis nodal, Simulación

ABSTRACT

This work is based on decreasing the loss of pressure that are generated in superficial flow line due to big distances that the production fluid must pass to reach to the station and its subsequent treatment. All of this with the purpose to optimize the production in Sacha field modifying a component that is an integral part of the production system, as it is the implementation of the boot tank.

It is introduced with a preamble, then the problem is presented and the justification of the project is disclosed, furthermore the proposal is put forward to resolve the problem before mentioned. In the same way, the general and specific objectives are defined, the methodology to be followed and the theoretical framework.

Moreover, the methodology is developed in which the wells are selected, describing certain characteristics of them and according to the candidates wells data collected are modeled, using an engineering software that allows nodal analysis in order to validate the wells according to the current production conditions and simulate the Project proposal which presents two stages to be analyzed, selecting the most optimal to implement.

Consequently, the analysis of the results obtained through the simulation of each stage is made, identifying the increase of production that each one generates and proceeding to present an economic analysis that allows to verify the profitability of the project for each stage.

Eventually, the conclusions for each stage are presented and based on these, the general conclusions are described. Therefore, the recommendations and suggestion of selecting the best stage based on the analysis of results are established.

Keywords: Boot tank, Optimization, Nodal analysis, Simulation

INDICE GENERAL

RESUMEN	I
<i>ABSTRACT</i>	II
INDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
INDICE DE FIGURAS	VIII
INDICE DE TABLAS	X
CAPÍTULO 1	12
1. Introducción	12
1.1 Preámbulo.....	12
1.2 Planteamiento del problema.....	14
1.2.1 Descripción del problema	14
1.2.2 Justificación	14
1.2.3 Propuesta	15
1.3 Hipótesis	15
1.4 Objetivos	16
1.4.1 Objetivo general.....	16
1.4.2 Objetivos específicos	16
1.5 Metodología	16
1.6 Marco teórico	19
1.6.1 Antecedente	19
1.6.2 Ubicación geográfica	19
1.6.3 Estructura geológica	20
1.6.4 Estratigrafía	21

1.6.5	Características de las arenas productoras	23
1.6.6	Datos PVT	24
1.6.7	Reservas	25
1.6.8	Historial de producción	27
1.6.9	Facilidades de superficie	27
1.6.10	Tanque bota	31
1.6.11	Sistema power oil	33
1.6.12	Bombeo Hidráulico	33
1.6.13	Bombeo electro sumergible	36
1.7	Análisis nodal del sistema	46
1.7.1	Componentes del sistema de producción	48
1.7.2	Índice de productividad	50
1.7.3	Ecuación de Darcy.....	51
1.7.4	Método de Vogel.....	52
1.7.5	Curva de inflow y outflow	52
1.7.6	Procedimiento para el análisis	53
CAPÍTULO 2.....		55
2.	Metodología.....	55
2.1	Recolección de data de los pozos de Sacha	55
2.1.1	Selección de pozos.....	56
2.1.2	Distribución de los pozos	57
2.1.3	Modelamiento de pozo.....	58
2.1.4	Producción Actual.....	73
2.1.5	Propuesta	74
CAPÍTULO 3.....		78
3.	Resultados y Análisis.....	78

3.1	Análisis técnico	78
3.1.1	Propuesta #1	78
3.1.2	Propuesta #2	81
3.2	Análisis económico.....	84
3.2.1	Propuesta #1	85
3.2.2	Propuesta #2	87
CAPÍTULO 4		89
4.	Conclusiones y Recomendaciones	89
	Conclusiones	89
	Recomendaciones	92
BIBLIOGRAFÍA		94
5.	Bibliografía	94
ANEXOS		96

ABREVIATURAS

API	Instituto Americano del Petróleo
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BAPD	Barriles de agua por día
BES	Bombeo electro sumergible
GOR	Relación gas petróleo
PVT	Presión volumen temperatura
BSW	contenidos básicos de sedimentos y agua
PAD	Conjunto de pozos en la misma locación
IPR	Curva de desempeño del pozo
IP	Índice de productividad
UI	Arena napo U inferior
TI	Arena napo T inferior

SIMBOLOGÍA

°F	Grados Fahrenheit
scf	Pies cúbicos estándar
stb	Stock Tank Barrels
bbl	Barriles
ft	Pies
J	Índice de productividad
Q	Caudal
P_r	Presión del reservorio
P_b	Presión de burbuja
P_{wf}	Presión de fondo fluyente
P_{wh}	Presión de cabeza de pozo
cp	Centipoise
psi	Libras por pulgada cuadrada
km	Kilómetros
m	Metros

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Metodología del trabajo	18
Figura 1.2 Ubicación geográfica campo Sacha	20
Figura 1.3 Arenas Productoras.....	23
Figura 1.4 Separadores.....	28
Figura 1.5 Wash tank	29
Figura 1.6 Tanque de reposo	30
Figura 1.7 Tanque de oleoducto.....	30
Figura 1.8 Bomba booster	31
Figura 1.9 Tanque Bota.....	32
Figura 1.10 Sistema de bombeo hidráulico	33
Figura 1.11 Sistema de fluido motriz cerrado	34
Figura 1.12 Sistema de fluido motriz abierto	35
Figura 1.13 Equipos de bombeo hidráulico	35
Figura 1.14 Equipos de superficie, Bombeo Hidráulico	36
Figura 1.15 Equipos de bombeo electro sumergible.....	37
Figura 1.16 Cable equipo BES	39
Figura 1.17 Sensor de fondo equipo BES	39
Figura 1.18 Motor equipo BES	40
Figura 1.19 Separador de gas estático.....	41
Figura 1.20 Curva de comportamiento de la bomba	43
Figura 1.21 Curva de comportamiento de la bomba a diferentes frecuencias	44
Figura 1.22 Perfil de caída de presión dentro del sistema de producción	47
Figura 1.23 Componentes del Sistema de Producción.....	50
Figura 2.1 Pozos candidatos	56
Figura 2.2 Análisis nodal actual SCHAT-150.....	60
Figura 2.3 Análisis nodal actual SCHAT-169.....	61
Figura 2.4 Análisis nodal actual SCHAT-229.....	62
Figura 2.5 Análisis nodal actual SCH-59	63
Figura 2.6 Análisis nodal actual SCHAP-480	64
Figura 2.7 Análisis nodal SCHAP-481	65

Figura 2.8 Análisis nodal actual SCHAP-482 66

Figura 2.9 Analisis nodal actual SCHAP- 483 67

Figura 2.10 Análisis nodal actual SCHAP- 484 68

Figura 2.11 Análisis nodal actual SCHAP-485 69

Figura 2.12 Análisis nodal actual SCHAP-486 70

Figura 2.13 Análisis nodal actual SCHAP-487 71

Figura 2.14 Análisis nodal actual SCHAP-488 72

Figura 2.15 Red escenario 1 76

Figura 2.16 Red escenario 2 77

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Datos PVT Campo Sacha.....	25
Tabla 1.2 Reservas de petróleo del área Sacha (noviembre de 2012)	27
Tabla 1.3 Diámetro de bomba de acuerdo con el número de serie	45
Tabla 2.1 Pozos de los Pads de interés	57
Tabla 2.2 Distribución de pozos	57
Tabla 2.3 Datos petrofísicos Pad 150 y pozo SCH-059.....	58
Tabla 2.4 Datos petrofísicos Pad 480.....	59
Tabla 2.5 Pruebas de producción workover #2 SCHT-150.....	60
Tabla 2.6 Prueba de producción workover #3	61
Tabla 2.7 Prueba de producción SCHT-229.....	62
Tabla 2.8 Prueba de producción SCH-059.....	63
Tabla 2.9 Prueba de producción SCHAP-480	64
Tabla 2.10 Prueba de producción workover #1	65
Tabla 2.11 Prueba de producción SCHAP-483	67
Tabla 2.12 Prueba de producción SCHAP-485	69
Tabla 2.13 Prueba de producción SCHAP-486	70
Tabla 2.14 Prueba de producción SCHAP-487	71
Tabla 2.15 Producción actual Pad 480.....	73
Tabla 2.16 Producción actual Pad 150 y pozo SCH-059.....	73
Tabla 2.17 Datos Pad 480 (sistema propuesto 1).....	75
Tabla 2.18 Datos Pad 150 y pozo 59 (sistema propuesto 1)	75
Tabla 2.19 Datos Pad 150 y pozo 59 (sistema propuesto 2)	77
Tabla 3.1 Producción Pad 150 y pozo SCH-059 propuesta 1.....	79
Tabla 3.2 Producción Pad 480 propuesta 1.....	80
Tabla 3.3 Comparación de producción propuesta 1	81
Tabla 3.4 Producción Pad 480 propuesta 2.....	82
Tabla 3.5 Producción Pad 150 y pozo SCH-059 propuesta 2.....	83
Tabla 3.6 Comparación de producción propuesta 2	84
Tabla 3.7 Costos de proyecto propuesta 1	85
Tabla 3.8 Consumo anual propuesta 1.....	86

Tabla 3.9 Proyección económica a 5 años propuesta 1	86
Tabla 3.10 VAN y TIR propuesta 1	86
Tabla 3.11 Costos de proyecto propuesta 2	87
Tabla 3.12 Consumo anual propuesta 2.....	87
Tabla 3.13 Proyección económica a 5 años propuesta 2	88
Tabla 3.14 VAN y TIR propuesta 2.....	88

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Preámbulo

Dentro de la industria petrolera la cantidad de crudo que puede ser extraído, procesado y comercializado es lo primordial del día a día, ya que este es una de las principales fuentes de ingresos a nivel económico del país. El petróleo es acumulado dentro del yacimiento siendo este una trampa estructural donde la roca cuenta con ciertas características como porosidad y permeabilidad que favorecen la acumulación de sedimentos fósiles, para extraer los fluidos sean estos gas, petróleo o agua dependiendo del tipo de reservorio que varía según la presión y temperatura, se lo realiza de acuerdo a la energía proporcionada por el yacimiento al momento de existir un diferencial de presión y el medio para llegar a superficie, luego de ser perforado y acondicionado.

A medida que pasa el tiempo los yacimientos se van depletando convirtiéndose en campos maduros, por lo cual se ve la necesidad de implementar sistemas de levantamiento artificial que permitan al yacimiento llevar a superficie los fluidos. La selección del correcto sistema depende de muchos factores como: el reservorio, la completación, facilidades de superficie, características del fluido, entre otras, que permitan que la producción del crudo sea optimizada en la mayoría de los casos, debido que se consideran las caídas de presión en cada uno de los componentes del sistema, observando de tal manera el comportamiento de los pozos sujetos a cambios a medida que su productividad decrece.

Cuando la producción de los pozos decrece se tienen en cuenta posibles daños de la formación, pescas, conificación, arenamiento, problemas con los componentes del sistema de levantamiento artificial, e incluso la distancia existente entre el pozo y la estación, lo cual debe vencer el fluido para poder llegar a ser tratado, entre otros elementos que afectan la caída de presión, por lo que se realiza el respectivo análisis nodal, que permita establecer las caídas de presión en cada nodo con lo que se pueda realizar los cambios pertinentes para aumentar la producción.

La implementación que se puedan dar dentro del sistema de producción debe de ser económicamente rentable y factible, por lo que se toman en cuenta todas las modificaciones posibles dentro de las facilidades de superficie conservando el sistema de levantamiento artificial, siendo este la última opción de modificación del pozo.

Para determinar que la modificación del sistema de producción es eficiente se realiza el respectivo análisis tanto técnico como económico y el estudio de los pozos candidatos que podrán hacer uso de la implementación, garantizando la optimización de la producción en el campo pertinente.

Tomando en cuenta todos los parámetros que afectan la producción de un campo se presenta este proyecto con el objetivo de incrementar la producción en el campo Sacha haciendo uso del tanque bota, siendo este el lugar de alojamiento del fluido, el cual permitirá aprovechar todo el ganancial que nos queda al pasar de una contrapresión en la línea de superficie a una contrapresión en un tanque bota ubicado a una distancia cercana, con lo cual se obtendrá que un pozo alivie la presión de cabeza y por ende la presión de entrada de la bomba disminuye, permitiendo que aumente el draw-down y así la producción de fluido, aplicando este método tendrá una presión de cabeza menor a la actual en ciertos casos y en otros se observará un incremento el cual será debidamente justificado, esa diferencia de contrapresión entre un método y otro es el que nos permitirá optimizar la producción de los pozos candidatos a la modificación, para luego ser trasladado a la estación y ser procesado, manteniendo el sistema de levantamiento artificial y teniendo en cuenta el estado actual de los pozos y sus reservas.

1.2 Planteamiento del problema

1.2.1 Descripción del problema

Sacha, ubicado en el Oriente ecuatoriano, cuenta con pozos petroleros que utilizan levantamiento artificial, los sistemas predominantes es el bombeo electro sumergible y el bombeo hidráulico. Estos sistemas fueron diseñados para que el fluido producido llegue a la estación, la cual se encuentra a una distancia considerable.

El fluido debe vencer la caída de presión que se origina en los perforados, en la tubería de producción (tubing), en las restricciones, en las líneas de flujo superficial, entre otras; y así los fluidos producidos de cada pozo lleguen al sistema de tratamiento que se encuentra en la estación. Para lograr este objetivo se tiene que considerar todo el sistema de producción y analizar cada componente.

Los fluidos provenientes de los pozos de Sacha, atraviesan grandes distancias para llegar a la estación donde son tratados, esta variable es un componente que integra el sistema de producción, incrementando las pérdidas de presión a medida que esta aumenta.

Este tipo de alteraciones provocan un aumento de presión en la cabeza del pozo, dicho aumento conlleva una afectación directa a la presión de fondo fluyente, incrementándola, disminuyendo así el diferencial de presión en el área de drenaje, siendo la producción de hidrocarburos menor a la óptima.

1.2.2 Justificación

La industria hidrocarburífera en el país es la base de la economía, por tal motivo es indispensable el correcto funcionamiento de las variables que intervienen en un sistema integrado de producción con el fin de obtener mejores resultados.

El enfoque del presente trabajo es optimizar la producción de petróleo en uno de los campos maduros más importantes del oriente ecuatoriano, erradicando las

distancias excesivas que conlleven a pérdidas de producción por contrapresión, donde el fluido proveniente de los pozos debe fluir para llegar a la estación.

1.2.3 Propuesta

Se pretende implementar un tanque bota en la cercanía de los pozos con el objetivo de disminuir la caída de presión en la línea de flujo superficial, al alterar esta variable, el draw-down va a aumentar incrementando la producción de hidrocarburo, la cual se puede cuantificar mediante el uso de análisis nodal.

Los pozos candidatos a la implementación del tanque bota junto con el criterio de cercanía entre ellos permitirá establecer una isla de pozos donde no solo se aumente la producción de fluido al acortar distancia, sino que también se optimice recursos, llegando al mismo punto de tratamiento.

Una variable importante es la productividad de los pozos, ya que el tanque bota cuenta con capacidad limitada, por lo que se plantea establecer las facilidades correspondientes para que el fluido producido sea trasladado a la estación de producción.

Para realizar dicha implementación se necesita disponibilidad de espacio geográfico dentro del Pad donde se encuentre el pozo, por lo que es crucial que el pozo elegido cuente con la capacidad suficiente en la superficie para instalar el sistema de tanque bota, ya que esto conlleva a todo un sistema de facilidades para su procesamiento.

1.3 Hipótesis

El uso del tanque bota para la optimización de la producción del campo Sacha disminuirá las pérdidas de presión en superficie las cuales son provocadas por diferentes factores, lo que hará que aumente el diferencial de presión y con esto la producción de los pozos, los que son seleccionados bajo el criterio de localidad de los pozos, disponibilidad de recursos e implementación de las facilidades de

superficies, manteniendo el mismo sistema de levantamiento artificial y garantizando que este sea rentable mediante un análisis técnico - económico.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Optimizar la producción del campo Sacha mediante la implementación del tanque bota, considerando el tipo de levantamiento artificial y la distancia existente entre pozos.

1.4.2 Objetivos específicos

- Modelar los pozos de acuerdo con las características que actualmente presentan, para simular alternativas correspondientes a la propuesta establecida.
- Realizar un análisis nodal mediante el cual se observe el comportamiento de las presiones y el caudal producido con la implementación del tanque bota.
- Disminuir las pérdidas de presión en superficie de tal forma que aumente el draw-down y por ende aumente el caudal de producción.
- Determinar las facilidades de superficie por las que se trasladará el fluido con la implementación del tanque bota.

1.5 Metodología

El presente proyecto titulado “Optimización de la producción haciendo uso del tanque bota en el campo Sacha” se basará en el método analítico sintético, el cual permitirá establecer la eficiencia de la implementación y el incremento de producción de los pozos seleccionados de ser el caso.

Es analítico ya que se considera el estudio exhaustivo de las partes de un todo, es un proceso cognoscitivo y una forma de descomponer un sistema para considerar el desempeño, causa, efecto y la naturaleza de los componentes sujetos a estudio, mediante el cual se puede explicar, realizar analogías y establecer nuevas teorías que ayuden a comprender la esencia del todo.

Es sintético debido que es un proceso el cual consiste en integrar los componentes sujetos a estudio para realizar un análisis en su totalidad, determinando su eficacia, factibilidad y determinación de las ventajas y desventajas del mecanismo y naturaleza del sistema.

Siendo el método analítico sintético el estudio de los componentes por partes para luego integrarlos en un solo sistema teniendo un análisis concreto de sus variables.

El desarrollo de este análisis empieza con la recolección de datos de todos los pozos que son operados por Sacha Central y la zona Norte 1, lo cual detallará el comportamiento e intervención de cada uno, teniendo en cuenta la producción de fluido junto con el sistema de levantamiento artificial y la disponibilidad de espacio que se tenga en cada Pad.

Luego se realiza el estudio o la verificación del estado de las facilidades de superficie actuales del campo observando si presenta algún daño o avería para poder realizar la implementación, se clasifica de acuerdo con el sistema de levantamiento artificial ya que se analizan diferentes modificaciones tanto en el sistema como en las facilidades y así mismo se establece los pozos que son cercanos entre sí para optimizar recursos.

Una vez obtenida la información pertinente del campo se realiza el análisis de los componentes y del sistema integrado determinando los factores que afectan la producción y como se contrarresta con el uso del tanque bota, estableciendo la factibilidad de modificación en cuanto a las facilidades de superficie basándose en los costos que la operación del mismo tendría, y determinando mediante un estudio económico su rentabilidad, considerando las variables que se puede presentar a través del tiempo. Este análisis tanto técnico como económico permitirá determinar los pozos candidatos a la implementación del tanque bota.

Dentro del proceso se debe tener en cuenta que el objetivo principal es el aumento de producción siendo este factible y rentable, lo que determinará mediante el respectivo estudio.

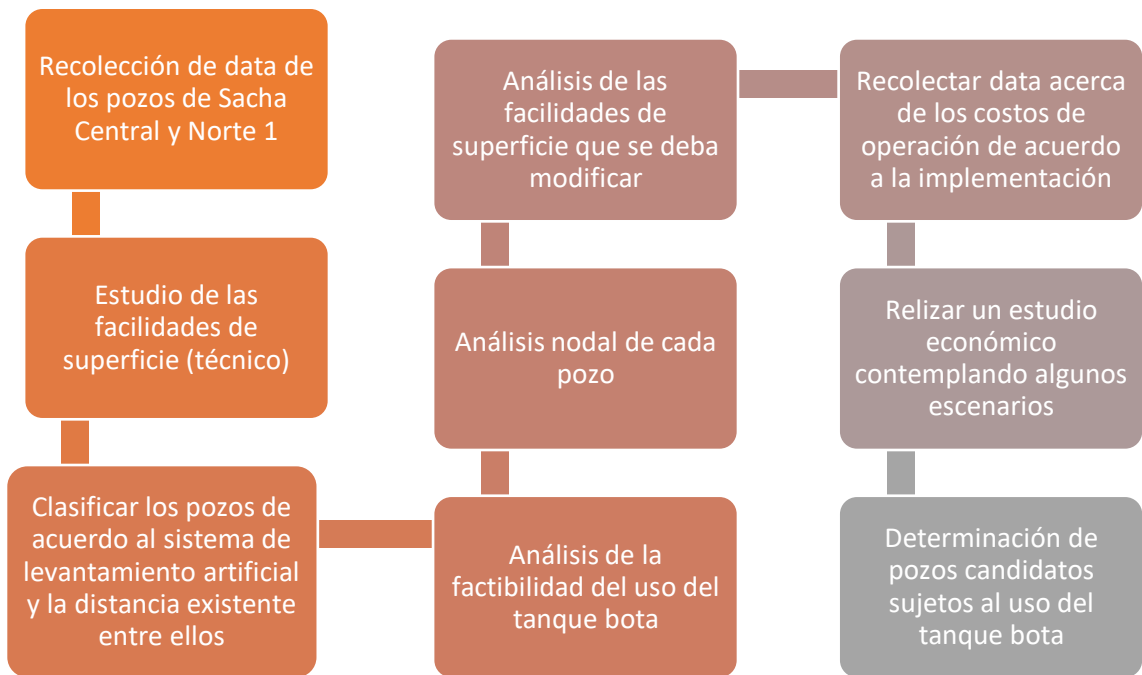


Figura 1.1 Metodología del trabajo

Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

1.6 Marco teórico

1.6.1 Antecedente

El campo Sacha fue considerado como un gran potencial petrolero, por lo que tanto empresas privadas como estatales hicieron investigaciones de exploración para posterior desarrollo de darse la oportunidad. En el año 1984 CEPE desarrolló exploración de alto riesgo en lo más profundo de la cuenca oriente alrededor del Precretácico, basados en las dos primicias que tenían hasta ese entonces siendo la formación Santiago considerada como potencial roca madre y un anticlinal como trampa, al final de la investigación se encontraron sedimentos de la formación Pumbuiza del Paleozoico, teniendo un pozo seco. (Patrice Baby, 2004)

El pozo Sacha 1 fue perforado en 1969 el 21 de enero por el consorcio Texaco-Gulf con una producción de 1328 bpd de 30° API y una profundidad de 10160' procedente del yacimiento Hollin, el campo Sacha fue puesto en producción en el año de 1972 con 29269 bpd alcanzando su máxima producción dentro de su vida como tal de 117591 bpd, este pozo estuvo en producción hasta 1998 teniendo una aportación durante su vida útil de 7'327.000 barriles. (Bautista, 2017)

Actualmente el campo Sacha es operado por Petroamazonas luego de que la empresa Rio Napo entrara en proceso de disolución y liquidación, considerado "joyas de la corona" debido a sus grandes reservas y un nivel alto de producción. (Bautista, 2017)

1.6.2 Ubicación geográfica

El campo Sacha está ubicado en la provincia de Orellana en el cantón Joya de los Sachas al norte de la región amazónica, considerado como uno de los campos con mayor producción, sus coordenadas de localización son: 00°11'00" y 00°24'30" latitud sur y 76°49'40" a 76°54'16" longitud oeste a 50 km al sur de Lago Agrio. Delimitada al norte por las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista. Al sur por Culebra- Yulebra, al este por Muro Davalos Cordero, Shushufindi-

Aguarico, Limoncocha y Pacay, al oeste por Pucuna, Paraíso y Guachito.
(Marquez, 2014)

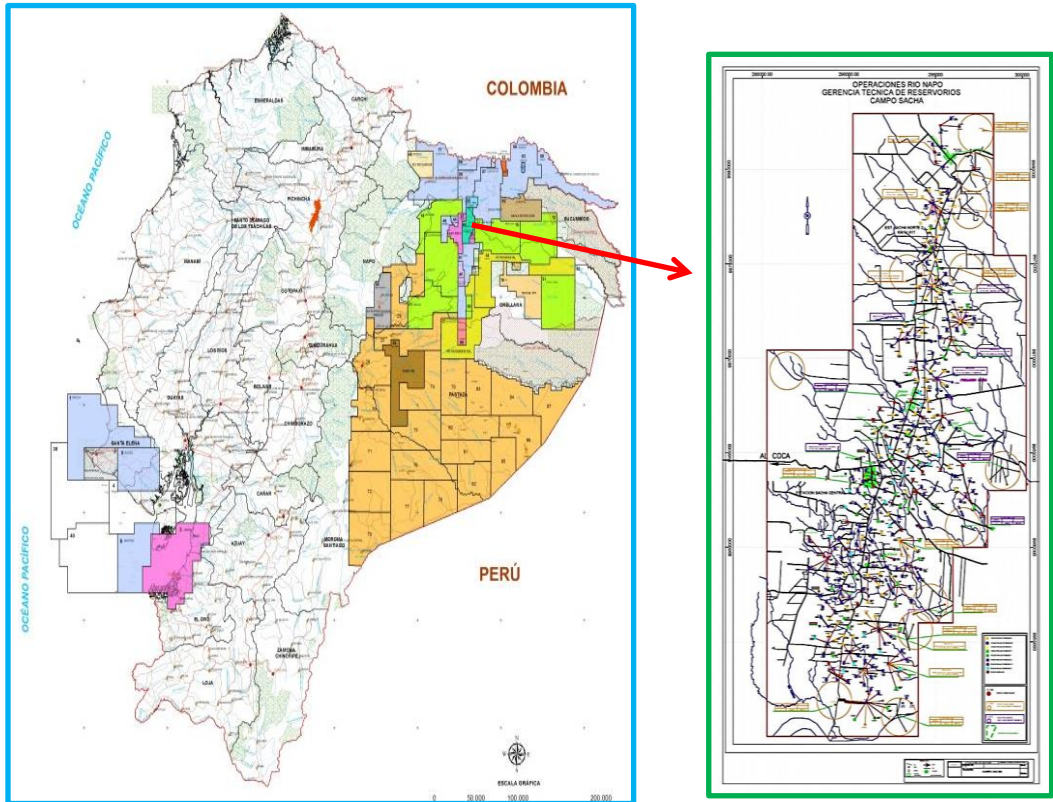


Figura 1.2 Ubicación geográfica campo Sacha

Fuente: Archivo Campo Sacha, Petroamazonas EP

Elaborado por: Petroamazonas EP

1.6.3 Estructura geológica

A medida que se fue desarrollando la cuenca sedimentaria, se observó el play central con un volumen de 15500 millones de barriles de crudo el cual variaba de liviano a mediano y de mediano a pesado de acuerdo con la ubicación, entre sus reservorios principales están: U, T y Hollín, y como reservorios secundarios está Hollin Superior y Basal Tena, dentro de esta gran reserva se encuentra el campo Sacha.

Sacha estructuralmente se formó en la primera etapa de formación tectónica entre: el Teuroniano Terminal y el Maastrichtiano, el cual se ve reflejado en el

espesor que tiene las formaciones Napo Superior y Tena, tiene un ancho de 4 km al norte y 7 km al centro y sur , con una longitud de 33 km , siendo un anticlinal de dirección NNE-SSO cortado en su flanco oeste por una falla transpresional dextral, presenta un cierre vertical máximo de 240' a la base caliza A con un área de 32167 acres.

En la edad cretácica en Sacha se desarrolló un anticlinal de posible edad jurásica que plegó los reservorios paleozoicos y triásico jurásicos de la formación Sacha en el cual hicieron un estudio de exploración teniendo el pozo con más profundidad, pero con resultados no favorables. (Patrice Baby, 2004)

1.6.4 Estratigrafía

La Cuenca Oriente fue desarrollado desde la edad Paleozoica hasta el Holoceno, compuesta por sedimentos marinos y continentales, definida mediante registros de afloramientos y perforaciones de estudios para localizar los reservorios que serían de gran volumen y productividad. Localizando la mayor producción en los depósitos del Cretácico Inferior a Medio y como el depósito del Cretácico Superior. (Patrice Baby, 2004)

1.6.4.1 Formación Tena

Esta formación tiene un espesor aproximado de 400-3200 pies y se encuentra dividida en dos arenas:

- **Tena inferior:** Su ambiente de depositación es Continental a Marina Somera, perteneciente a la edad Cretácica con comienzos en la era Mesozoica. (Bautista, 2017)
- **Tena superior:** Su ambiente de depositación es Continental, perteneciente a la edad del Paleoceno el cual constituye la base de la era Cenozoica. (Bautista, 2017)

1.6.4.2 Formación Napo

La formación Napo comprende entre 500 a 2500 pies de lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas, fuertes reflectores de calizas pertenece al intervalo del Cretácico Medio al Superior iniciando la era Mesozoica, dividiéndose en cuatro arenas de secuencias marinas de aguas poco profundas:

- **Napo superior:** Cuenta con un espesor promedio de 320m que comprende las calizas “M-1” de la zona sub-andina, lutitas y areniscas. (Marquinez, 2014)
- **Napo medio:** Esta constituida por las calizas “A” y las “M-2” estas tienen una gran extensión geográfica que va hacia el Este a lutitas y margas laminadas similares a las de la formación Napo Superior, teniendo un espesor aproximado de 75 a 90m. (Marquinez, 2014)
- **Napo inferior:** Se encuentra sobre la formación Napo Basal con un espesor aproximado de 60m, compuesta por las calizas “B”, las lutitas “U” y las areniscas. (Marquinez, 2014)
- **Napo basal:** Tiene un espesor de 60m, incluye la arenisca basal, areniscas “T” y lutitas negras las cuales en la parte superior están constituidas por una secuencia o estrato creciente de margas y calizas. (Marquinez, 2014)

1.6.4.3 Formación Hollín

Las areniscas gruesas ubicadas en la parte inferior son Continentales a diferencia de las areniscas finas que están en la parte superior que pertenecen a un ambiente Marino Litoral. Esta formación corresponde a un ambiente deposicional Marino Transgresivo siendo la base de la Edad del Cretácico dentro de la Era del Mesozoico. Cuenta con un espesor de 80 a 100 pies. (Bautista, 2017)

1.6.5 Características de las arenas productoras

El campo Sacha posee reservorios de gran volumen de acuerdo con el desarrollo de la Cuenca Oriente, por lo que se realizará una breve descripción de los principales reservorios que aportan a la producción de crudo y por ende a la economía del país:

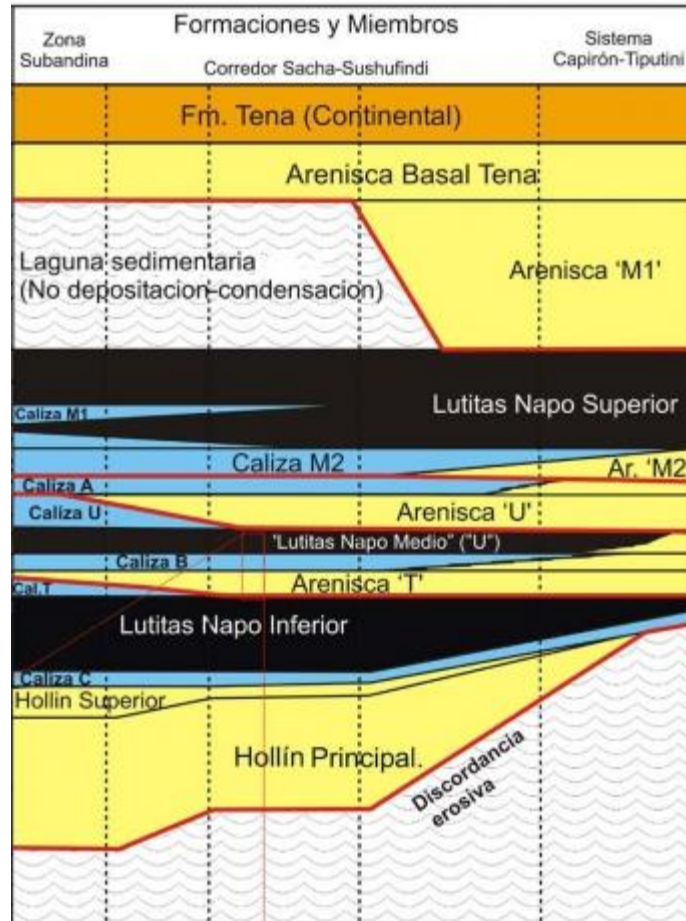


Figura 1.3 Arenas Productoras

Fuente: Archivo Campo Sacha, Petroamazonas EP

Elaborado por: Petroamazonas EP

1.6.5.1 Hollín superior

Posee estratificaciones de lutita y caliza, está compuesta por arenisca cuarzosa glauconita parda oscura, clorita, calcárea, de grano fino a medio el cual le da una porosidad de 14%, 27° API el hidrocarburo y con un 35% en saturación de agua, variando el contenido de azufre de 0,40 a 1,10% de los crudos y un espesor saturado de 25 ft, esta arena procede de sedimentos depositados como marinos

marginales, anóxicas teniendo un gran aporte de materia orgánica. (Patrice Baby, 2004)

1.6.5.2 Hollín Inferior

Cuenta con un espesor saturado de hidrocarburo de 50 ft, con una porosidad del 15%, 29° API y una saturación de agua de 20% a 40%. Es una arenisca cuarzosa de matriz y cemento silíceo con incrustaciones de carbón, ámbar y caolín, con un ambiente deposicional de tipo fluvial. (Patrice Baby, 2004)

1.6.5.3 Napo "U"

Está formada por areniscas cuarzosas, calcáreas, lutitas y calizas marinas, tiene incrustaciones de glauconita y grano medio que permite una porosidad de 14%, con gran espesor de saturación de 30 ft, saturación de agua del 20% y 27°API de hidrocarburo. (Patrice Baby, 2004)

1.6.5.4 Napo "T"

Formada por inclusiones de glauconita, cemento calcáreo, arenisca cuarzosa gris de grano fino. Cuenta con un espesor saturado por hidrocarburo de 20 ft, de porosidad de 14,5%, 27° API y saturación de agua del 28%. (Patrice Baby, 2004)

1.6.5.5 Basal Tena

Formada por arenisca blanca, cuarzosa, moderadamente consolidada, de grano medio a fino, matriz arcillosa de grano muy fino y contiene incrustaciones de arcillas marrones en superficie, pero grises en profundidad.

Tiene un espesor saturado de 10 a 15%, porosidad de 15%, 26° API y una saturación de agua de 35%. (Patrice Baby, 2004)

1.6.6 Datos PVT

Los datos PVT son aquellos valores que se obtiene de pruebas que se realizan para determinar las propiedades características de los fluidos del yacimiento a diferentes temperaturas, presiones y volúmenes.

Estos datos son de gran relevancia debido que a través de ellos puedo determinar la producción del yacimiento, cuantificar los fluidos y tener un valor estimado de la recuperación de fluidos a lo largo de la vida del yacimiento a medida que se va depletando.

A continuación, se detallan algunos parámetros de las arenas más representativas:

Tabla 1.1 Datos PVT Campo Sacha

Reservorio	PARÁMETROS								
	Pb (PSI)	Pi (PSI)	T (°F)	GOR (PCS/BN)	Gravedad (API)	Bo (BY/BN)	G. GAS	Coil (1/psi) x10 ⁻⁶	μ oil (cp)
HS	550	4450	225	124	27,3	1,133	1,356	9,2	1,4
HI	78	4450	225	24	27,1	1,163	1,577	5,7	3,7
BT	807	3587	181	150	24,1	1,117	1,099	7	2,5
T	1293	4146	215	412	30,3	1,361	1,257	9,02	1,6
U	1052	4054	211	260	25,3	1,245	1,138	8,02	1,8

Fuente: Laboratorio de Yacimientos, Op. Río Napo CEM – Santiago Arias

Elaborado: Gloria Mera/ Marcos Villacis

1.6.7 Reservas

Las reservas son una medida de la capacidad total volumétrica de hidrocarburo que un yacimiento puede entregar a lo largo de su vida productiva las cuales están sujetas a factores económicos, mismas que son recuperadas utilizando cualquier sistema de levantamiento artificial y métodos de recuperación de hidrocarburos.

Según la probabilidad para recuperar las reservas debido a la incertidumbre de los datos necesarios para ser estimadas, estas se clasifican de la siguiente manera:

- Reservas probadas
- Reservas probables

- Reservas posibles

1.6.7.1 Reservas probadas

Las reservas probadas son volúmenes de hidrocarburo que son estimados con gran certeza de extracción, es decir que cuentan con una alta probabilidad de ser recuperables bajo las condiciones económicas actuales y se dividen en reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas.

1.6.7.2 Reservas probables

Estas reservas cuentan con menor grado de certeza de extracción que las reservas probadas, es decir que el porcentaje de recuperación de hidrocarburo es inferior debido a la existencia de mayor incertidumbre bajo las condiciones operacionales y económicas actuales.

1.6.7.3 Reservas posibles

Las reservas posibles presentan mayor grado de incertidumbre que las reservas probables generando riesgo en la recuperación de hidrocarburos bajo las condiciones operacionales y económicas actuales.

1.6.7.4 Reservas de petróleo del campo Sacha

Las reservas de hidrocarburo del campo Sacha representan una cantidad de volumen considerable convirtiéndose en la segunda con mayores reservas del Ecuador.

En la siguiente tabla presenta el POES y las reservas de hidrocarburos de manera detallada del campo Sacha a la fecha Noviembre del 2012

ARENA	PETRÓLEO IN SITU (Bls)	FACTOR DE RECOBRO (%)	DECLINACIÓN ANUAL (%)	RESERVAS PROBADAS (Bls)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (Bls)	RESERVAS REMANENTES (Bls)
Basal Tena	117,685,666	20,84	7,94	24,527,100	18,450,600	6,076,500
Napo U	762,615,924	39,92	13,44	304,436,277	201,542,353	102,893,924
Napo T	483,325,941	38,26	8,56	184,920,505	90,072,205	94,848,300
Hollín	2,137,516,953	32,23	11,53	691,059,231	465,097,737	225,961,494
TOTAL	3,501,144,484	-	-	1,204,943,113	775,162,895	429,780,218

Tabla 1.2 Reservas de petróleo del área Sacha (noviembre de 2012)

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos
Elaborado: Marcos Villacis/ Gloria Mera

1.6.8 Historial de producción

El historial de producción permite identificar el agotamiento, aumento de %BSW y proporciona información necesaria para dar seguimiento a los pozos, que junto al historial de reacondicionamiento permiten evaluar a aquellos que presenten tendencia al disminuir la cantidad de fluidos producidos, convirtiéndose en una herramienta significativa.

1.6.9 Facilidades de superficie

Manifold

Se lo conoce también como múltiple de producción, conformado por un conjunto de válvulas y componentes de tubería, donde llega el fluido bifásico provenientes de los pozos y permite direccionar el flujo hacia los separadores de producción o de prueba. (CEPET & PDVSA, 1992)



Figura 2.3 Múltiple de Producción

Fuente: Campo Sacha, Petroamazonas EP

Elaborado: Gloria Mera/ Marcos Villacis

Separadores

Son equipos cilíndricos o esféricos cuya orientación puede ser vertical u horizontal que cumplen la función fundamental de separar el gas de los líquidos (separador bifásico) que constituyen los fluidos que entran al manifold y dependiendo del requerimiento de diseño pueden separar gas, agua y petróleo (separador trifásico). Estos equipos están diseñados para trabajar con presiones altas, medias y bajas. (CEPET & PDVSA, 1992)



Figura 1.4 Separadores

Fuente: (Obando Charcopa, 2015)

Tanque de lavado

También se conoce como “wash tank”, facilita la separación por diferencia de densidades entre el agua y el petróleo, formando un colchón de agua en la parte inferior del tanque que oscila entre los 7 y 8 pies en la estación de Sacha Central.

El tanque de techo fijo cuenta con una capacidad nominal de 72,490 barriles y una altura total de 36 pies, adicionalmente tiene una bota de gas en la entrada que opera 288 barriles, se encarga de eliminar el gas que no fue eliminado del fluido en los separadores de producción. (Sánchez Carranza, 2012)



Figura 1.5 Wash tank

Fuente: (Sánchez Carranza, 2012)

Tanque de reposo

El tanque de reposo tiene la función de reducir el BSW hasta obtener un valor inferior al 1%, eliminando la cantidad de agua necesaria que permaneció después del proceso de lavado del wash tank, para ser bombeado hacia el tanque de oleoducto utilizando bombas de transferencia a diferentes alturas.

El nivel de este tanque es medido continuamente para estimar la producción real de la estación. Para el sistema power oil se utiliza fluido motriz proveniente de este tanque debido a su bajo contenido de agua. (Sánchez Carranza, 2012)



Figura 1.6 Tanque de reposo

Fuente: (Sánchez Carranza, 2012)

Tanques de oleoductos

Sirven para recolectar el crudo que proviene de todas las estaciones del campo que cumplen las especificaciones debidas para ser bombeado a Lago Agrio por las líneas de oleoducto. La capacidad nominal del tanque número 1 es de 161,105 barriles y la del tanque número 2 es de 100,000 barriles y ambos son de techo flotante.



Figura 1.7 Tanque de oleoducto

Fuente: (Sánchez Carranza, 2012)

Bombas booster

Estas bombas son aquellas que se utilizan para aumentar la presión de los fluidos a un punto determinado, son de tipo centrífuga, siendo su capacidad máxima de bombeo de 10000 BFPD



Figura 1.8 Bomba booster

Fuente: (Sánchez Aldas, 2010)

1.6.10 Tanque bota

Es un recipiente cilíndrico empleado como equipo de almacenamiento, la capacidad aproximada es de 500 bls, con una altura de 6.8 metros y diámetro de 3.8 metros. Este tanque trabaja a presión atmosférica, generalmente se lo utiliza cuando la estación se encuentra distante o cuando no cuentan con facilidades de superficie. (Coello Zambrano, 2017)

Partes del tanque bota

Escalera helicoidal: Permite acceder a la parte superior para la respectiva medición y verificación.

Escotilla de aforo: Lugar donde se introduce la cinta de aforo para medir el nivel de fluido.

Manhol inferior y superior: Sirve para inspeccionar, dar mantenimiento o para realizar reparaciones, ubicado de manera accesible para el operador.

Paso para entrada de fluido: Abertura por donde ingresa el fluido del pozo, conectada a la bota de gas y cuenta con una válvula check para controlar el flujo. La abertura se localiza en la parte inferior del tanque.

Paso para salida de fluido: Sirve para desalojar el fluido mediante vacuum o para conectarse mediante tubería. La abertura se localiza en la parte inferior del tanque.

Skid: Estructura que soporta el tanque durante la transportación

Conexión a tierra: Instalación de varilla de cobre para descargar la electricidad electrostática. (Coello Zambrano, 2017)

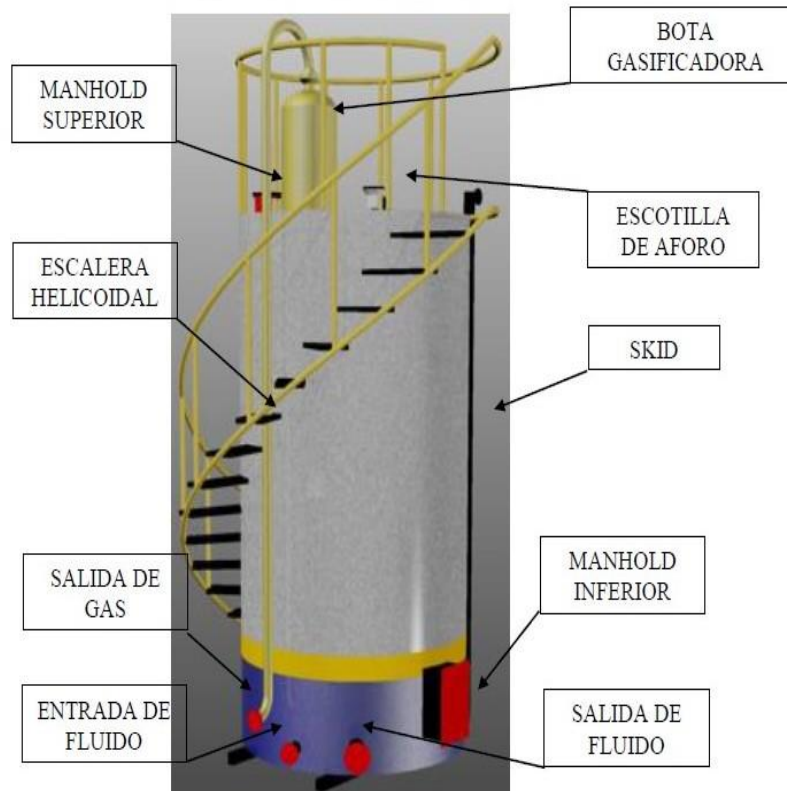


Figura 1.9 Tanque Bota
Fuente: (Coello Zambrano, 2017)

1.6.11 Sistema power oil

El sistema es básicamente la inyección de petróleo motriz a presiones elevadas por medio del tubing para levantar los fluidos provenientes del pozo y llevarlos hasta la superficie a través del espacio anular usando pistones o válvulas jet, está compuesto de bombas de desplazamiento positivo quintuplex las cuales trabajan con una presión de descarga y temperatura de 3900 psi y 120 °F respectivamente con una capacidad máxima de inyección de 9000 bbl/d y de unidades AJAX que operan a una presión de 3900 psi con una capacidad de inyección de 4500 bbl/d. Estas unidades desplazan petróleo motriz de 28 grados API con 0.2667 % de BSW. (Jiménez Carrión, 2009)

1.6.12 Bombeo Hidráulico

El sistema de bombeo hidráulico se basa en el principio de pascal. La presión en superficie se transmite por medio de una línea llena de fluido hasta el centro de control donde se distribuye la potencia a cualquier cantidad de pozos donde el fluido motriz utiliza líneas de flujo de alta presión.

1.6.12.1 Sistema de inyección

Este sistema el cual inyecta fluido motriz está conformado por 2 diferentes tipos, sistema de fluido motriz cerrado (FMC) y sistema de fluido motriz abierto.

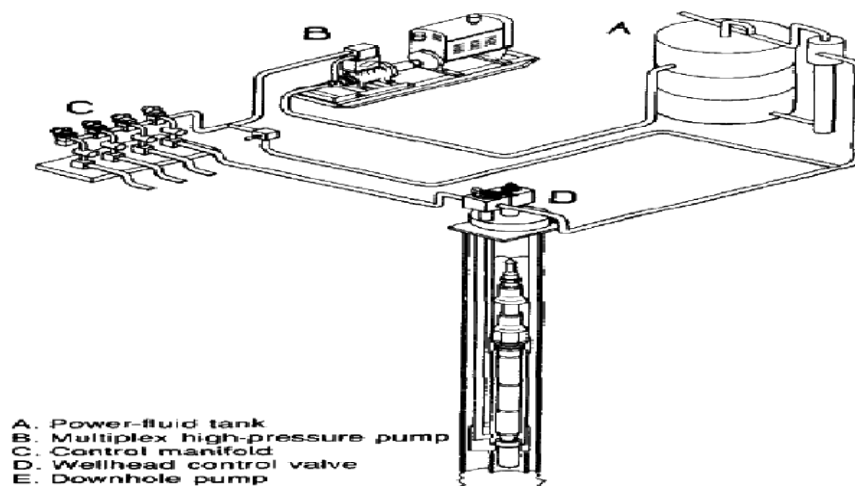


Figura 1.10 Sistema de bombeo hidráulico

Fuente: The Technology of Artificial Lift Methods (Brown, 1980)

Sistema de fluido motriz cerrado (FMC)

Este sistema no permite que el fluido producido se mezcle con el fluido motriz de inyección, el cual mediante una tubería paralela que se instala en la cámara de fondo permitirá el retorno hacia superficie fluyendo hasta el tanque del fluido motriz formando así un circuito cerrado, obteniendo una ventaja sustancial ya que permite la medición exacta de los fluidos. Usualmente se utiliza cuando el fluido motriz es agua.

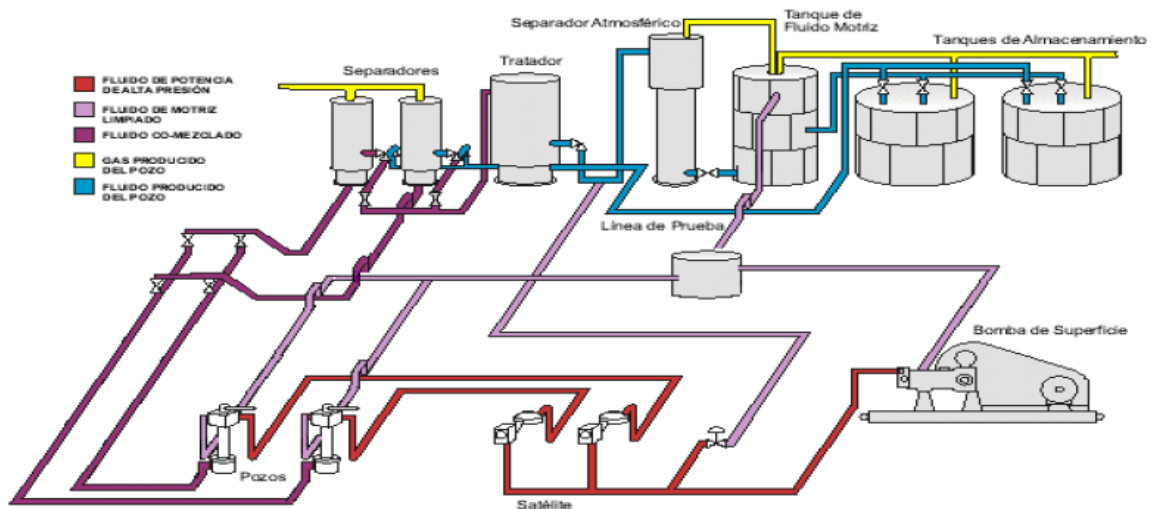


Figura 1.11 Sistema de fluido motriz cerrado

Fuente: Levantamiento artificial (Melo, 2014)

Sistema de fluido motriz abierto (FMA)

En este sistema el fluido producido y el fluido motriz se mezclan retornando por el espacio anular tubing-casing, debido a la inyección de fluido motriz limpio en pozos que contenga grandes cantidades de agua salada, se reduce este porcentaje disminuyendo así el efecto de corrosión, otra ventaja radica en pozos productores de crudo pesado ya que al inyectar crudo ligero este va a disminuir la viscosidad de estos pozos.

El agua como fluido motriz en este tipo de sistema genera una demanda elevada de químicos ya que normalmente se pierden cuando se mezclan con la producción, generalmente se utiliza petróleo como fluido motriz.

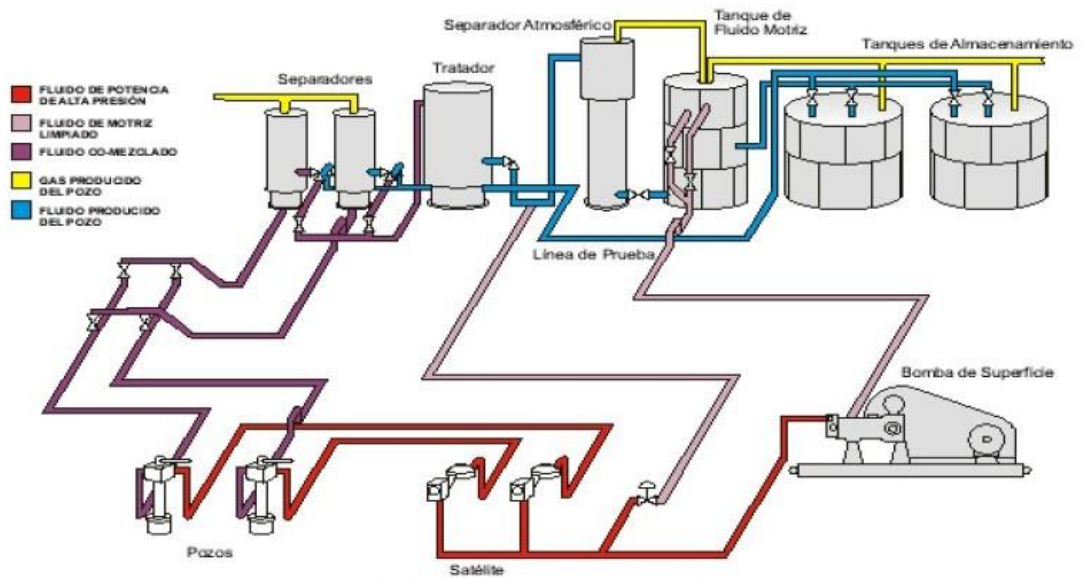
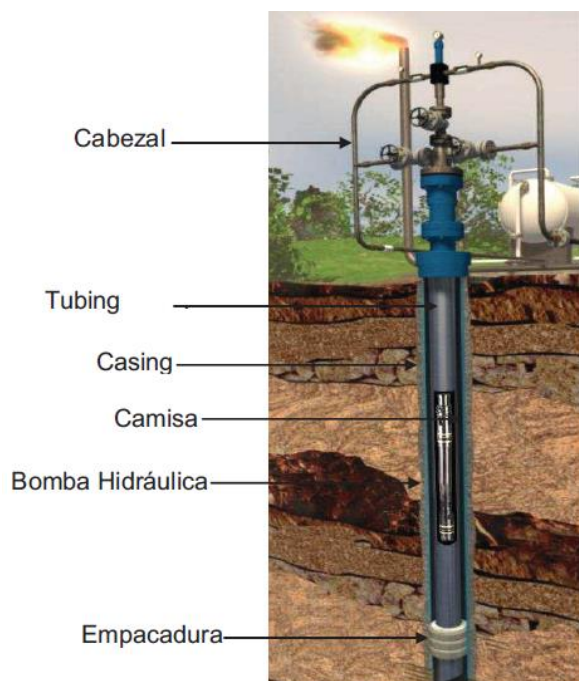


Figura 1.12 Sistema de fluido motriz abierto

Fuente: Levantamiento artificial (Melo, 2014)

1.6.12.2 Equipos del sistema hidráulico power oil



Los equipos que conforman el sistema de bombeo hidráulico son:

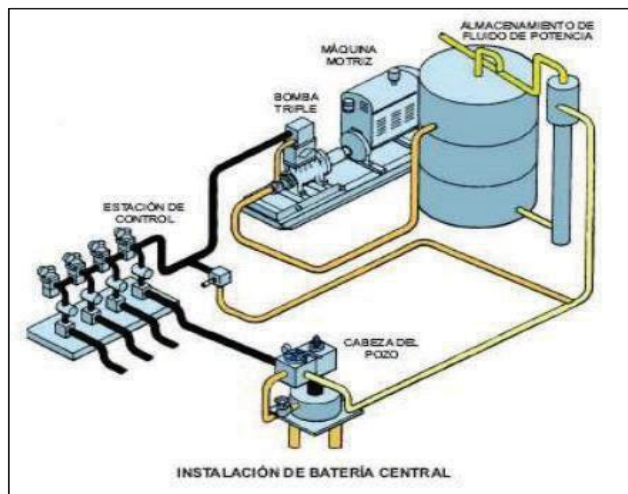
- Equipo de superficie
- Equipo de subsuelo

Figura 1.13 Equipos de bombeo hidráulico

Fuente: Manual de Bombeo Hidráulico (Solipet, 2009)

1.6.12.3 *Equipo de superficie*

Los principales componentes que conforman los equipos de superficie en el sistema de bombeo hidráulico son:



1. Tanque de petróleo motriz (tanque de surgencia)
2. Bombas de superficie
3. Central de control
4. Cabezal del pozo
5. Líneas de alta y baja presión

Figura 1.14 Equipos de superficie, Bombeo Hidráulico

Fuente: Levantamiento artificial (Melo, 2014)

1.6.13 Bombeo electro sumergible

Es un sistema que utiliza una bomba centrífuga multi-etapa, que se encuentra en el subsuelo, provee de energía suficiente para transportar los fluidos producidos a la superficie. (Rodríguez Páez & Robles Peña, 2010)

Este tipo de levantamiento artificial es capaz de producir grandes volúmenes de fluido y de manejar cierta cantidad de gas. El motor de la bomba se encuentra ubicado de tal forma que los fluidos lo rodeen con el objetivo de refrigerar, evitando daños por calentamiento. (Melo, 2014)

1.6.13.1 *Componentes del sistema de bombeo electro sumergible*

Los componentes que conforman un sistema de bombeo electro sumergible se los clasifica en dos: el equipo de fondo que se encuentra dentro del pozo y el equipo en superficie que provee energía eléctrica al motor y permite controlar su funcionamiento, y levantar los fluidos de manera eficiente.

1.6.13.2 *Equipo de Superficie*

- Transformador reductor
- Variador de frecuencia
- Transformador elevador
- Caja de venteo
- Cable de superficie

1.6.13.3 *Equipo de fondo*

- Sensor de presión y temperatura
- Motor
- Cable de potencia
- Protector
- Intake
- Bomba
- Descarga

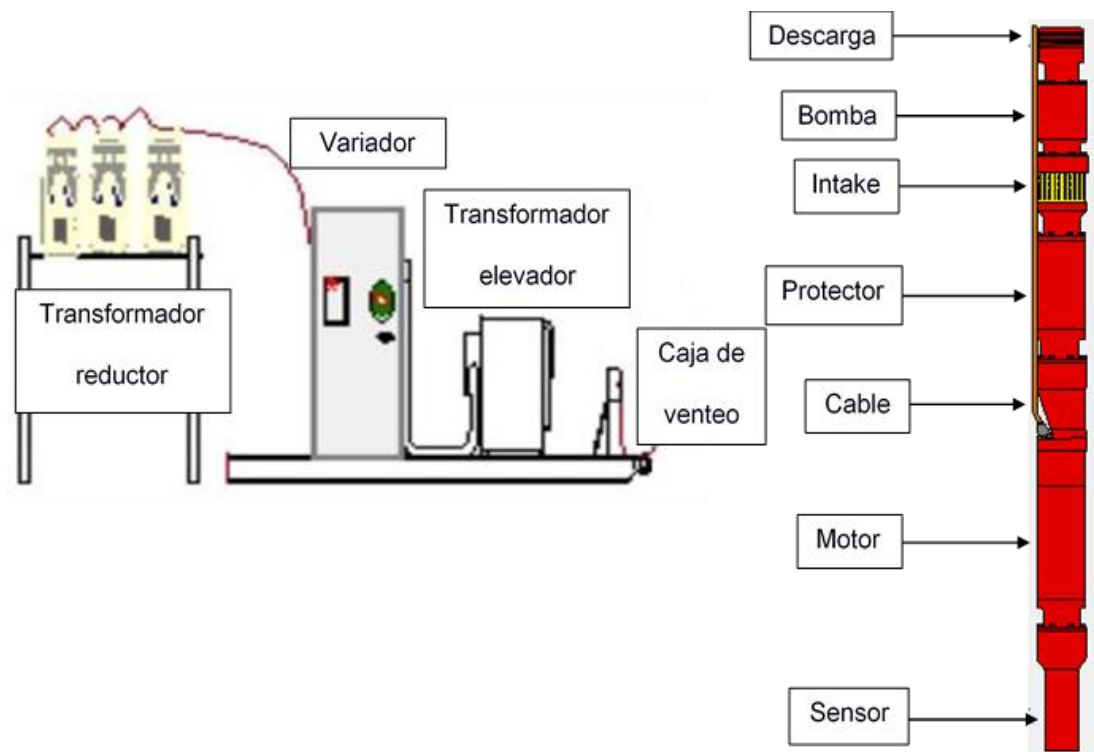


Figura 1.15 Equipos de bombeo electrosumergible

Fuente: (Edisalic Vargas , 2018)

1.6.13.4 *Función de los equipos*

El transformador reductor

Su función principal es disminuir el voltaje para que el variador funcione correctamente (en Ecuador reduce de 13.8 KV a 480 V).

Variador

Controla la velocidad de rotación del motor, la cual varía entre 30 y 90 Hz, permite programar arranques después de que el equipo se detenga por causas alternas.

Transformador elevador

El voltaje que sale del variador llega a este equipo, que aumenta el voltaje y lo envía a una caja de venteo.

Caja de venteo

Es un punto de conexión entre el equipo de superficie y el equipo de fondo, además ventea el gas a la atmósfera el cual proviene del fondo del pozo y migra a través del cable

Cables

La potencia que se transmite al motor es por medio de un cable trifásico que va junto a la tubería manteniéndose unido a ella debido a los protectores que se colocan en las uniones de la tubería y los mid-joint que van en medio de cada tubo para que el cable no sufra ninguna anomalía. Otra de sus funciones es enviar a superficie las señales del sensor de fondo que representan el comportamiento del fluido proveniente del yacimiento.



Figura 1.16 Cable equipo BES

Fuente: (Brs. Arismendi S., 2007)

Sensor de fondo

Tiene la función de registrar la presión y la temperatura fluyente del equipo al ingreso de la bomba, detectar fallas eléctricas y protege al motor del sobrecalentamiento.

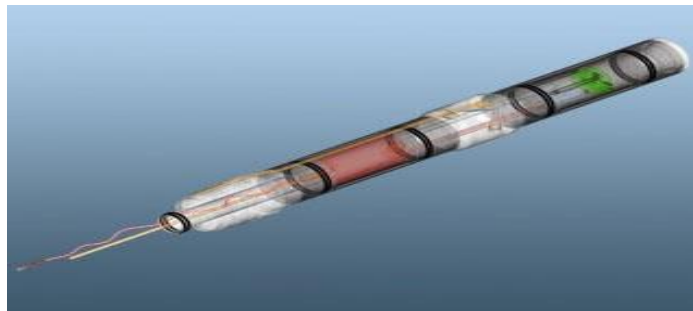


Figura 1.17 Sensor de fondo equipo BES

Fuente: (Brs. Arismendi S., 2007)

Motor

Está diseñado para aportar la potencia necesaria en cada etapa, contiene aceite dieléctrico que se encarga de lubricar y disipar el calor hacia la parte exterior, donde el fluido proveniente del yacimiento refrigera sus componentes, soportando temperaturas hasta 260° C.

Los más usados son los motores trifásicos que utilizan dos polos de inducción los cuales giran a un determinado número de revoluciones por minuto (RPM) de acuerdo con la frecuencia utilizada, por lo general la frecuencia base de giro es

de 50 Hz o de 60 Hz. Estos motores trabajan con una fuente de energía que oscila entre 230 y 5000 voltios y el amperaje entre 12 y 200 amperios.



Figura 1.18 Motor equipo BES

Fuente: (Schlumberger, REDA Production Systems Componentes del Motor)

Protector

O también llamado sello, es un dispositivo cuya función principal es proteger al motor, ya que este está lleno de aceite, lo que permite soportar la carga axial que se produce al momento del arranque, ya que todo el equipo se va hacia arriba por un breve período de tiempo y al descender bruscamente el protector recibe la carga axial generada por este movimiento, de tal forma se evita el rompimiento del eje del motor.

Brinda el espacio necesario para que el aceite del motor que se expande debido a la temperatura ingrese, además cuenta con una válvula que se abre automáticamente cuando existe un diferencial de presión, lo que evita colapso del equipo. (Brs. Arismendi S., 2007)

También aísla el motor de los fluidos provenientes del yacimiento y conecta el eje del motor con el de la bomba.

Intake

Es la entrada por donde el fluido ingresa hacia el interior de la bomba centrífuga.

Separador de gas

Este componente permite direccionar el gas libre que ingresa con el crudo al espacio anular, con el objeto de mantener mayor producción de líquido con respecto al gas, mejorando la eficiencia de la bomba y evitando bloqueos del sistema por alta presencia de este, por lo que este dispositivo es de vital importancia en los pozos donde existe alta cantidad de GOR.



Figura 1.19 Separador de gas estático

Fuente: (Schlumberger, Separador de Gas Estático)

Manejador de gas (AGH)

La función principal del manejador de gas es minimizar el tamaño de las burbujas de gas presentes en el fluido y entregar a la bomba una mezcla homogénea que contenga gas, el cual es manejable por la bomba mejorando la eficiencia del sistema de levantamiento.

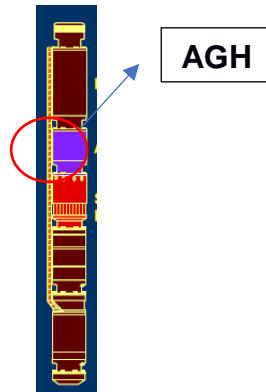


Figura 1.19 Manejador de gas (AGH)

Fuente: (Schlumberger, Separador de Gas Estático)

Bomba centrífuga

Su función principal es transferir energía mecánica al fluido mediante la rotación de una turbina (impulsor), que gira dentro de una cavidad (difusor). Se conoce como etapa de la bomba al conjunto conformado por impulsor- difusor.

Las bombas de subsuelo usadas para este sistema de levantamiento artificial están constituidas por un conjunto de etapas que se ubican una sobre otra, permitiendo bombear un caudal determinado de acuerdo con la capacidad volumétrica que puede entregar el yacimiento. El número de etapas a utilizar en un pozo depende de la carga dinámica total del sistema (TDH).

La carga dinámica total del sistema está dada por la suma de los siguientes componentes:

$$TDH = ND + Ft + Pd \quad ec.2.1$$

Cada componente se encuentra expresado en pies donde;

ND: Nivel dinámico [ft]

Ft: Fricción en el tubing [ft]

Pd: Presión de descarga = P_{wh}/G_m

P_{wh} : Presión en la cabeza de pozo [psi]

G_m : Gradiente de la mezcla de fluidos

Curvas de comportamiento de la bomba

Existen varios fabricantes de bombas electro sumergibles, sin embargo, la similitud que existe entre ellos es la forma en que están dadas las curvas de comportamiento de la bomba, ya que estas se encuentran graficadas de dos maneras:

Gráfica para 1 etapa

Gráfica para 100 etapas

Se grafican de acuerdo con dos frecuencias base, que son: 50 Hz y 60 Hz, sin embargo, la frecuencia de operación puede variar, generándose curvas de comportamiento de acuerdo con la frecuencia deseada, de igual manera estas curvas están construidas con la premisa de que el fluido a elevarse es agua puesto que la gravedad específica que estas curvas utilizan es $SG = 1$.

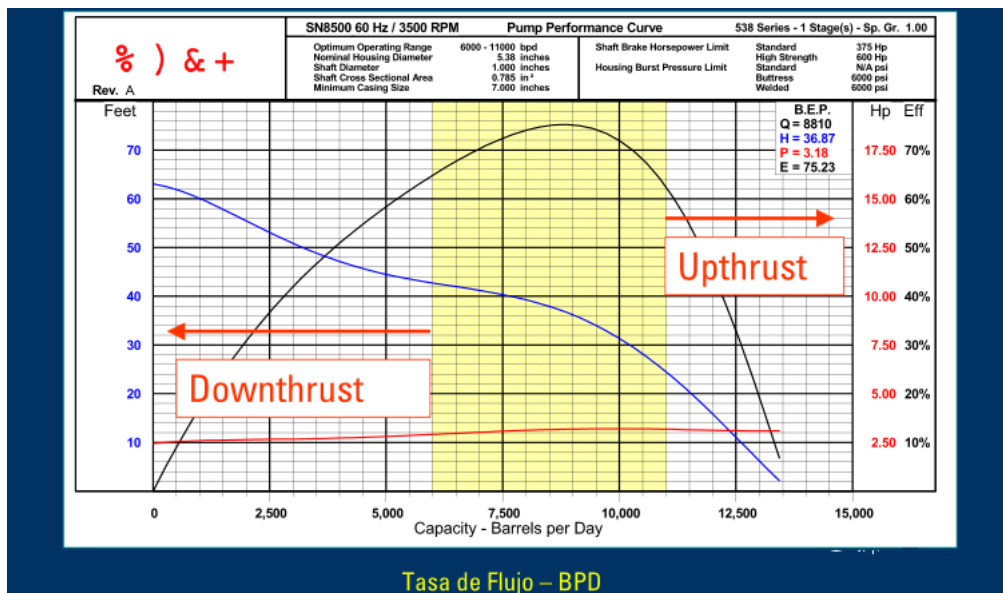


Figura 1.20 Curva de comportamiento de la bomba

Fuente: (Schlumberger, Curva de comportamiento de la bomba)

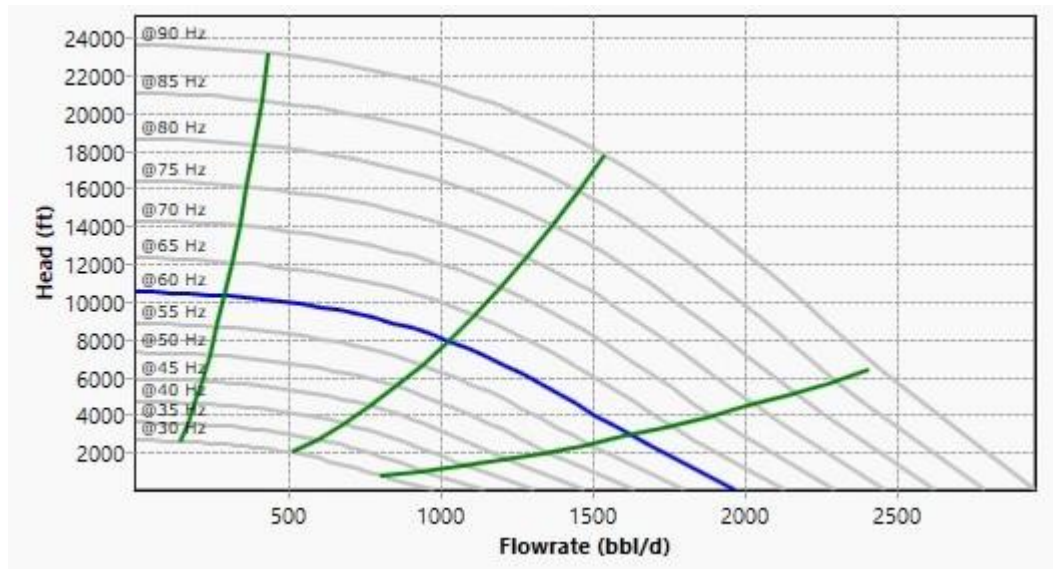


Figura 1.21 Curva de comportamiento de la bomba a diferentes frecuencias

Fuente: (Schlumberger, Curva de comportamiento de la bomba)

Estas bombas cuentan con un punto óptimo y un rango específico en el cual puede operar, en caso de que la operación se encuentre por debajo del rango o por encima de este, provocará que disminuya el tiempo de vida útil de la bomba.

Número total de etapas

Una vez obtenido la carga dinámica total del sistema (TDH); de la gráfica de la curva de comportamiento de la bomba se obtiene la cantidad de pies por etapa que levanta una bomba determinada.

El número total de etapas que se requiera para un pozo se lo obtiene dividiendo la carga dinámica total (TDH) para la cantidad de pies de fluido que puede levantar una etapa como se muestra en la ecuación 2.1.

$$\text{Total de etapas} = \frac{TDH}{\text{Levantamiento por etapa}} \quad \text{ec. 2.2}$$

Serie de la bomba

La bomba cuenta con un número de serie el cual está relacionado con su diámetro externo, y de acuerdo con los fabricantes también indica el diámetro mínimo del casing para poder instalar la bomba

Tabla 1.3 Diámetro de bomba de acuerdo con el número de serie

Tipo	Serie	Diámetro Externo	Diámetro Mínimo del revestidor
A	338	3.38"	4 1/2"
D	400	4.00"	5 1/2"
G	540	5.13"	6 5/8"
S	538	5.38"	7"
H	562	5.63"	7"
J	675	6.75"	8 5/8"
L	738	7.25"	9 5/8"
M	862	8.63"	10 3/4"
N	950	9.5"	11 3/4"
	950	10.00"	11 3/4"
P	1125	11.25"	13 3/8"

Fuente: (Schlumberger, REDA Production Systems (Nomenclatura))

1.6.13.5 ***Ventajas y desventajas del bombeo electro sumergible***

Ventajas

- Maneja grandes cantidades de fluido
- Los equipos en superficie no tienen partes móviles
- No produce derrames en la superficie
- Fácil automatización del sistema
- Aplicable en pozos direccionales y horizontales.

Desventajas

- El costo de implementación inicial del sistema es relativamente elevado
- Requiere de una fuente eléctrica estable

- Maneja una capacidad reducida de gas, bloqueando el sistema cuando se sobrepasa el límite en la cantidad de gas afectando la producción.
- Para reparar cualquier componente del equipo de subsuelo se necesita una torre de workover para retirar el equipo BES por completo.
- La vida útil se ve afectada en gran medida por la producción de arena.

1.7 Análisis nodal del sistema

Se realiza un análisis al sistema de producción con el objeto de observar el comportamiento del sistema a partir de la interacción de cada uno de sus componentes a lo largo del paso del fluido desde reservorio hasta superficie, con el cual se pueden realizar implementaciones que permitan aumentar la producción. El análisis nodal es una herramienta que permite analizar, diseñar y evaluar el sistema de producción, siendo pozos productores a flujo natural o con algún sistema de levantamiento artificial, teniendo como resultados la capacidad de producción de un pozo bajo ciertas condiciones mostrando los cambios que se pueden llevar a cabo a ciertos parámetros que afectan su comportamiento. (Beggs, 2003). La aplicación del análisis de los sistemas de producción de pozos fue analizada por Nind en 1964 y Brown en 1978.

Para hacer el correcto análisis se debe seleccionar un punto o nodo, dividiendo el sistema siendo este el fondo o superficie. Todos los componentes aguas arriba del nodo (upstream) representa la curva del inflow y la sección de salida considerando los componentes ubicados aguas abajo del nodo (downstream) representa la curva del outflow.

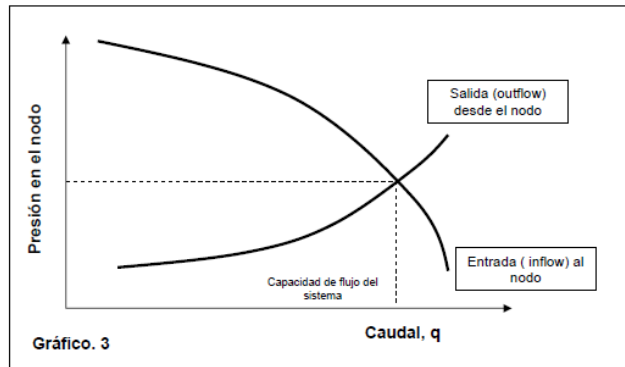


Figura 2.21 Curvas de inflow y outflow

Dentro del análisis nodal se debe tener un modelo de flujo, el cual considera el total de pérdidas de presión en el sistema, dentro de ellas se considera la fricción la cual es afectada debido a la rugosidad de la tubería, sus componentes y la viscosidad del fluido, la elevación considera la profundidad y la densidad del líquido y el factor más representativo que conlleva más pérdidas es la aceleración, en el que interfiere el área de las tuberías por donde se realiza la transferencia del fluido. (Valle, 2018).

Depende del caudal de flujo transportado a través de cada componente y de las características de los fluidos, la pérdida de energía en forma de presión a través de cada uno de los elementos del sistema.

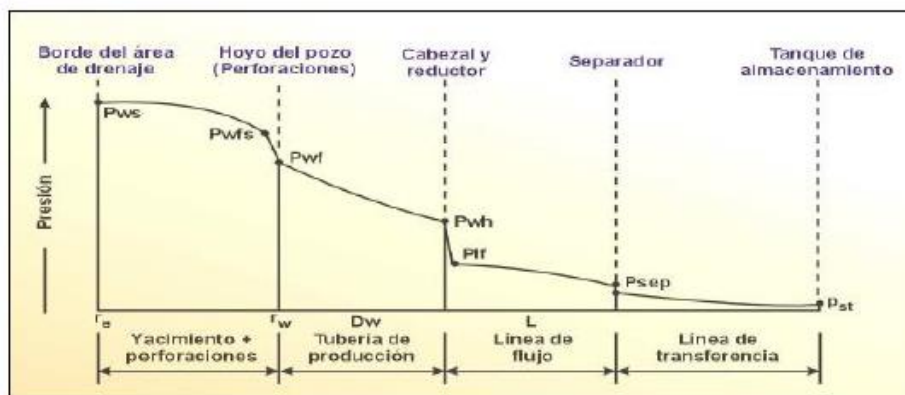


Figura 1.22 Perfil de caída de presión dentro del sistema de producción
Fuente: (Optimización de la producción mediante Analisis Nodal, 2008)

El análisis nodal tiene algunas aplicaciones como se presenta a continuación:

- Selección de diámetro de tubing
- Selección de líneas de conducción
- Análisis de problemas en restricciones
- Evaluación de estimulación de pozos
- Predecir los efectos de la depleción de reservorios

1.7.1 Componentes del sistema de producción

Los pozos son perforados y luego completados con el objetivo de producir hidrocarburo, mover el crudo desde reservorio hasta superficie, este movimiento de fluido hace que sufra pérdidas de presión a lo largo de su trayectoria requiriendo de energía para vencer estas pérdidas y llegar al punto de procesamiento. Este sistema puede ser simple o compuesto por componentes de restricción necesitando más energía para que fluya.

El sistema de producción está formado por: el yacimiento, pozo, completación de fondo, cabezal del pozo de superficie, líneas de flujo y equipo de procesamiento.

- Yacimiento: Es el medio poroso y permeable en el cual se almacenan fluidos.
- Pozo: Es un hoyo que pone en contacto el yacimiento de hidrocarburos con la superficie
- Completación: Es un programa o diseño que permite ejecutar la completación (conjunto de herramientas que permiten que el fluido fluya a través de la tubería) de un pozo perforado con éxito para ponerlo en producción.
- Cabezal de pozo: Es un sistema de válvulas, adaptadores y bridas dobles que permiten el control de presión de un pozo en producción.
- Líneas de flujo: Son aquellas líneas por donde se traslada el fluido a cierta presión y temperatura hacia las estaciones para luego ser procesado.

- Equipo de procesamiento: Es el ultimo componente donde llegan los fluidos extraídos del pozo para ser debidamente separados y procesados para su traslado y posterior comercialización.

En si son todos los componentes por los cuales pasa el fluido que es extraído del yacimiento hacia superficie para luego ser tratado cumpliendo con los requerimientos de la entidad reguladora.

Los componentes son sujetos al análisis nodal divididos en tres partes: el flujo proveniente del medio poroso donde se aloja el hidrocarburo, el flujo que pasa a través de la tubería que lleva el fluido desde el fondo hasta superficie sea de forma natural o con algún sistema de levantamiento artificial y el flujo a través de las tuberías o facilidades de superficie para ser transportados, obteniendo las caídas de presión en cada uno de ellos dependiendo del nodo asignado. Esta caída de presión es la suma de las caídas de presiones que ocurren en todos los componentes del sistema variando de acuerdo con el caudal producido.

Se pueden determinar las caídas de presión de estranguladores superficiales, de fondo, válvulas de seguridad, y otros componentes que suelen presentar problemas para llevar a cabo la producción deseada. (Maggiolo, 2008)

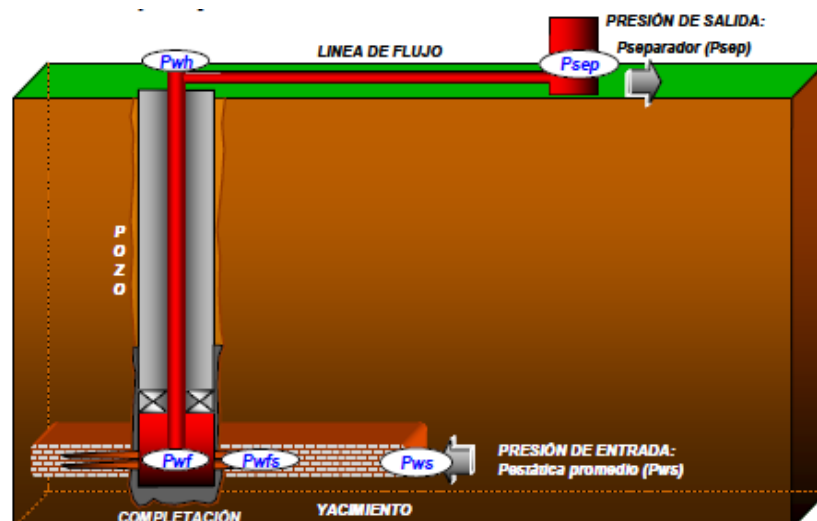


Figura 1.22 Proceso de producción de un pozo

Fuente: (Optimización de la producción mediante Analisis Nodal, 2008)

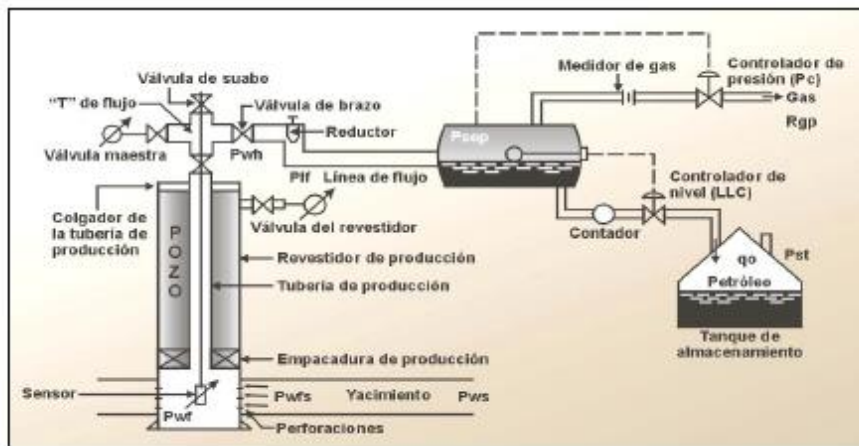


Figura 1.23 Componentes del Sistema de Producción

Fuente: (Optimización de la producción mediante Analisis Nodal, 2008)

1.7.2 Índice de productividad

Para tener un buen diseño del pozo e implementar algún sistema de levantamiento artificial se requiere el conocimiento de los caudales que puede llegar a producir el yacimiento. (Marquinez, 2014)

El índice de productividad permite estimar el comportamiento del influjo del pozo, siendo este la capacidad que tiene el pozo para aportar fluidos, su comportamiento cambia con el tiempo y la producción acumulada.

Este índice de productividad se lo obtiene mediante una prueba de producción donde se cierra el pozo hasta alcanzar la presión estática del yacimiento dejándolo producir con un caudal constante y una presión de fondo fluyente estabilizada. (Brown, 1980). Esta curva varía de acuerdo con las características del yacimiento por ende su índice de productividad.

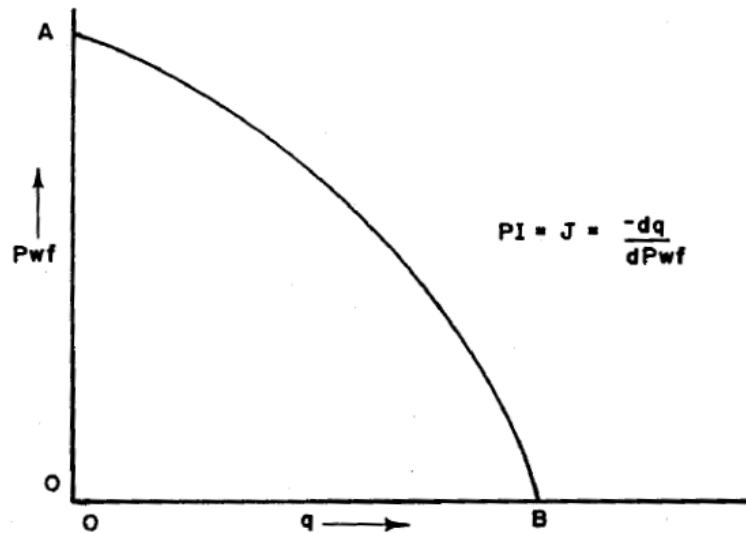


Figura 1.24 Índice de Productividad

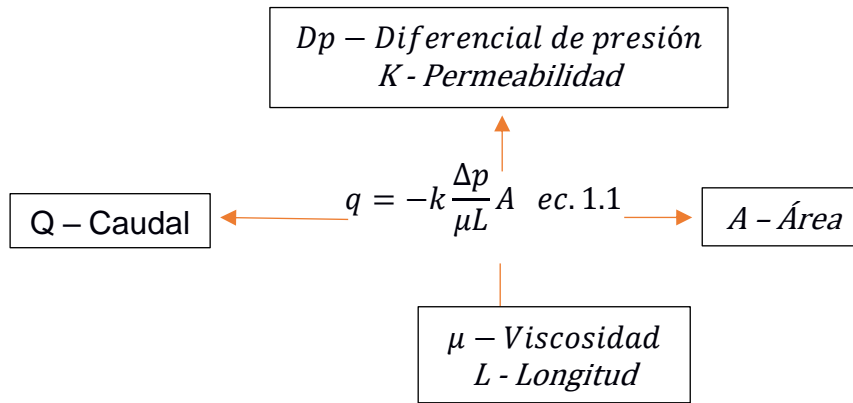
Fuente: (The Technology of Artificial Lift Methods, 1980)

Tabla 1.4 Rangos del índice de Productividad

INDICE DE PRODUCTIVIDAD		
BAJA PRODUCTIVIDAD	$J < 0,5$	bpd/lpc
PRODUCTIVIDAD MEDIA	$0,5 < J < 1,0$	bpd/lpc
ALTA PRODUCTIVIDAD	$1,0 < J < 2,0$	bpd/lpc
EXCELENTE PRODUCTIVIDAD	$J > 2,0$	bpd/lpc

1.7.3 Ecuación de Darcy

Henry Darcy en 1856 fue reconocido por el diseño de una red de distribución de agua en Francia, diseñando filtros de arena para purificar el agua, estudiando el flujo en medios porosos, ya que con ello determinaba el tipo de filtro que se necesitaba para que fluya determinado volumen de agua, deteniendo como resultado del estudio la ley de "Darcy": (Colmont)



La orden de magnitud de la permeabilidad para el flujo a través del yacimiento es el milidarcy, según Darcy esta es una característica intrínseca del reservorio y la relación entre caudal y caída de presión es lineal, sin embargo, la relación puede diferir de lo lineal. (Colmont)

1.7.4 Método de Vogel

Vogel empleó una solución en enero de 1968 para determinar la curva de comportamiento del influjo para la solución de un campo con empuje de gas donde los fluidos que se encuentran con una presión por debajo del punto de burbuja, cuya ecuación es la siguiente: (Beggs, 2003)

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{p} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \quad \text{ec. 1.2}$$

Esta curva de IPR es modelada con su caudal máximo con la mínima presión de fondo fluente, como también con la presión promedio de reservorio y su respectivo caudal.

1.7.5 Curva de inflow y outflow

La curva de inflow o también llamada curva de oferta representa la energía o presiones fluyentes y los caudales producidos, que el yacimiento puede aportar al pozo en si la capacidad de este, esta grafica permite observar la declinación de la presión del yacimiento a través del tiempo debido al incremento de agua en la formación, la disminución de la permeabilidad con la presencia de diferentes

causas de daños y a medida que se liberan las fracciones livianas aumenta la viscosidad. (Marquinez, 2014)

La curva de outflow o demanda es la presión requerida por la instalación para permitir la salida de los fluidos en función del caudal para posterior procesamiento. (Beggs, 2003). Esta curva se ve influenciada por dos fenómenos que ocurren en el pozo: el efecto de resbalamiento del líquido (hold-up) en el tubing y el efecto de fricción que ocurre entre el líquido y el componente mecánico, generalmente se determinan mediante correlaciones de flujo. (Marquinez, 2014)

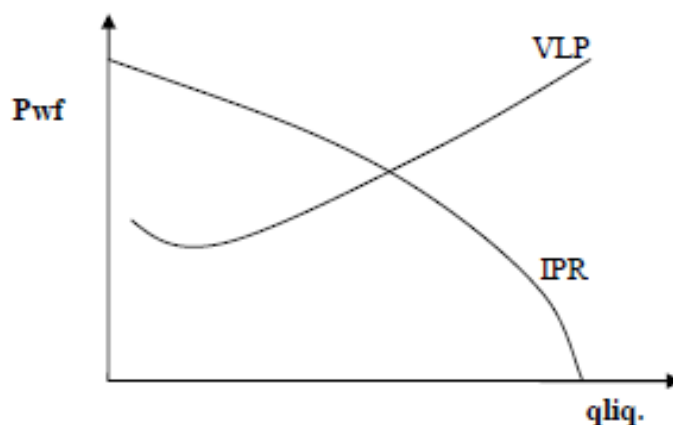


Figura 1.25 Curvas Inflow – Outflow

Fuente: (Optimización de la producción mediante Analisis Nodal, 2008)

Una vez obtenidas ambas curvas se procede a realizar el análisis descriptivo de las mismas, observando el caudal y presión óptimo de producción y evaluando el funcionamiento de los componentes del sistema.

1.7.6 Procedimiento para el análisis

La pérdida de presión a través de cada componente depende del caudal transportado y las características de los fluidos que son producidos, de tal forma que la capacidad de producción del sistema responda al balance entre el potencial aporte del yacimiento y la demanda de energía de la configuración para llevar los fluidos a superficie.

Para realizar el respectivo análisis nodal de cada uno de los pozos que aportan a la estación central se debe establecer que la suma de pérdidas de energía llevados a pérdidas de presión de cada elemento debe ser igual a la pérdida total del sistema, siendo esta la diferencia de presión entre la presión del yacimiento y la establecida en el separador que vendría a ser la presión final.

Normalmente el balance de energía se lo lleva a cabo en el fondo del pozo, pero con las herramientas disponibles se puede establecer el balance en cualquier punto o nodo del sistema de producción.

En este análisis se asumen tasas de flujo para determinar la presión con la que el yacimiento entrega el fluido en el nodo establecido y la presión de salida que permite entregar el caudal al separador la cual es establecida por el componente.

$$P_{WS} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta PI$$

$$\Delta P_y = P_{WS} - P_{wfs} \text{ Caida de presión en el yacimiento}$$

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} \text{ Caida de presión en la completación}$$

$$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh} \text{ Caida de presión en el pozo (FMT vertical)}$$

$$\Delta PI = P_{wh} - P_{sep} \text{ Caida de presión en la linea de flujo (FMT horizontal)}$$

Para el respectivo procedimiento se debe considerar las características del yacimiento ya que el método para calcular las curvas de oferta y demanda pueden variar, con ello se quiere garantizar la operación óptima del sistema, el desempeño de cada uno de los componentes y la capacidad del yacimiento para aportar fluidos. (Maggiolo, 2008)

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

2.1 Recolección de data de los pozos de Sacha

Para proceder con el análisis cualitativo y cuantitativo de los pozos pertenecientes al campo Sacha, se realizó la selección de una muestra basada en los pozos aledaños entre sí, con el objetivo de crear una isla de pozos, de tal forma que sea en un solo Pad donde se coloque el tanque bota y llegue la producción de múltiples pozos, optimizando recursos y aumentando el ganancial de producción.

Para el desarrollo del presente proyecto se requiere la obtención de data fundamental de los pozos candidatos al cambio para el correcto análisis del sistema de producción, las cuales son:

- Diagrama mecánico del pozo
- Survey
- Configuración del pozo (Vertical, horizontal o direccional)
- Profundidad de los punzados
- Datos de análisis PVT
- Pruebas de producción
- Porcentaje de BSW
- Gravedad API
- Sistema de levantamiento artificial
- Disponibilidad de espacio
- Distancia entre los pozos y la estación

Dentro de las arenas productoras se encuentra la Hollin cuya energía del reservorio permanece casi inalterable debido al acuífero activo que presenta, por tanto, aumentar el potencial de un pozo que produce de esta arena no afectara en gran medida a la presión estática del reservorio. Por otro lado, los demás reservorios productores se van depletando en el transcurso del tiempo.

2.1.1 Selección de pozos

Los pozos fueron elegidos de acuerdo con la localidad de los pozos, disponibilidad de recursos e implementación de las facilidades de superficies, manteniendo el mismo sistema de levantamiento artificial.

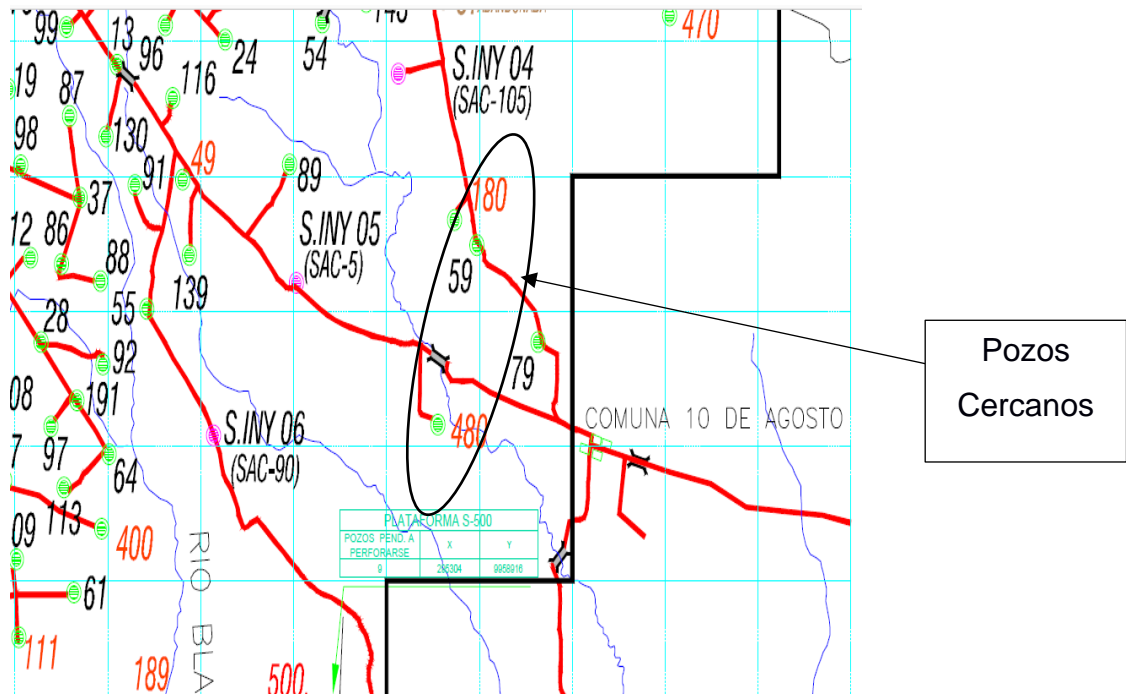


Figura 2.1 Pozos candidatos

Tomando en cuenta estos parámetros se agrupa a los pozos para reducir la pérdida de presión en la línea de flujo, de acuerdo con la cercanía entre los pozos aledaños y a la vez se optimiza recursos entre los PAD.

Tabla 2.1 Pozos de los Pads de interés

PAD	Pozo	Configuración de pozo	Sistema de levantamiento	Arena productora
PAD T	SCHT-150	Direccional	BES	Ti
	SCHT-169	Direccional	BES	Ui
	SCHT-229	Direccional	BES	Ui
PAD AP	SCHAP-480	Direccional	BES	Ti
	SCHAP-481	Direccional	BES	Ti
	SCHAP-482	Direccional	BES	Ui
	SCHAP-483	Vertical	BES	Ui
	SCHAP-484	Direccional	BES	Ti
	SCHAP-485	Horizontal	BES	Hs
	SCHAP-486	Direccional	BES	Ti
	SCHAP-487	Direccional	BES	Ui
	SCHAP-488	Horizontal	BES	Hu
	SCH-59	Vertical	BES	Ui

2.1.2 Distribución de los pozos

Los pozos seleccionados están conformados por: el PAD 150, los cuales se encuentran produciendo para la estación Norte 1, cabe recalcar que en este PAD se encuentran produciendo 3 de 5 pozos, ya que los 2 faltantes se encuentran cerrados esperando workover. También está compuesto por el PAD 480, mismo que produce para la estación central y como componente final, un pozo independiente que produce para la estación Norte 1.

Tabla 2.2 Distribución de pozos

Sacha Norte 1	Sacha Central
SCHT-150	SCHAP-480
SCHT-169	SCHAP-481
SCHT-229	SCHAP-482
SCH-59	SCHAP-483
	SCHAP-484
	SCHAP-485
	SCHAP-486
	SCHAP-487
	SCHAP-488

2.1.3 Modelamiento de pozo

Con la ayuda de un software de ingeniería se procede a crear un modelo para cada pozo que valide los datos actuales de flujo (Q) y la presión de fondo fluyente (Pwf) a la cual se están produciendo. Para realizar la correcta simulación se debe ingresar los parámetros correspondientes a la configuración mecánica del pozo, ingresando así la tubería de revestimiento, tuberías de producción, survey del pozo; además se ingresan los datos de la arena productora tales como: profundidad de los disparos, presión del reservorio, temperatura del reservorio, índice de productividad del pozo y los datos PVT correspondiente a la gravedad específica del gas y del agua, GOR, %BSW, °API, y las correlaciones de viscosidad para cada caso y por último se ingresa el tipo de levantamiento artificial, siendo este el caso del sistema de bombeo electro-sumergible.

Tabla 2.3 Datos petrofísicos Pad 150 y pozo SCH-059

	SCHT-150	SCHT-169	SCHT-229	SCH-059
Arena productora	Napo T inferior	Napo U inferior	Napo U inferior	Napo U inferior
Presión de reservorio (psi)	1300	1400	1400	1550
Temperatura de reservorio (°F)	222	225	225	225
IP	0,56	1,47	1,24	0,392
Presión de burbuja (psi)	1194,7	930	930	930
BSW	17,90%	72%	84%	52%
GOR (scf/stb)	260	6,5	350	155
Gravedad específica del gas	0,9	0,9	0,9	0,9
Gravedad específica del agua	1,02	1,02	1,02	1,02
API	30,6	20,2	17,75	19,6

Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

Tabla 2.4 Datos petrofísicos Pad 480

	SCHAP-480	SCHAP-481	SCHAP-482	SCHAP-483	SCHAP-484	SCHAP-485	SCHAP-486	SCHAP-487	SCHAP-488
Arena productora	Napo inferior T	Napo inferior T	Napo inferior U	Napo inferior U	Napo inferior T	Napo inferior T	Napo inferior T	Napo inferior U	Napo inferior U
Presión de reservorio (psi)	950	950	1400	1400	950	950	950	1150	1150
Temperatura de reservorio (°F)	222	222	225	225	222	222	222	225	225
IP	0,604	0,707	0,56	0,619	0,604	2,62	0,71	0,3	0,92
Presión de burbuja (psi)	1194,7	1194,7	930	930	1194,7	1194,7	1194,7	930	930
BSW	6,90%	9,90%	6,10%	40%	3,1%	1,0%	2,90%	1,30%	0,50%
GOR (scf/stb)	272	272	70	153	206	158	158	151	98
Gravedad específica del gas	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Gravedad específica del agua	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
API	29,6	29,6	18	18	30,3	27	29,8	18,8	18,2

Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

2.1.3.1 Pozo SCHAT-150

La perforación de este pozo culmina el 28 de agosto del 2008, inicialmente produce de la arena “U” inferior.

Se realizan dos workover, donde en este último se realiza cambio de arena productora a “T” inferior, el equipo BES utilizado es bomba D460N / (2) 328 etapas, Serie 400, en la tabla 2.5 se muestra las pruebas antes y después de la intervención.

Tabla 2.5 Pruebas de producción workover #2 SCHAT-150

PRUEBA	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API
ANTES	19-jun-15	Ui	170	76	20.3
DESPUES	31-mar-16	Ti	414	0.5	30.6

En el estado actual del pozo, produce 318 BFPD con un BSW de 17,9% operando con una frecuencia de 60 HZ.

2.1.3.1.1 Análisis nodal sistema actual

De acuerdo con los datos obtenidos se realiza el correspondiente análisis nodal para validar el sistema de producción actual que presenta el pozo, mediante una simulación usando un software de ingeniería.

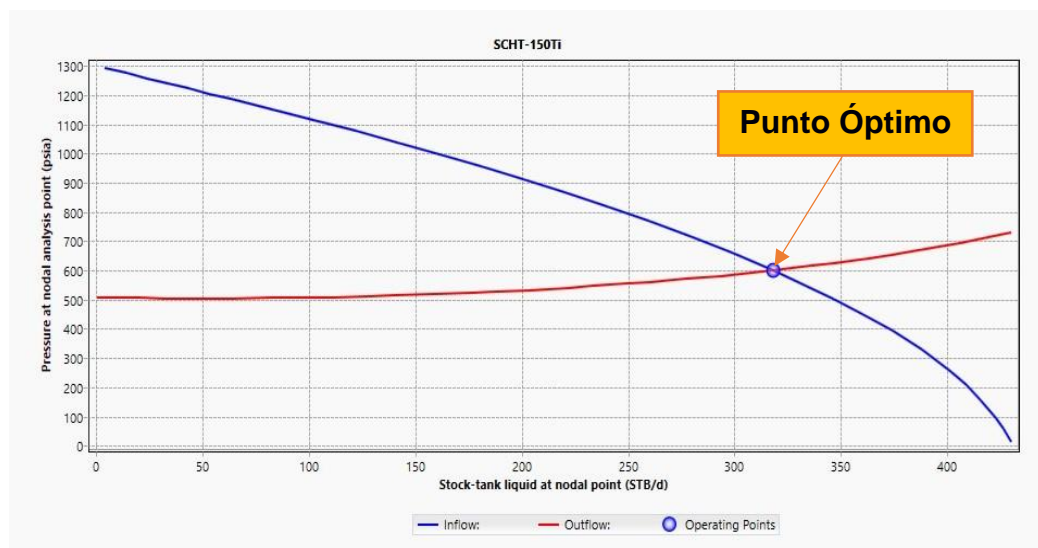


Figura 2.2 Análisis nodal actual SCHAT-150

Fuente: Software de ingeniería
Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

2.1.3.2 Pozo SCHAT-169

La perforación de este pozo culmina el 20 de noviembre del 2008, inicia la producción de la arena “U” inferior.

Se realizaron 3 reacondicionamientos donde en este último la bomba es reemplazada por una RC-1000 / (3) 318 etapas. La tabla 2.6, muestra los parámetros obtenidos de las pruebas de producción después de la última intervención.

Tabla 2.6 Prueba de producción workover #3

FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API
2-jul-18	Ui	747	84	20.9

En el estado actual del pozo, produce 885 BFPD con un BSW de 72% operando con una frecuencia de 57,8 HZ.

2.1.3.2.1 Análisis nodal sistema actual

De acuerdo con los datos obtenidos se realiza el correspondiente análisis nodal para validar el sistema de producción actual que presenta el pozo, mediante una simulación usando un software de ingeniería.

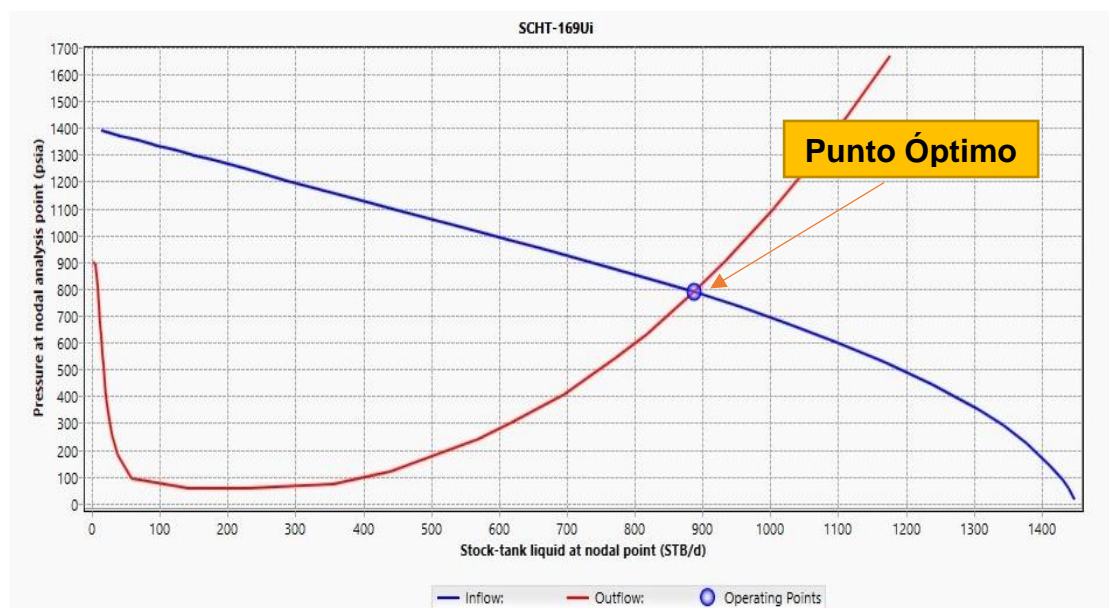


Figura 2.3 Análisis nodal actual SCHAT-169

Fuente: Software de ingeniería
Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

2.1.3.3 Pozo SCHAT-229

La perforación de este pozo culmina el 23 de febrero del 2009, inicia la producción de la arena “U” inferior.

Se realizaron 6 reacondicionamientos con objetivo de reparación de bomba, actualmente utiliza bomba WD1000MF / (3) 364 etapas. La tabla 2.7, muestra los parámetros obtenidos de las pruebas de producción después de la última intervención.

Tabla 2.7 Prueba de producción SCHAT-229

FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API
29-oct-17	Ui	79	80	17,5

En el estado actual del pozo, produce 731 BFPD con un BSW de 84% operando con una frecuencia de 56 HZ.

2.1.3.3.1 Análisis nodal sistema actual

De acuerdo con los datos obtenidos se realiza el correspondiente análisis nodal para validar el sistema de producción actual que presenta el pozo, mediante una simulación usando un software de ingeniería.



Figura 2.4 Análisis nodal actual SCHAT-229

Fuente: Software de ingeniería
Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

2.1.3.4 Pozo SCH-59

La perforación de este pozo culmina el 7 de septiembre de 1973, inicia la producción de la arena “T” + “U”.

Debido a inconvenientes presentados se han realizado 14 reacondicionamientos en los cuales se ha ido alterando la completación del pozo, arena productora y el método de levantamiento artificial.

Los parámetros de producción tomados después de la última intervención se encuentran detallados en la tabla 2.8

Tabla 2.8 Prueba de producción SCH-059

FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API
19/2/2018	Ui	106	51,81	19

En el estado actual del pozo, produce 342 BFPD con un BSW de 52% operando con una frecuencia de 56 HZ.

2.1.3.4.1 Análisis nodal sistema actual

De acuerdo con los datos obtenidos se realiza el correspondiente análisis nodal para validar el sistema de producción actual que presenta el pozo, mediante una simulación usando un software de ingeniería.

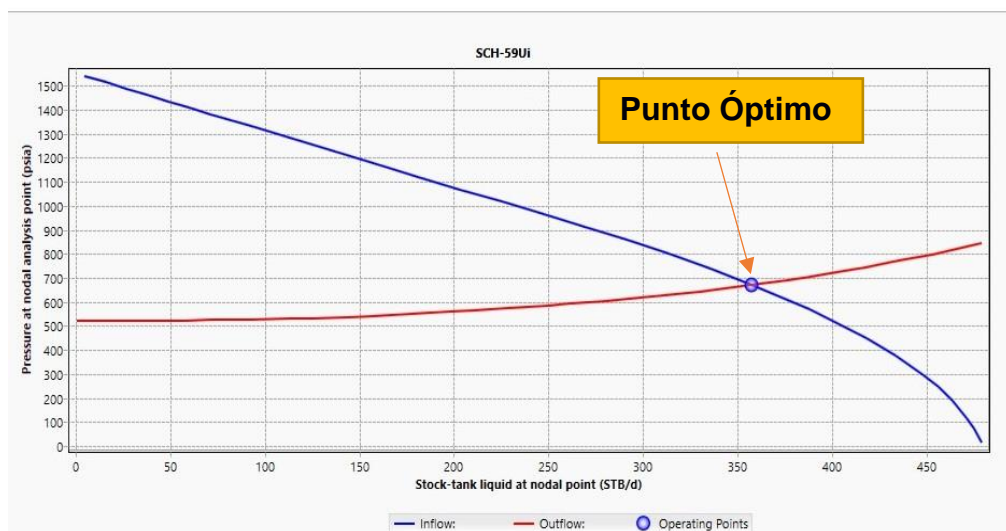


Figura 2.5 Análisis nodal actual SCH-59

Fuente: Software de ingeniería
Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

2.1.3.5 Pozo SCHAP-480

La perforación de este pozo culmina el 14 de Julio del 2014, posteriormente cañonean un intervalo de la arena "T" inferior. La tabla 2.9, muestra los parámetros obtenidos de las pruebas iniciales de producción.

Tabla 2.9 Prueba de producción SCHAP-480

YACIMIENTO	FECHA	BFPD	BPPD	Bsw %
"Ti"	6-Aug-14	621	124	80
"Ti"	8-Aug-14	567	454	20
"Ti"	10-Aug-14	592	580	5
"Ti"	19-Aug-14	592	580	2

La producción del pozo SCHAP-480 declino rápidamente, por lo que se realizó un workover para fracturar la arena "T" inferior y cambiar el equipo BES, en diciembre del 2017. En el estado actual del pozo, produce 375 BFPD con un BSW de 6,9% utilizando 3 bombas RC 1000 (100 etapas, 100 etapas y 59 etapas), serie 400, motor 120 HP, operando con una frecuencia de 63 HZ.

2.1.3.5.1 Análisis nodal sistema actual

De acuerdo con los datos obtenidos se realiza el correspondiente análisis nodal para validar el sistema de producción actual que presenta el pozo, mediante una simulación usando un software de ingeniería.

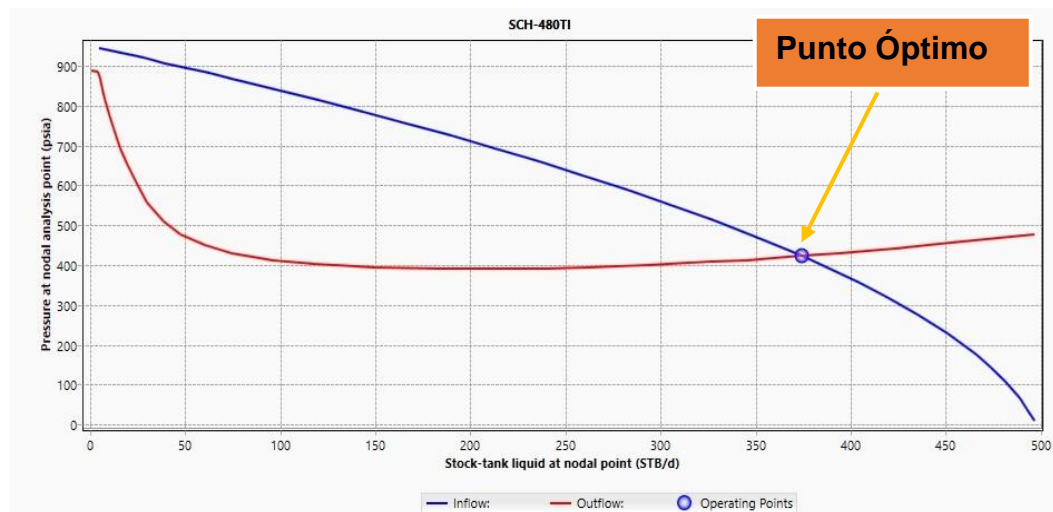


Figura 2.6 Análisis nodal actual SCHAP-480

Fuente: Software de ingeniería
Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

2.1.3.6 Pozo SCHAP-481

La perforación del pozo SCHAP-481 culmina el 30 de agosto del 2014, posteriormente cañonean un intervalo de la arena “T” inferior. En el primer workover se cambia de bomba BES, reemplazándola por dos bombas D460N (121 etapas y 152 etapas), las pruebas iniciales de producción después del primer workover se muestran en la tabla 2.22.

Tabla 2.10 Prueba de producción workover #1

FECHA	Prueba	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	Observación
3-may-16	Antes	Ti	261	245	6.13	29.80	BES D800N.
13-jun-16	Después	Ti	288	285	1.04	29.80	BES D460N

En el segundo workover se fracturar la arena “T” inferior y cambiar el equipo BES, en febrero del 2018. En el estado actual del pozo, produce 363 BFPD con un BSW de 9,9% utilizando 3 bombas RC 1000 (100 etapas, 100 etapas y 59 etapas), serie 400, motor 120 HP, operando con una frecuencia de 58 HZ.

2.1.3.6.1 Análisis nodal sistema actual

De acuerdo con los datos obtenidos se realiza el correspondiente análisis nodal para validar el sistema de producción actual que presenta el pozo, mediante una simulación usando un software de ingeniería.

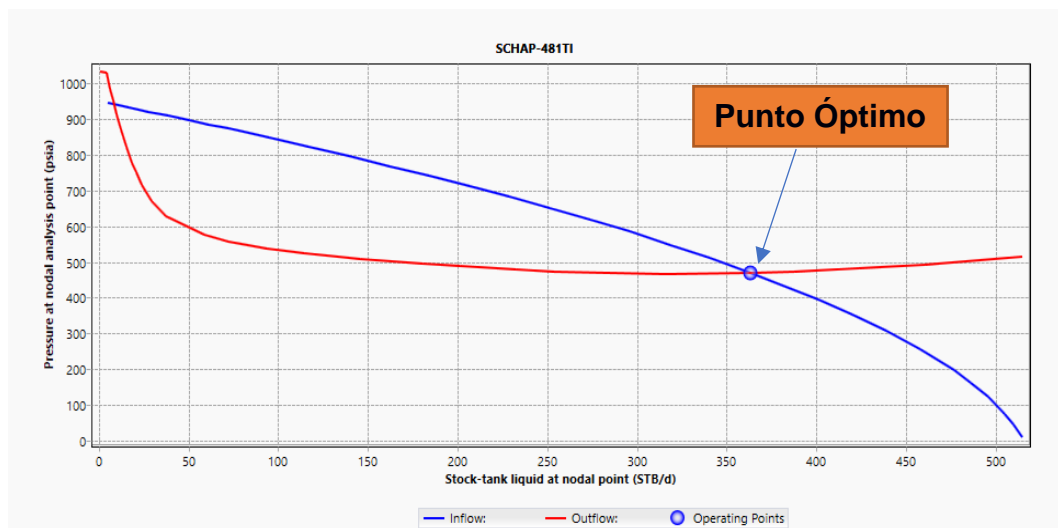


Figura 2.7 Análisis nodal SCHAP-481

Fuente: Software de ingeniería
Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

2.1.3.7 Pozo SCHAP-482

La perforación del pozo SCHAP-482 culmina el 4 de octubre del 2014, posteriormente cañonean el intervalo correspondiente a la arena “U” inferior.

Se establece equipo BES como sistema de levantamiento artificial utilizando bomba TD-650-850 / (2) 338 etapas, arrancando el equipo con 50 HZ, las pruebas iniciales de producción se estabilizaron a una frecuencia de 52 HZ.

En el estado actual del pozo, produce 245 BFPD con un BSW de 6,1% operando con una frecuencia de 56 HZ. En la tabla 2.26 y 2.27 se presentan los parámetros de superficie y los datos petrofísicos de la arena “U” inferior respectivamente.

2.1.3.7.1 Análisis nodal sistema actual

De acuerdo con los datos obtenidos se realiza el correspondiente análisis nodal para validar el sistema de producción actual que presenta el pozo, mediante una simulación usando un software de ingeniería.



Figura 2.8 Análisis nodal actual SCHAP-482

Fuente: Software de ingeniería
Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

2.1.3.8 Pozo SCHAP-483

La perforación del pozo SCHAP-483 culmina el 3 de noviembre del 2014, posteriormente cañonean el intervalo correspondiente a la arena “Hollin” superior, realizan evaluación de producción obteniéndose 100% BSW, asientan tapón para aislar la zona y punzonan arena “U” inferior.

Se establece equipo BES como sistema de levantamiento artificial utilizando bomba D800N / (2) 336 etapas, las pruebas iniciales de producción se estabilizaron a una frecuencia de 54 HZ, estos resultados se muestran en la tabla 2.11.

Tabla 2.11 Prueba de producción SCHAP-483

FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW (%)
4-feb-16	“Ui”	672	638	5
7-feb-16	“Ui”	672	665	1

En el estado actual del pozo, produce 505 BFPD con un BSW de 40% operando con una frecuencia de 60 HZ.

2.1.3.8.1 Análisis nodal sistema actual

De acuerdo con los datos obtenidos se realiza el correspondiente análisis nodal para validar el sistema de producción actual que presenta el pozo, mediante una simulación usando un software de ingeniería.

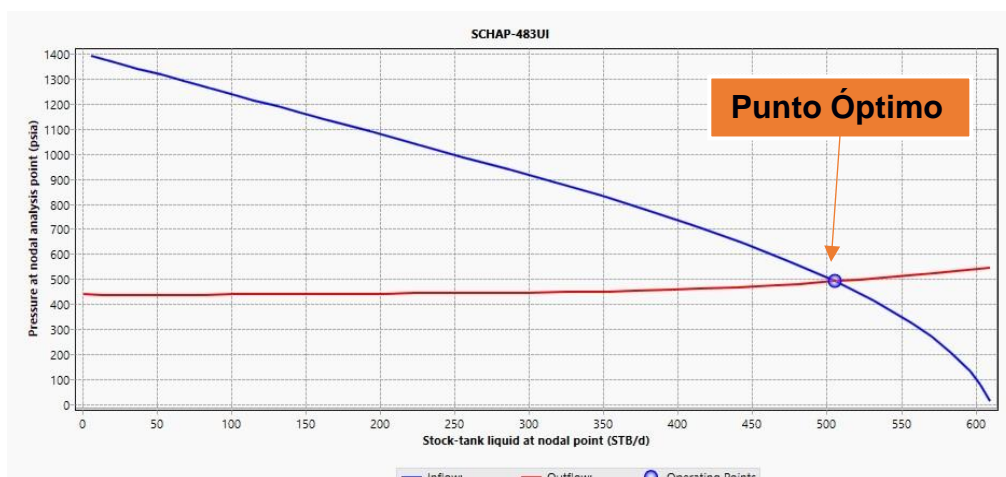


Figura 2.9 Analisis nodal actual SCHAP- 483

Fuente: Software de ingeniería
Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

2.1.3.9 Pozo SCHAP-484

La perforación del pozo SCHAP-484 culmina el 19 de diciembre del 2014, posteriormente cañonean el intervalo correspondiente a la arena “U” inferior. En el primer workover aíslan “U” inferior y punzonan arena “T” inferior.

Se establece equipo BES como sistema de levantamiento artificial utilizando bomba NHV760 / (2) 322 etapas y bomba multifásica / (1) 13 etapas. En el estado actual del pozo, produce 130 BFPD con un BSW de 3,1% operando con una frecuencia de 60 HZ.

2.1.3.9.1 Análisis nodal sistema actual

De acuerdo con los datos obtenidos se realiza el correspondiente análisis nodal para validar el sistema de producción actual que presenta el pozo, mediante una simulación usando un software de ingeniería.

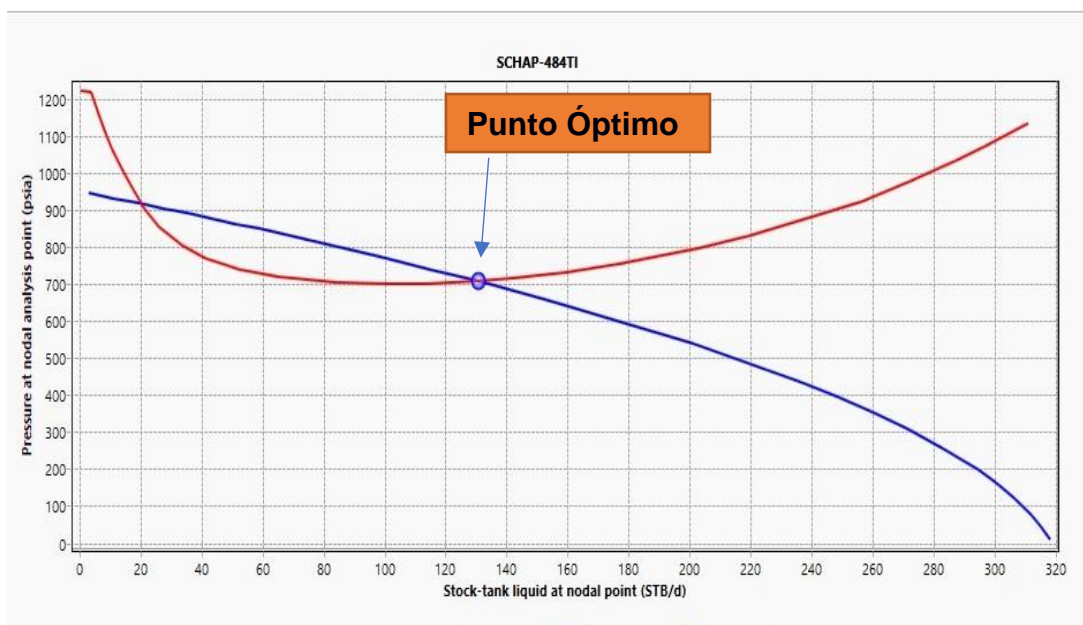


Figura 2.10 Análisis nodal actual SCHAP- 484

Fuente: Software de ingeniería
Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

2.1.3.10 Pozo SCHAP-485

La perforación del pozo SCHAP-485 culmina el 9 de julio del 2015, posteriormente cañonean el intervalo correspondiente a la arena "T" inferior.

Se establece equipo BES como sistema de levantamiento artificial utilizando bomba NHV-760 (84+114) + NHV-940 161 etapas, arrancando el equipo con 51 HZ

Tabla 2.12 Prueba de producción SCHAP-485

FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW (%)
22-jul-15	"T1"	759	304	60
27-jul-15	"T1"	757	568	25
3-ago-15	"T1"	741	630	15

En el estado actual del pozo, produce 690 BFPD con un BSW de 1% operando con una frecuencia de 60 HZ.

2.1.3.10.1 Análisis nodal sistema actual

De acuerdo con los datos obtenidos se realiza el correspondiente análisis nodal para validar el sistema de producción actual que presenta el pozo, mediante una simulación usando un software de ingeniería.

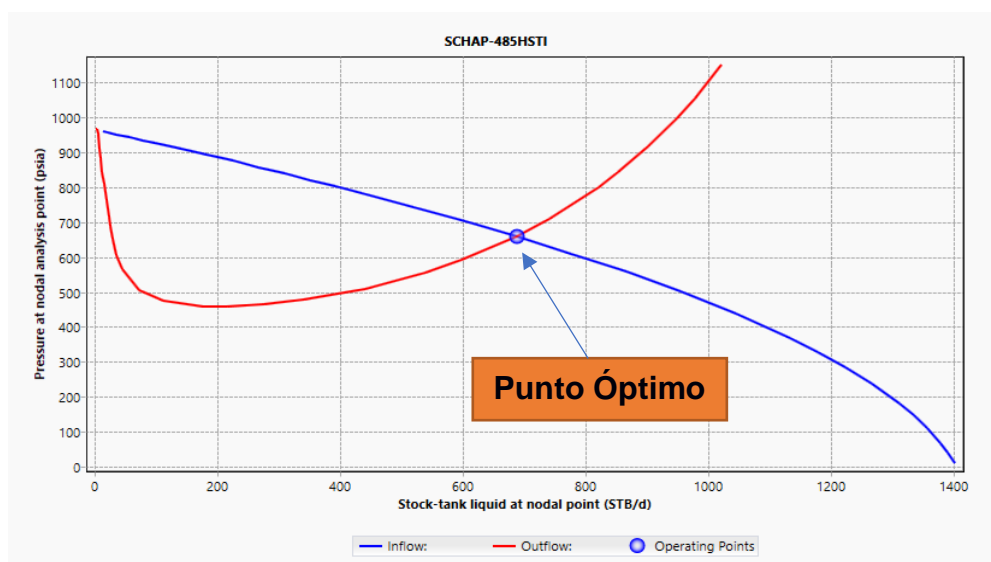


Figura 2.11 Análisis nodal actual SCHAP-485

Fuente: Software de ingeniería
Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

2.1.3.11 Pozo SCHAP-486

La perforación del pozo SCHAP-486 culmina el 15 de marzo del 2015, posteriormente corren registros para evaluar cemento, cañonean el intervalo correspondiente a la arena "T" inferior.

Se establece equipo BES como sistema de levantamiento artificial utilizando bomba D460N / (2) 366 etapas, arrancando el equipo con 47 HZ, las pruebas iniciales de producción se estabilizaron a una frecuencia de 48 HZ, estos resultados se muestran en la tabla 2.36.

Tabla 2.13 Prueba de producción SCHAP-486

FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW (%)
31-mar-15	"T"	437	433	1

En el estado actual del pozo, produce 307 BFPD con un BSW de 2,9% operando con una frecuencia de 50 HZ.

2.1.3.11.1 Análisis nodal sistema actual

De acuerdo con los datos obtenidos se realiza el correspondiente análisis nodal para validar el sistema de producción actual que presenta el pozo, mediante una simulación usando un software de ingeniería.

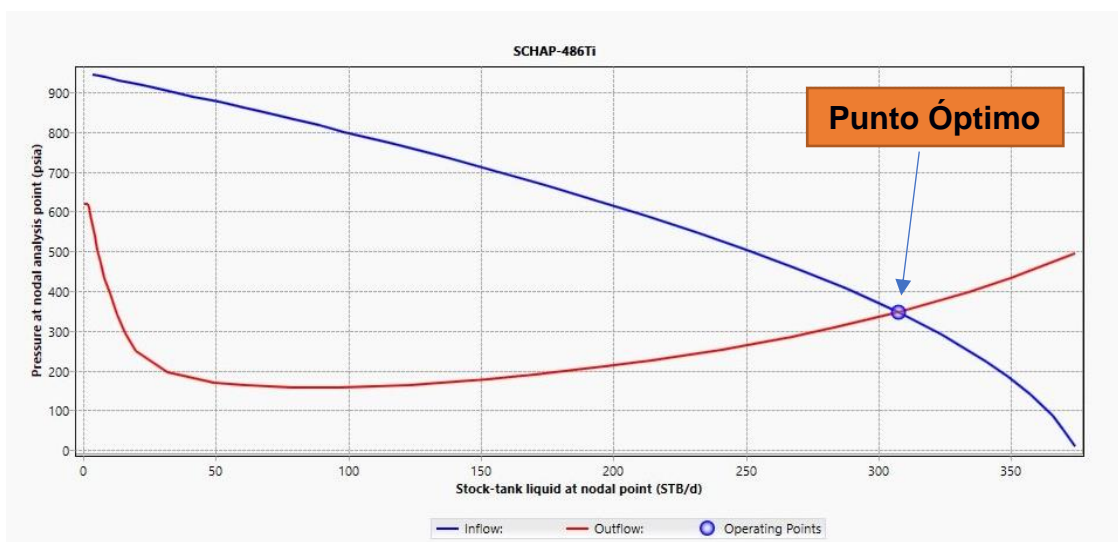


Figura 2.12 Análisis nodal actual SCHAP-486

Fuente: Software de ingeniería
Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

2.1.3.12 Pozo SCHAP-487

La perforación del pozo SCHAP-487 culmina el 28 de mayo del 2015, posteriormente cañonean el intervalo correspondiente a la arena "U" inferior. Las pruebas iniciales de producción se muestran en la tabla 2.14.

Se realiza el primer workover con el objetivo de cambiar el equipo BES, reemplazando la bomba por un modelo TD675 Q Plus / (3) 378 etapas.

Tabla 2.14 Prueba de producción SCHAP-487

FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API
13-junio-15	Uinf	202	60	18
17-junio-15	Uinf	517	1	18

En el estado actual del pozo, produce 151 BFPD con un BSW de 1,3% operando con una frecuencia de 50 HZ.

2.1.3.12.1 Análisis nodal sistema actual

De acuerdo con los datos obtenidos se realiza el correspondiente análisis nodal para validar el sistema de producción actual que presenta el pozo, mediante una simulación usando un software de ingeniería.



Figura 2.13 Análisis nodal actual SCHAP-487

Fuente: Software de ingeniería
Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

2.1.3.13 Pozo SCHAP-488

La perforación del pozo SCHAP-488 culmina y posteriormente cañonean el intervalo correspondiente a la arena "U" inferior. Se establece equipo BES como sistema de levantamiento artificial utilizando bomba D800N / (2) 336 etapas.

En el estado actual del pozo, produce 573 BFPD con un BSW de 0,5% operando con una frecuencia de 58,5 HZ.

2.1.3.13.1 Análisis nodal sistema actual

De acuerdo con los datos obtenidos se realiza el correspondiente análisis nodal para validar el sistema de producción actual que presenta el pozo, mediante una simulación usando un software de ingeniería.

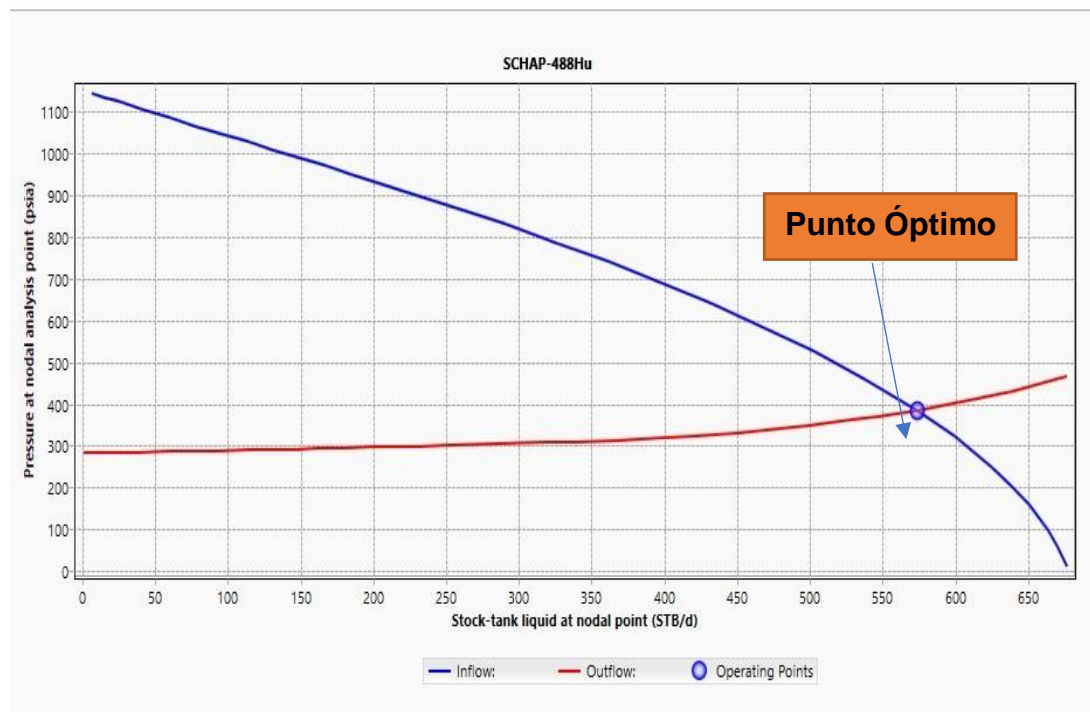


Figura 2.14 Análisis nodal actual SCHAP-488

Fuente: Software de ingeniería
Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

2.1.4 Producción Actual

Tabla 2.15 Producción actual Pad 480

Actual							
	Pozo	Pwh (Psi)	BFPD	BPPD	BAPD	Tipo Bomba	Frecuencia (Hz)
PAD 480	SCHAP-480	230	375	349	26	RC 1000	63
	SCHAP-481	52	363	327	36	RC 1000	58
	SCHAP-482	60	245	230	15	TD650	56
	SCHAP-483	40	505	303	202	D800N	60
	SCHAP-484	50	130	126	4	NHV760	60
	SCHAP-485	76	690	683	7	NHV760	60
	SCHAP-486	30	307	298	9	D460N	50
	SCHAP-487	50	151	149	2	TD 675QPLUS	50
	SCHAP-488	78	573	570	3	D800N	58,5
Total			3339	3035	303		

Fuente: Cierre diario, Petroamazonas EP
Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

Tabla 2.16 Producción actual Pad 150 y pozo SCH-059

Actual							
	Pozo	Pwh (psi)	BFPD	BPPD	BAPD	Tipo Bomba	Frecuencia (Hz)
PAD 150	SCHT-150	110	318	261	57	D460N	60
	SCHT-169	180	885	212	673	RC 1000	57,8
	SCHT-229	240	731	117	614	WD-1000MF	56
	SCHT-59	130	342	164	178	D460N	56
Total			2276	754	1522		

Fuente: Cierre diario, Petroamazonas EP
Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

2.1.5 Propuesta

Luego de realizar la selección de los pozos más idóneos para la implementación del sistema de tanques, se tiene básicamente una muestra en base a los datos predominantes tanto de reservorio, completación, diagrama mecánico como la cercanía de los pozos, donde se plantea la idea de realizar una isla de pozos.

La propuesta se basa en que los trece pozos que son parte de la muestra (siendo estos: SCHAP-480TI, SCHAP-481TI, SCHAP-482UI, SCHAP-483UI, SCHAP-484TI, SCHAP-485UI, SCHAP-486TI, SCHAP-487UI, SCHAP-488UI, SCH-059, SCHT-150TI, SCHT-169UI, SCHT-229UI) produzcan a un sistema de tanques botas en una sola locación para luego ser transferido a la estación más cercana.

Actualmente el Pad 480 presenta un sistema de tanques bota donde el fluido producido pasa del manifold a una bota de gas, la cual tiene dos líneas de abertura donde en una de ellas el gas separado pasa a los scrubbers para ser quemado en los mecheros, y en la otra línea de desfogue pasa el fluido que es llevado a los tanques bota y de almacenamiento, para luego ser trasladado por medio de vacuums a la Estación central, donde evacuan la producción y envían directamente a una línea del manifold para luego pasar al tratamiento.

El Pad 150 se encuentra produciendo directamente a la Estación Norte 1 recorriendo una tubería de 7,5Km, al igual que el pozo SCH-059 cuya producción recorre la misma distancia.

2.1.5.1 Escenario #1:

El sistema que actualmente presenta el Pad 480 será sustituido por una línea que lleve la producción directamente de este Pad al Pad 150, con el objeto de evitar los costos por viajes de vacuums, contaminación del medio ambiente debido a los mecheros en la locación que perjudican a la comunidad y costo de operadores.

Por lo que se observó la factibilidad de cambiar la batería de tanques ubicada en el Pad 480 a una nueva locación, siendo esta aledaña a algunos pozos, la locación escogida para ser la recolectora de la producción es el Pad 150.

El Pad 480 de 9 pozos disminuirá su producción debido que no producirá a la locación aumentando la presión de cabeza requerida para vencer las pérdidas de presión.

Tabla 2.17 Datos Pad 480 (sistema propuesto 1)

Pozo	Producción Actual (bbl/d)	Pwh actual (psi)	Pwh requerida (psi)
SCHAP-480TI	375	230	50
SCHAP-481TI	363	52	50
SCHAP-482UI	245	60	50
SCHAP-483UI	505	40	50
SCHAP-484TI	130	50	50
SCHAP-485	690	76	50
SCHAP-486TI	307	30	50
SCHAP-487UI	151	50	50
SCHAP-488UI	573	78	50

Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

No obstante, los 4 pozos restantes: SCHT-150TI, SCHT-169UI, SCHT-229UI y el pozo SCH-059UI, obtendrán un gran incremento de producción debido que se producirá a la misma locación y en el caso del pozo SCH-059UI se encuentra cercano al Pad 150, siendo estos pozos los que compensen la producción total de la isla como tal.

Tabla 2.18 Datos Pad 150 y pozo 59 (sistema propuesto 1)

Pozo	Producción Actual (bbl/d)	Pwh actual (psi)	P _{wh} requerido (psi)
SCH-059UI	342	130	10
SCHT-150TI	318	110	10
SCHT-169UI	885	180	10
SCHT-229UI	731	240	10

Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

Una vez se conecten los trece pozos se considerará de este, un sistema práctico donde se aumentará la producción respecto al conjunto de pozos y se eliminará costos en los viajes de vacuums, ya que el fluido producido será enviado a la

estación más cercana por medio de bombas de transferencia, logrando obtener un sistema integrado factible y económicamente rentable.

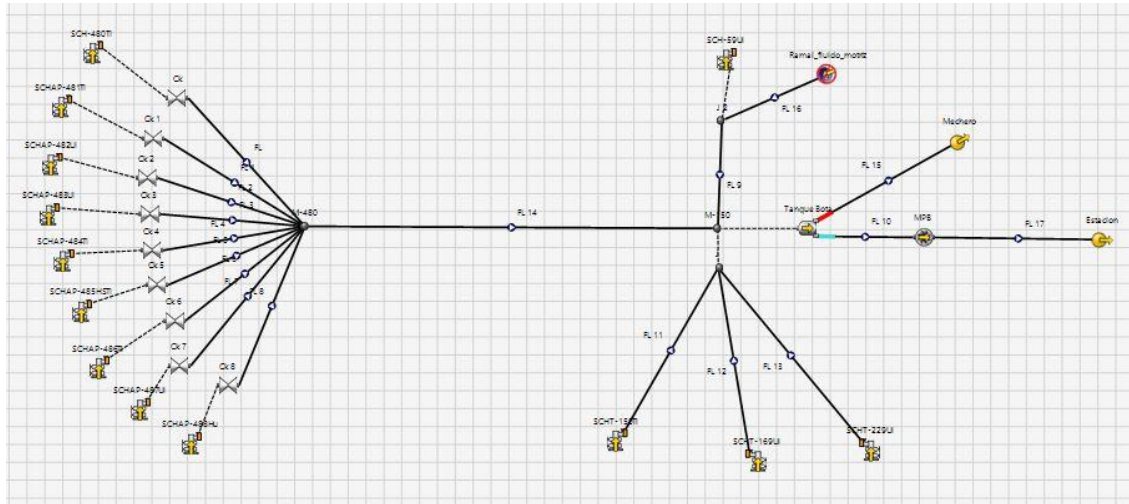


Figura 2.15 Red escenario 1

Fuente: Software de ingeniería
Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

2.1.5.2 Escenario #2:

En el Pad 150 cuyos pozos son: SCHT-150TI, SCHT-169UI, SCHT-229UI se implementará un sistema de tanques bota lo cual permitirá producir el fluido directamente a su locación incrementando su producción debido a la disminución considerable de distancia entre el pozo y la estación, para luego ser trasladado mediante una bomba de transferencia.

El pozo SCH-059UI se encuentra ubicado cerca del Pad 150, lo cual es favorable, ya que estará conectado al mismo sistema de tanques bota, incrementando producción, ya que la caída de presión requerida para el traslado de fluido disminuye notablemente.

CAPÍTULO 3

3. Resultados y Análisis

Con el objetivo de optimizar la producción del campo Sacha con la implementación del tanque bota, se realizó el análisis nodal de cada uno de los pozos convenientes de la Estación Sacha Central y Norte 1, seleccionando los pozos de acuerdo con sus características y cercanía entre ellos, cabe enfatizar que estos pozos producen de la arena U inferior y T inferior, los candidatos a la implementación fueron establecidos como una isla de pozos donde se realizó dos propuestas, las cuales dieron como resultado lo siguiente:

3.1 Análisis técnico

3.1.1 Propuesta #1

Se realizó una red simulando una isla de pozos con la ayuda de un software de ingeniería, donde se pudo establecer y evaluar los pozos seleccionados desde subsuelo hasta superficie.

El análisis consistió en establecer el ganancial de producción con la implementación del sistema de tanque bota ubicado en la locación del Pad 150, teniendo un total de trece pozos produciendo a la misma locación.

El resultado obtenido fue un incremento de producción de 177BFPD con 88BPPD, este ganancial de crudo se tuvo al momento de disminuir la distancia entre el pozo y la estación, que por ende afectó todo el sistema; disminuyendo presiones de cabeza, presiones de fondo, aumentando el draw-down e incrementando la producción de fluido, siendo estos los pozos SCH-059UI, SCHAT-150TI, SCHAT-169UI y SCHAT-229UI.

Tabla 3.1 Producción Pad 150 y pozo SCH-059 propuesta 1

Propuesta 1							
	Pozo	Pwh (psi)	BFPD	BPPD	BAPD	Tipo Bomba	Frecuencia (Hz)
PAD 150	SCHT-150	10	340	278	62	D460N	60
	SCHT-169	10	936	262	674	RC 1000	57,8
	SCHT-229	10	823	132	691	WD- 1000MF	56
	SCHT-59	10	355	170	185	D460N	56
Total			2454	842	1612		

Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

Cabe recalcar que estos pozos de acuerdo con el análisis realizado no están sujetos a choques, por lo cual no presentan restricción en superficie además de las pérdidas por fricción de cada uno de los elementos correspondientes a las facilidades y las pérdidas de presión por distancia, que con la implementación fueron consideradas mínimas.

Adicional a lo antes establecido, se pudo observar que el incremento de producción de petróleo no supera los 100 bbl/d a pesar de que la disminución de distancia es considerable, esto se debe que el corte agua de cada uno de los pozos es mayor del 50% con excepción del pozo SCHT-150TI que tiene un BSW de 18%.

Con respecto al Pad 480 se pudo establecer una pérdida de producción de crudo de 8 bbl/d, debido que se suspendió la producción de estos nueve pozos a la locación, teniendo este valor como representación a la implementación de la línea que lleve el fluido al Pad 150. Estos pozos actualmente están chocados restringiendo el caudal de salida, debido que se requiere mantener la presión de fondo ya que estos trabajan bajo la presión de burbuja, con ello se controla que la producción de gas no sea elevada que obstruya el correcto funcionamiento de la bomba, también este permite mantener el nivel dinámico de fluido del pozo.

Tabla 3.2 Producción Pad 480 propuesta 1

Propuesta 1							
	Pozo	Pwh (Psi)	BFPD	BPPD	BAPD	Tipo Bomba	Frecuencia (Hz)
PAD 480	SCHAP-480	230	375	349	26	RC 1000	63
	SCHAP-481	56	359	323	36	RC 1000	58
	SCHAP-482	64	245	230	15	TD650	56
	SCHAP-483	51	504	302	202	D800N	60
	SCHAP-484	62	130	126	4	NHV760	60
	SCHAP-485	75	690	683	7	NHV760	60
	SCHAP-486	51	305	296	9	D460N	50
	SCHAP-487	56	150	148	2	TD 675QPLUS	50
	SCHAP-488	78	573	570	3	D800N	58,5

Total	3331	3027	303
--------------	-------------	-------------	------------

Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

Se tuvo en cuenta que la caída de presión de la línea implementada del Pad 480 al Pad 150 es de 50 psi, donde se observó que dos de los nueve pozos no contaban con una presión de cabeza que les permitiera vencer esta caída de presión y llegar al Pad 150 con la producción actual. El análisis mostró que estos pozos que requerían más presión disminuyeron su caudal, debido que con menos caudal tendrían la presión necesaria para llegar hasta la locación establecida.

Es preciso acotar que los pozos del Pad 480 cuentan con bajo porcentaje de agua, siendo este menor que el 10% con excepción del pozo SCHAP-483UI con un 40%.

Tabla 3.3 Comparación de producción propuesta 1

Condición	Actual		Propuesta 1	
	BFPD	BPPD	BFPD	BPPD
Pozos				
SCHAP-480	375	349	375	349
SCHAP-481	363	327	359	323
SCHAP-482	245	230	245	230
SCHAP-483	505	303	504	302
SCHAP-484	130	126	130	126
SCHAP-485	690	683	690	683
SCHAP-486	307	298	305	296
SCHAP-487	151	149	150	148
SCHAP-488	573	570	573	570
SCHT-150	318	261	340	278
SCHT-169	885	212	936	262
SCHT-229	731	117	823	132
SCHT-59	342	164	355	170
Total	5615	3789	5785	3869

Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

El análisis de resultados se hizo en base a una comparación entre las condiciones actuales de los pozos los cuales mediante la recolección de data fueron modelados y las condiciones de acuerdo con el planteamiento de la propuesta #1 realizando sus respectivos cambios. Dentro de la comparación se pudo observar los incrementos y disminución de producción con la implementación del sistema de tanque bota.

3.1.2 Propuesta #2

Mediante la simulación del segundo escenario usando un software de ingeniería se obtuvo que los 9 pozos pertenecientes al PAD 480 mantiene su producción actual inalterable ya que no se modifica ningún componente de su sistema, la bomba de transferencia proporciona la energía para llevar el fluido líquido al PAD 150 evitando que existan pérdidas de producción debido a la demanda de presión

en la línea de transporte que se requiere para llegar al destino por lo que al instalar la bomba no se pierde producción en lo absoluto.

Tabla 3.4 Producción Pad 480 propuesta 2

Propuesta 2							
	Pozo	Pwh (Psi)	BFPD	BPPD	BAPD	Tipo Bomba	Frecuencia (Hz)
PAD 480	SCHAP-480	230	375	349	26	RC 1000	63
	SCHAP-481	52	363	327	36	RC 1000	58
	SCHAP-482	60	245	230	15	TD650	56
	SCHAP-483	40	505	303	202	D800N	60
	SCHAP-484	50	130	126	4	NHV760	60
	SCHAP-485	76	690	683	7	NHV760	60
	SCHAP-486	30	307	298	9	D460N	50
	SCHAP-487	50	151	149	2	TD 675QPLUS	50
	SCHAP-488	78	573	570	3	D800N	58,5
	Total			3339	3035	303	

Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

La bomba envía un total de 3339 BFPD que se genera producto de la producción de los pozos del PAD 480 a un tanque de almacenamiento debido a que el fluido enviado ya paso por el sistema de tanques bota que presenta en su locación y solo se encuentra en fase liquida

De los pozos del PAD 480, PAD 150 y el pozo SCH-059 se obtiene los resultados detallados en la siguiente tabla

Tabla 3.5 Producción Pad 150 y pozo SCH-059 propuesta 2

Propuesta 2							
	Pozo	Pwh (psi)	BFPD	BPPD	BAPD	Tipo Bomba	Frecuencia (Hz)
PAD 150	SCHT-150	10	340	278	62	D460N	60
	SCHT-169	10	936	262	674	RC 1000	57,8
	SCHT-229	10	823	132	691	WD- 1000MF	56
	SCHT-59	10	355	170	185	D460N	56
Total			2454	842	1612		

Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

Estos pozos generan un aumento de producción debido a que se altera una variable que compone al sistema integral de producción, la reducción de 7,5 km de recorrido por la tubería disminuyó la demanda de presión que se requería, disminuyendo la presión de cabeza de estos pozos. Al eliminar la contrapresión que afectaba al fondo del pozo se disminuyó la presión de fondo fluyente generando un mayor caudal, obteniendo como resultado 177 BFPD, pero al tener un mayor corte de agua, el ganancial de producción de hidrocarburo fue de 88 BPPD.

En el tanque de almacenamiento del PAD 150 llega la producción líquida del PAD 480 y la producción de los pozos SCHAT-150, SCHAT-169, SCHAT-229 y SCH-059 la cual fue en su totalidad de 5793 BFPD, manejando una producción de 3878 BPPD, la bomba es diseñada para enviar esta cantidad de fluido hasta la estación.

Tabla 3.6 Comparación de producción propuesta 2

Condición	Actual		Propuesta 2	
	BFPD	BPPD	BFPD	BPPD
Pozos				
SCHAP-480	375	349	375	349
SCHAP-481	363	327	363	327
SCHAP-482	245	230	245	230
SCHAP-483	505	303	505	303
SCHAP-484	130	126	130	126
SCHAP-485	690	683	690	683
SCHAP-486	307	298	307	298
SCHAP-487	151	149	151	149
SCHAP-488	573	570	573	570
SCHT-150	318	261	340	278
SCHT-169	885	212	936	262
SCHT-229	731	117	823	132
SCHT-59	342	164	356	170
Total	5615	3789	5794	3877

Elaborado por: Gloria Mera/ Marcos Villacis

Los resultados obtenidos se observa una ganancia de petróleo de 88 BPPD en comparación con la producción que estos pozos presentan en la actualidad, esto en base a una comparación con la producción que se genera con la propuesta #2

3.2 Análisis económico

Para realizar una inversión se debe tomar en cuenta tres valores primordiales en el ámbito económico, en base a los cuales se realiza la toma de decisión de invertir o no en un proyecto, garantizando que este sea económicamente rentable. Estos datos de importancia son: TIR, TMAR, VAN.

TMAR es considerado como la tasa de descuento o tasa de referencia, la cual es impuesta por el inversionista, lo que hace referencia que esta tasa es el mínimo porcentaje de ganancia al que puede llegar mi inversión siendo rentable. Esta tasa de descuento es la suma de la tasa de inflación más el premio al riesgo.

Se le llama premio al riesgo debido que el inversionista arriesga su dinero, por lo cual se establece una ganancia, entre mayor sea el riesgo mayor será la tasa de descuento siendo este el crecimiento del dinero.

VAN es el valor actual neto de una inversión, a partir de una tasa de descuento y una serie de pagos e ingresos futuros.

TIR es la tasa de rendimiento o la ganancia de la inversión, para que una inversión se considere económicamente rentable esta tasa interna de rendimiento debe ser mayor a la establecida por el inversionista, caso contrario no será rentable.

3.2.1 Propuesta #1

Para esta propuesta se implementa un sistema de tanque bota en el Pad 150, para recibir el fluido de los trece pozos aledaños a él, este sistema requiere de: bota de gas, tanques bota, tanque de almacenamiento, bombas que permitan la transferencia de fluidos a la estación Norte1, líneas de flujo, líneas eléctricas, scrubbers, mecheros y costo de operación.

Se establece los siguientes costos de inversión:

Tabla 3.7 Costos de proyecto propuesta 1

COSTO DE PROYECTO			
EQUIPOS	CANT.	COSTO/UNID.	TOTAL
BOMBAS DE CRUDO	2	\$ 60.000,00	\$ 120.000,00
LINEAS DE FLUJO	2,5	\$ 300.000,00	\$ 750.000,00
LINEAS ELÉCTRICAS	2,5	\$ 300.000,00	\$ 750.000,00
BOTA DE GAS	1	\$ 50.000,00	\$ 50.000,00
TANQUE BOTA	4	\$ 80.000,00	\$ 320.000,00
COSTO DE OPERACIÓN	0,3		\$ 597.000,00
SCRUBBER	1	\$ 40.000,00	\$ 40.000,00
TOTAL			\$ 2.627.000,00

Tomando en cuenta todos los equipos y herramientas necesarias para hacer la implementación se realizó el análisis económico, considerando las variables a través del tiempo como lo son: el precio del crudo, la producción diaria y la tasa de descuento. Para esto se consideró que la implementación iba a incrementar

costos por energía eléctrica debido al uso de las bombas y un operador que se encuentre al tanto del sistema de tanque bota ubicado en la locación del Pad 150.

Tabla 3.8 Consumo anual propuesta 1

CONSUMO ANUAL	
OPERADOR	\$ 30.000,00
ELECTRICIDAD	\$ 330.000,00

El siguiente análisis se lo realizó para 5 años considerando solo la producción incrementada en el sistema, teniendo 80 BPPD, con una tasa de descuento del 8% considerando un precio de crudo de \$55. Con esto se obtiene un VAN de \$2.347.916,71 con un TIR de 38% y un costo/beneficio de \$2,37, siendo este escenario económicamente rentable.

Tabla 3.9 Proyección económica a 5 años propuesta 1

AÑOS	PRODUCCION	PRECIO DEL PETROLEO	INGRESO ANUAL	COSTO ANUAL	FLUJO DE CAJA
0					\$ -2.627.000,00
1	29200	\$ 55,00	\$ 1.606.000,00	\$ -360.000,00	\$ 1.246.000,00
2	29200	\$ 55,00	\$ 1.606.000,00	\$ -360.000,00	\$ 1.246.000,00
3	29200	\$ 55,00	\$ 1.606.000,00	\$ -360.000,00	\$ 1.246.000,00
4	29200	\$ 55,00	\$ 1.606.000,00	\$ -360.000,00	\$ 1.246.000,00
5	29200	\$ 55,00	\$ 1.606.000,00	\$ -360.000,00	\$ 1.246.000,00

Tabla 3.10 VAN y TIR propuesta 1

VAN	\$2.347.916,71
TIR	38%
COSTO/BENEFICIO	\$ 2,37

3.2.2 Propuesta #2

Para la propuesta #2 se implementa en el PAD 150 un arreglo de tanques bota, un tanque de almacenamiento donde llegara el líquido producido de los 13 pozos, bombas para transferir el fluido a la estación norte 1, líneas de flujo, líneas eléctricas, scrubbers, mecheros, costo de operación y en el PAD 480 una bomba de transferencia para enviar el líquido al tanque de almacenamiento del PAD 150.

Los costos de inversión se los detalla a continuación

Tabla 3.11 Costos de proyecto propuesta 2

COSTO DE PROYECTO			
BOMBAS DE CRUDO	3	\$ 60.000,00	\$ 180.000,00
LINEAS DE FLUJO	2,5	\$ 300.000,00	\$ 750.000,00
LINEAS ELECTRICAS	2,5	\$ 300.000,00	\$ 750.000,00
BOTA DE GAS	1	\$ 50.000,00	\$ 50.000,00
TANQUE BOTA	4	\$ 80.000,00	\$ 320.000,00
COSTO DE OPERACIÓN	0,3		\$ 615.000,00
SCRUBBER	1	\$ 40.000,00	\$ 40.000,00
TOTAL			\$ 2.705.000,00

Existen costos que se deben ser considerado como permanentes tales como la electricidad y el operador.

Tabla 3.12 Consumo anual propuesta 2

CONSUMO	
OPERADOR	\$ 30.000,00
ELECTRICIDAD	\$ 500.000,00

El análisis económico que se presenta para esta propuesta considera las variables que están sujetas a cambios a lo largo del tiempo: precio del crudo, producción diaria y la tasa de descuento. Este análisis se realiza tomando en cuenta únicamente la producción incrementada en esta propuesta, la cual fue de 88 BPPD, con una tasa de descuento del 8% y considerando el precio de crudo de \$55

Tabla 3.13 Proyección económica a 5 años propuesta 2

AÑOS	PRODUCCION	PRECIO DEL PETROLEO	INGRESO ANUAL	COSTO ANUAL	FLUJO DE CAJA
0					\$ -2.705.000,00
1	32120	\$ 55,00	\$ 1.766.600,00	\$ -530.000,00	\$ 1.236.600,00
2	32120	\$ 55,00	\$ 1.766.600,00	\$ -530.000,00	\$ 1.236.600,00
3	32120	\$ 55,00	\$ 1.766.600,00	\$ -530.000,00	\$ 1.236.600,00
4	32120	\$ 55,00	\$ 1.766.600,00	\$ -530.000,00	\$ 1.236.600,00
5	32120	\$ 55,00	\$ 1.766.600,00	\$ -530.000,00	\$ 1.236.600,00

Obteniendo un VAN 2.232.385,23 y un TIR de 38% y un costo/beneficio de \$2,29

Tabla 3.14 VAN y TIR propuesta 2

VAN	\$2.232.385,23
TIR	36%
COSTO/BENEFICIO	\$ 2,29

Los análisis económicos planteados para ambas propuestas fueron establecidos para tres escenarios diferentes de los cuales se escogió la mejor opción de inversión, sin embargo, los escenarios adicionales se encuentran en anexos, estos consideran una baja producción y una tasa de descuento elevada, donde ya no sería rentable la inversión.

CAPÍTULO 4

4. Conclusiones y Recomendaciones

Luego de haber realizado el análisis respectivo en cada uno de los escenarios se tiene las siguientes conclusiones:

Conclusiones

Propuesta #1

- El arreglo de tanque bota permite optimizar la producción de los pozos que se encuentran alejados de la estación a la cual producen, ayudando a centralizar los pozos como es el caso del Pad 150.
- Al implementar el sistema de tanque bota se observa una reducción de distancia de 7,5km en el Pad 150, ya que ahora producirá a la locación y a su vez el pozo SCH-059UI reduce a 200m su distancia.
- El ganancial de producción que se obtiene en los pozos: SCH-059UI, SCHT-150TI, SCHT-169UI y SCHT-229UI es de 177BFPD siendo 88BPPD, no obstante, se debe tener en cuenta que estos pozos presentan un alto porcentaje de BSW lo que disminuye un ganancial de petróleo representativo.
- La línea de flujo del Pad 480 que será implementada permitirá la suspensión del uso del sistema de tanque bota actual, siendo esto favorable al medio ambiente ya que se eliminará los mecheros que actualmente queman gran cantidad de gas.
- Debido que la producción del Pad 480 será transferida a través de una línea de flujo al Pad 150, ya no tendrá la necesidad del uso de vacuums, lo que representaba anualmente un costo de \$2.606.100 dicho valor variaba

dependiendo del contratista, también se evitará la contaminación por ruido y el uso de diésel.

- Al hacer la implementación de la línea de flujo se observa una pérdida de producción en el Pad 480 de 8 BPPD, ya que al incrementar la distancia se incrementa el requerimiento de caída de presión por la línea dejando pozos sin fluir, por lo que aquellos pozos disminuyen su caudal de producción para poder llegar a la locación sugerida con la presión de cabeza necesaria.
- Analizando económicamente el proyecto es rentable, considerando un ganancial de producción en el sistema de 80BPPD con una tasa de descuento del 8% y el costo por barril de \$55, se obtiene un VAN de \$2.347.916,71 y un TIR de 38%.

Propuesta #2

- Se obtiene un incremento de producción que representa la ganancia total del sistema de 88BPPD, obtenidos de los pozos: SCH-0559UI, SCHT-150TI, SCHT229UI y SCHT169UI.
- El ganancial de producción se evidencio con la disminución de distancia que permitió la disminución de la presión de cabeza al igual que la presión de fondo, creando un mayor draw-down.
- De acuerdo con la implementación realizada del sistema de tanque bota en el Pad 150 y la bomba de transferencia en el Pad 480, no existe pérdida de producción en ningún pozo del arreglo establecido.
- Al hacer uso de una bomba de transferencia de fluido para llevar la producción del Pad 480 al Pad 150, manteniendo el sistema de tanque bota actual existente en el Pad 480, se conserva la producción sin pérdidas por requerimiento de mayor presión.

- Con la implementación de la línea de flujo y la bomba de transferencia se elimina el uso del vacuum y el consumo de diésel.
- El análisis económico se determinó teniendo una tasa ganancial de producción de 88BPPD, una tasa de descuento del 8% y un costo por barril de \$55, lo que nos dio como resultado un VAN de \$2232385,23 y un TIR del 36%, siendo este un proyecto rentable.

Generalidades

- Reducir las distancias en la línea horizontal reduce la demanda de presión que el sistema requiere.
- El aumento de producción disminuyendo las presiones en cabeza, dependen de la capacidad que tiene el reservorio para aportar fluidos y del índice de productividad del pozo.
- El alto corte de agua de los pozos del PAD 150 y el pozo SCH-059 no permite obtener un incremento representativo de petróleo con la reducción de presión de cabeza
- La conexión del PAD 480 al PAD 150 reduce los costos por vacuum generando un ahorro grande por año.
- Las botas de gas que se encuentran antes de entrar al tanque bota desgasifican en cierta parte el fluido proveniente del pozo debido a que estos operan con grandes producciones de gas, al entrar al tanque bota, se reducirá al mínimo el contenido de gas.
- Este sistema elimina la dilución del fluido motriz que ayudaba a llegar a la estación al pozo SCH-059

Recomendaciones

- De acuerdo con los análisis y conclusiones establecidas de ambas propuestas, se recomienda aplicar la propuesta #2, basándose en el objetivo primordial que es la optimización de producción, obteniendo solo ganancias en cuanto a la producción de la isla de pozos formada por trece pozos aledaños, sin perder producción en ningún pozo.
- Se debe tomar en cuenta que dentro de la propuesta #2, se puede evaluar la opción de disminuir el choque en los pozos del Pad 480, aumentando su diámetro de salida para incrementar la producción disminuyendo su restricción, teniendo en cuenta que el diámetro de choque mantenga el nivel de fluido dinámico del pozo y asimismo mantenga un mínimo rango de disminución de presión de fondo para que no se libere tanto gas.
- Económicamente la propuesta #1 es más rentable que la propuesta #2, sin embargo, al contemplar otras opciones de incremento de producción como lo son la alteración de choques del Pad 480, se observaría mayor ganancia sin gastos adicionales.
- Realizar la evaluación de los pozos del PAD 480 para disminuir su presión en cabeza de tal forma que no altere el funcionamiento de la bomba.
- En trabajos futuros instalar manejadores de gas en los pozos del PAD 480 ya que las presiones de cabeza requeridas para estos pozos son de 10 psi en la propuesta 2; generando un aumento considerable de producción ya que cuentan con un corte de agua bajo.
- Los tanques bota deben ser verificados de manera técnica cada 2 años ya que son susceptibles a la corrosión
- Colocar un sensor de nivel en el tanque de almacenamiento para obtener un sistema automatizado y consecuentemente reducir costos.

- Evaluar los pozos del PAD 150 y el SCH-059 al principio de la operación, para obtener la cantidad de fluido que los pozos están aportando y verificar el aumento de producción.
- Si se desea implementar el sistema de tanques bota en otros campos donde los pozos se encuentren alejados se deberá considerar el BSW y la capacidad del reservorio para aportar fluidos.
- Para pozos donde la presión de reservorio es baja debido a la depletación del mismo, no es recomendable implementar este sistema ya que el aumento de producción será mínimo.
- Para implementación de este sistema en otros campos se debe instalar bombas para transferir el líquido ya que una limitante de estos tanques es su capacidad nominal de 500 bbl, y los costos de Vacuum son elevados si los pozos son altamente productivos.
- Crear islas de pozos utilizando este sistema para centralizar la producción y mejorar eficientemente la capacidad volumétrica de hidrocarburos que se puede obtener.

...

BIBLIOGRAFÍA

5. BIBLIOGRAFÍA

(s.f.).

Bautista, D. S. (2017). Ingeniero en Petroleo. *Analisis tecnico economico comparativo para el cambio de fluido motriz de petroleo por agua de formacion, del sistema hidraulico del campo Sacha*. EPN, Quito.

Beggs, H. D. (2003). *Production Optimization Using Nodal Analysis*.

Brown, K. E. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods*. Tulsa: PennWellBooks.

Brs. Arismendi S., J. V. (2007). Optimización utilizando modelaje del bombeo electrosumergible. *Tesis de grado*. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

CEPET, & PDVSA. (1992). *Estaciones Recolectoras de Flujo*. Maracaibo.

Coello Zambrano, A. H. (2017). Manual de operaciones para levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet con unidad móvil de evaluación. (*Tesis de Grado*). Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Riobamba.

Colmont, I. G. (s.f.). *Flujo en medios porosos*.

Edisalic Vargas . (13 de Junio de 2018). *Monografías*. Obtenido de <http://www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo/levantamiento-artificial-bombeo2.shtml>

Jiménez Carrión, C. P. (2009). Optimización de los procesos en las facilidades de producción en el campo Sacha, Estacion Sacha Central. (*Tesis de Grado*). Escuela Politécnica Nacional, Quito.

Maggiolo, R. (2008). *Optimización de la producción mediante Analisis Nodal*. Lima: ESP OIL.

Marquinez, L. C. (2014). Ingeniero en Petroleo. *Propuesta para incrementar la producción de los pozos con bombeo hidráulico de la estación Sacha Central, mediante analisis nodal*. EPN, Quito.

Melo, V. (2014). *Levantamiento artificial*. Quito.

Obando Charcopa, L. E. (2015). Modelo Integrado de Analisis Nodal (Subsuelo-Superficie) economico de los pozos de la estación norte del campo sachá. (*Tesis de Grado*). Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil.

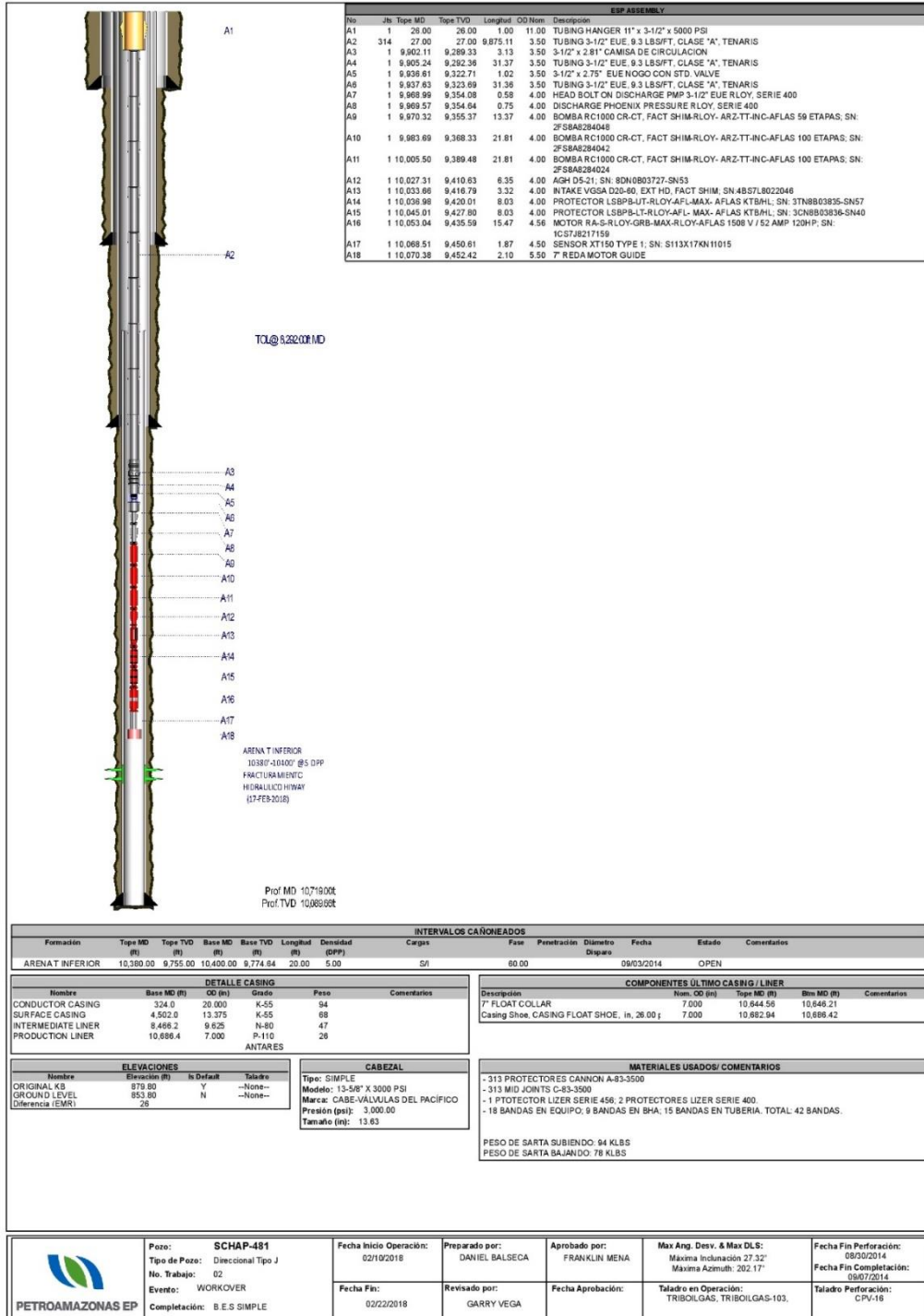
- Patrice Baby, M. R. (2004). *La cuenca oriente: Geología y Petróleo* .
- Rodríguez Páez, W. G., & Robles Peña, C. A. (2010). Herramienta software para el análisis de sistemas de levantamiento artificial convencionales. (*Tesis de grado*). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Sánchez Carranza, M. E. (2012). Automatización, Optimización del sistema de Bombeo Hidráulico y Análisis Técnico Económico del Capo Sacha. (*Tesis de Grado*). Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Schlumberger. (s.f.). Curva de comportamiento de la bomba.
- Schlumberger. (s.f.). REDA Production Systems (Nomenclatura).
- Schlumberger. (s.f.). REDA Production Systems Componentes del Motor.
- Schlumberger. (s.f.). Separador de Gas Estático.
- Solipet. (2009). *Manual de Bombeo Hidráulico*.
- Valle, G. (2018). *Optimización del Sistema de Producción: Análisis Nodal*.

ANEXOS


ANEXO A

Diagramas de pozo

Pozo SCHAP-481



Pozo SCHAP-482



SAC-482D

WO# 00
Tipo de Pozo: Tipo J

Fecha Fin Perforación: 12/05/2014
Fecha Fin Completación: 09/06/2014

Fecha Inicio: 04/10/2014
Fecha Finalización: 11/10/2014

Preparado:
Tig. Karen Escobar

Revisado:
Ing. Carlos Toapanta

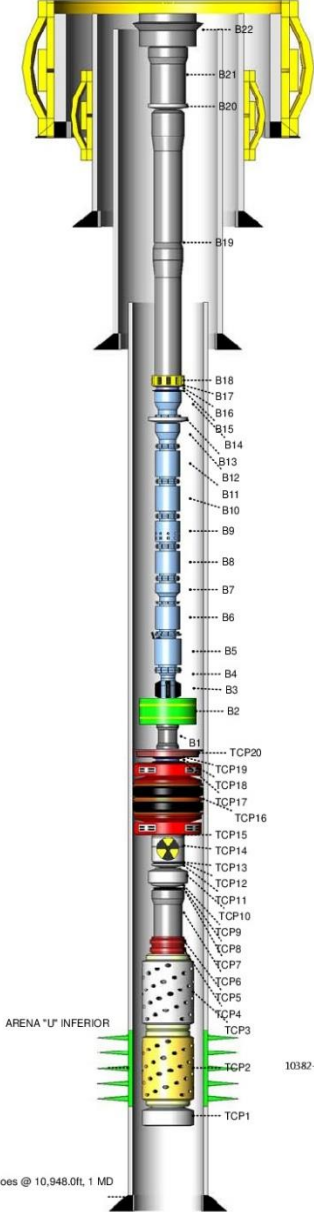
Aprobado:
Ing. Ángel Balarezo

Taladro: CPV/16

ELEVACIONES

Original KB: 879.8ft
Water Depth: 853.8ft
EMR: 25.0ft

COMPLETACION ELECTROSUMERGIBLE



ARENA "U" INFERIOR

Shoes @ 10,948.0ft, 1 MD

BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE				
No Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Description
B22	1	26.0	3.63	6.276 TUBING HANGER
B21	1	29.6	1.05	3.500 1 PUP JOINT 3 1/2", 9.3 LBFT, N-80, EUE
B20	1	30.7	1.34	3.500 X-COVER 2 7/8" EUE PIN X 3 1/2" BOX (CIA. SERTECOPET)
B19	322	32.0	9.8553	2.875 TUBING 2 7/8", 6.5 LBFT, N-80, EUE
B18	1	9.967.0	2.98	2.875 CAMISA 2 7/8" (ID=2.31") (CIA. SERTECOPET)
B17	1	9.970.0	3.02	2.875 TUBING 2 7/8", 5.5 LBFT, N-80, EUE
B16	1	10.000.9	0.95	2.875 NO-GO C/S VALVE 2 7/8" (ID=2.25") (CIA. SERTECOPET)
B15	1	10.001.9	30.76	2.875 TUBING 2 7/8", 6.5 LBFT, N-80, EUE
B14	1	10.032.7	0.86	4.500 SUBTRANSFER DISCHARGE PRESSURE 3-1/2", PT00491, S/N: N/A (NUEVO)
B13	1	10.033.5	1.30	3.500 X-COVER 3 1/2" EUE PIN X 2-7/8" EUE BOX (CIA. SERTECOPET)
B12	1	10.034.8	0.63	4.000 HEAD, PUMP BO TR4 3-1/2 8FD EUE 4SS, 150089, S/N: N/A (NUEVO)
B11	1	10.035.4	14.80	4.000 BOMBA T850 AR FLT 1785TG 8 10MKG, HSS, SST, H&B, AR, H&B, 118030, S/N: 2F4000497Q (NUEVO)
B10	1	10.050.2	14.80	4.000 BOMBA TD 850 AR FLT 18217B #10.4SS HSS, 12530, S/N: 2F4000489Q (NUEVO)
B9	1	10.065.0	6.22	4.000 SEPARADOR DE GAS TR4 AR MAGS3 HSS ASSY, M/L, 182455, S/N: 4F400156Q (NUEVO)
B8	1	10.071.3	7.61	4.000 PROTECTOR SUPERIOR, SEAL, TR4 AR L28P HL-HT AFL CR HSS, 13060CR, S/N: 3F4000378Q (NUEVO)
B7	1	10.078.9	0.34	4.000 ADAPTADOR KIT ADAPTER TR4 SEAL, SEAL ASSY, 74497, S/N: N/A (NUEVO)
B6	1	10.079.2	7.61	4.000 PROTECTOR INFERIOR, SEAL, TR4 AR L28P HL-HT AFL CR HSS, 19060CR, S/N: 3F4000378Q (NUEVO)
B5	1	10.086.8	25.95	4.500 MOTOR MTR, TR4-92 CT 100 / 155 / 48, HIGH TEMP, M/L, FF, 0.9", FT: 2000M7, 110829, S/N: 1F9L00018Q
B4	1	10.112.8	3.49	4.300 SENSOR DE FONDO, ZENITH ET SERIES ESP/DO/HOLE, PT00490B, S/N: TB 7844 (NUEVO)
B3	1	10.116.3	0.83	4.650 CENTRALZER, MOTOR 6.00 OD STL, 13204, S/N: N/A (NUEVO)
B2	1	10.117.1	5.51	5.000 CAMISA TUBO RIGIDO 5" CED-40, 26026CLE, S/N: N/A (NUEVO)
B1	1	10.122.6	5.20	2.380 PATA DE MULA 5.2 PIES LARGO, 260304CLE, S/N: N/A (NUEVO)


BHA TCP (CIA. BAKER ATLAS)				
No Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Description
TCP20	1	10,163.2	3.10	5.500 1 ON-OFF GRO IZQUIERDA INVERTIDA (WTF)
TCP19	1	10,166.3	30.74	2.875 2.875" TUBING, EUE, 6.5 LBFT, N-80 (ORN)
TCP18	1	10,197.1	0.96	2.875 1 1/4" GO S/N S. VALVE (SERTECOPET)
TCP17	1	10,198.0	30.94	2.875 2.875" TUBING, EUE, 6.5 LBFT, N-80 (ORN)
TCP16	1	10,229.0	7.44	6.276 2 7/8" X 7" PACKER ARROWSET I-X MECHANICAL (WTF)
TCP15	1	10,236.4	0.00	2.875 RADIATIVE SUB
TCP14	1	10,236.4	1.07	2.875 MARCA RADIATIVA
TCP13	1	10,237.5	30.92	2.875 2.875" TUBING, EUE, 6.5 LBFT, N-80 (ORN)
TCP12	1	10,268.4	30.90	2.875 2.875" TUBING, EUE, 6.5 LBFT, N-80 (ORN)
TCP11	1	10,296.3	0.79	2.875 3 1/2" EUE PIN X 2 7/8" EUE BOX
TCP10	1	10,300.1	2.57	3.500 3 1/2" INKOCK OUT PLUG
TC9	1	10,302.7	0.84	2.875 2 7/8" EUE PIN X 3 1/2" EUE BOX
TC8	1	10,303.5	30.81	2.875 2.875" TUBING, EUE, 6.5 LBFT, N-80 (ORN)
TC7	1	10,334.3	30.89	2.875 2.875" TUBING, EUE, 6.5 LBFT, N-80 (ORN)
TC6	1	10,365.2	4.08	2.875 2.875" TUBING, EUE, 6.5 LBFT, N-80
TC5	1	10,368.3	1.77	2.875 2 7/8" MECHANICAL FIRING HEAD
TC4	1	10,371.0	0.32	2.875 4 1/2" FIRING HEAD ADAPTER
TC3	1	10,371.4	10.63	4.500 4 1/2" SPACER
TC2	1	10,382.0	17.00	4.500 4 1/2" 12 TPP XPE HMK LOADED GUNS
TC1	1	10,399.0	1.30	4.500 4 1/2" BULL PLUG

CASING CONDUCTOR						
Description	Juntas	Top MD (ft)	MD Base (ft)	D.E. (in)	Sim.	
CASING SUPERFICIAL						
Float Collar	1	4,490.0	4,481.5	13.375	CSG2	
ZAPATO GUJA	1	4,499.3	4,501.0	13.375	CSG2	
CASING INTERMEDIO						
Collar Flotador 9-5/8"	1	8,532.7	8,554.3	9.625	CSG3	
ZAPATO CONVENCIONAL	1	8,569.3	8,591.0	9.625	CSG3	
CASING PRODUCCION						
7" Float Collar	1	10,904.9	10,906.5	7.000	4	
Casing, CASING, in, 26.00 ppt...	1	10,943.0	10,944.6	7.000	2	
7" EZ REAM/FLOAT SHOE	1	10,944.6	10,948.0	7.000	1	

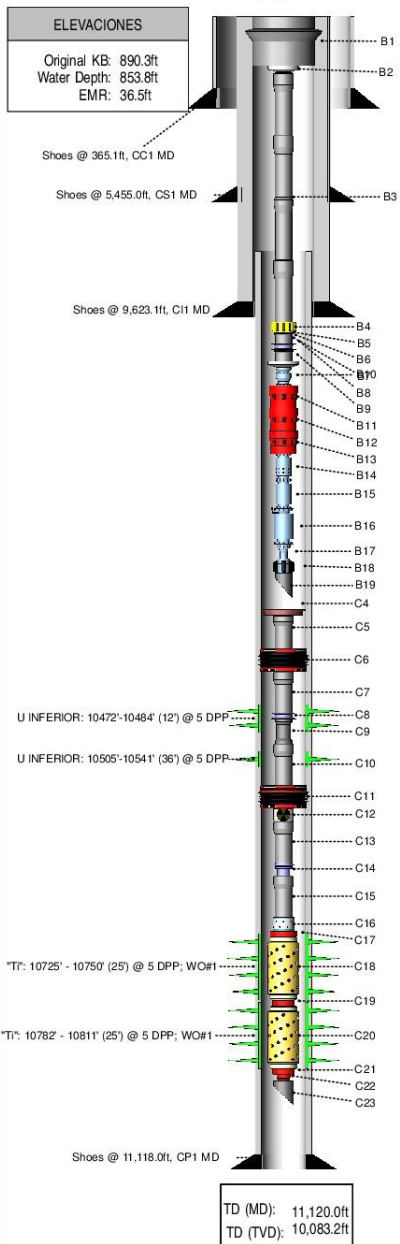
CASING STRINGS				
Name	Top MD (ft)	Base MD (ft)	OD (in)	Weight (lb/ft)
CASING CONDUCTOR	26.0	355.0	26.000	
CASING SUPERFICIAL	26.0	4,501.0	16.000	
CASING INTERMEDIO	27.7	8,591.0	12.250	
CASING PRODUCCION	8,466.4	10,948.0	8.500	

TD (MD): 6,728.0ft
TD (TVD): 6,325.0ft

Pozo SCHAP-484

	SAC-484D		Fecha Fin Perforación: 12/19/2014 22:00 Fecha Fin Completación: 12/28/2014 00:00	Preparado: Ing. Diego Cunalata	Aprobado: Ing. Roque Rivadeneira
	WO# 01 Tipo de Pozo: Direccional "J"	Fecha Inicio: 1/30/2016 Fecha Finalización: 2/13/2016	Revisado: Ing. Iván Fajardo	Taladro: TRIBOLGAS/106	

COMPLETACION ELECTROSUMERGIBLE



EQUIPO BES NHV760 DE CIA NOVOMET					
No	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Descripcion
B1	1	36.5	1.00	11.000	TUBING HANGER 11" X 3-1/2" X 5000 PSI
B2	1	37.5	0.63	4.500	X-OVER 3-1/2" EUE PIN X 2-7/8" EUE PIN
B3	325	38.1	10,001.58	2.875	2-7/8" EUE (325) TUBOS, N-80, 6.5 LB/FT
B4	1	10,039.7	2.78	3.500	2-7/8" X 2-3/4" CAMISA TIPO L (REPARADA, SERTECPET), S/N: SFN-0016
B5	1	10,042.5	30.89	2.875	2-7/8" EUE (1) TUBO, N-80, 6.5 LB/FT
B6	1	10,073.4	0.95	3.500	2-7/8" X 2-25" EUE NO-GO, S/N: NON-1212; CON 2.25" STD-VALVE, S/N: RN-400
B7	1	10,074.3	30.86	2.875	2-7/8" EUE (1) TUBO, N-80, 6.5 LB/FT
B8	1	10,105.2	0.74	4.500	X-OVER 3-1/2" EUE PIN X 2-7/8" EUE BOX
B9	1	10,105.9	0.70	4.060	DESCARGA DE PRESION 3-1/2", SERIE 406
B10	1	10,106.6	0.66	4.060	DESCARGA EUE 3-1/2", SERIE 406
B11	1	10,107.3	19.24	4.060	BOMBA SUPERIOR NHV760 161 ETAPAS, SERIE 406, S/N: 140709366
B12	1	10,126.5	19.24	4.060	BOMBA INFERIOR NHV760 161 ETAPAS, SERIE 406, S/N: 140709382
B13	1	10,145.8	7.75	4.060	BOMBA MULTIFASICA 13 ETAPAS, SERIE 406, S/N: 140607892
B14	1	10,153.5	2.93	4.060	SEPARADOR DE GAS, SERIE 406, S/N: 140100294
B15	1	10,156.4	14.97	4.060	PROTECTOR EN TANDEM LSBPB-SBPSSL, SERIE 406, S/N: 140601916
B16	1	10,171.4	18.99	5.120	MOTOR 145 HP/ 2340 V/ 35 A, SERIE 512 S/N: 131206504
B17	1	10,190.4	2.55	3.780	SENSOR 9800 PSI, CR2, SERIE 378 S/N: 140100087
B18	1	10,193.0	0.85	6.125	6" CENTRALIZADOR
B19	1	10,193.8	5.28	2.375	2-3/8" PATA DE MULLA

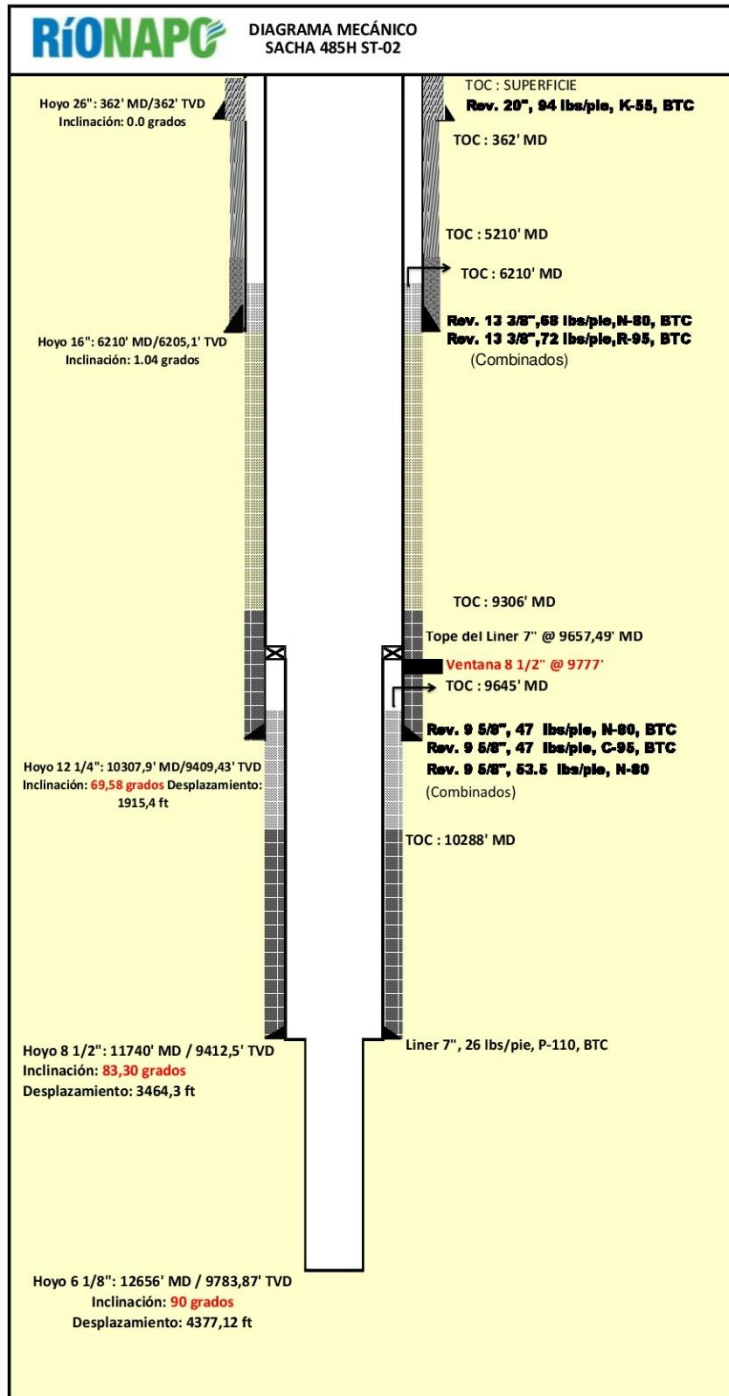
CONJUNTO TCP DE CIA. PERFOLOG					
No	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Descripcion
C4	1	10,408.4	3.10	5.500	-5-1/2" X 2-7/8" CAMPANA ON-OFF SOLA, GIRO IZQ, S/N: OFN-0037 (WTF, NUEVA).
C5	1	10,411.5	30.91	2.878	-2-7/8" EUE (1) TUBO CLASE "A"
C6	1	10,442.4	5.16	7.000	-7" X 2-7/8" EUE PACKER HIDRAULICO WH6, S/N: KRN-0048 (WTF)
C7	1	10,447.6	30.82	2.875	-2-7/8" EUE (1) TUBO CLASE "A"
C8	1	10,478.4	0.95	3.500	-2-7/8" X 2-25" NO-GO, S/N: NON-111CON 2.25" STD-VALVE, S/N: VIP-1063
C9	1	10,479.3	6.31	2.875	-2-7/8" EUE (1) PUR JOINT
C10	3	10,487.6	92.69	2.875	-2-7/8" EUE (3) TUBOS CLASE "A"
C11	1	10,580.3	7.45	7.000	-7" X 2-7/8" EUE ARROW SET PACKER MECANICO S/N: KWN-0036 (WTF).
C12	1	10,587.8	2.00	2.875	-2-7/8" MARCA RADIACINA
C13	2	10,589.8	61.30	2.875	-2-7/8" EUE (2) TUBOS CLASE "A"
C14	1	10,651.1	1.45	3.000	-2-7/8" PRODUCTION VALVE BPV
C15	2	10,652.5	61.15	2.875	-2-7/8" EUE (2) TUBOS CLASE "A"
C16	1	10,713.7	2.81	3.000	-2-7/8" MECHANICAL FIRING HEAD-FHSM
C17	1	10,716.5	8.50	5.500	-4-1/2" ESPACIADOR DE SEGURIDAD
C18	1	10,725.0	25.00	4.500	-4-1/2" CAÑONES 4039 CONNEX @ 5DPP
C19	1	10,750.0	32.00	4.500	-4-1/2" ESPACIADOR DE SEGURIDAD
C20	1	10,782.0	29.00	4.500	-4-1/2" CAÑONES 4039 CONNEX @ 5DPP
C21	1	10,811.0	6.70	4.500	-4-1/2" CAÑON ESPACIADOR
C22	1	10,817.7	0.31	2.670	-2-10/15" HYDRAULIC FIRING HEAD
C23	1	10,818.0	2.21	2.875	-2-7/8" MULE SHOE

CASING CONDUCTOR 20"					
Descripcion	Juntas	Top MD (ft)	MD Base (ft)	D.E. (in)	Sim.
ZAPATO CONVENCIONAL 20"	1	362.4	365.1	20.000	CC1
CASING SUPERFICIAL 13 3/8"					
Descripcion	Juntas	Top MD (ft)	MD Base (ft)	D.E. (in)	Sim.
FLOAT COLLAR DE 13 3/8"	1	5,415.8	5,417.1	13.375	CS3
ZAPATO CONVENCIONAL DE 13 3/8" CON VALVE	1	5,455.0	5,455.0	13.375	CS1
CASING INTERMEDIO 9 5/8"					
Descripcion	Juntas	Top MD (ft)	MD Base (ft)	D.E. (in)	Sim.
COLLAR FLOTADOR	1	9,582.1	9,583.3	9.625	C13
ZAPATO DE 9 5/8"	1	9,621.5	9,623.1	9.625	C11
CASING PRODUCCION 7"					
Descripcion	Juntas	Top MD (ft)	MD Base (ft)	D.E. (in)	Sim.
TIW FLOAT COLLAR	1	11,076.1	11,077.6	7.000	CP3
ZAPATO RIMADOR DE 7"	1	11,115.0	11,118.0	7.000	CP1

ACCESORIOS EQUIPO BES	
COMPONENTE	CANTIDAD
PROTECTORES CANNON 2875 A-83	303
PROTECTORES CANNON 2875 A-13	21
MID JOINTS CANNON 2875 C-83	325
BANDAS METALICAS DE 3/4" EN EQUIPO	34
BANDAS METALICAS DE 3/4" EN BHA	13
BANDAS METALICAS DE 3/4" EN TUBERIA	28
PROTECTOR LUZER SERIE 406	1
PIES DE CABLE MLE	85

CASING STRINGS				
Name	Top MD (ft)	Base MD (ft)	OD (in)	Weight (kip)
CASING CONDUCTOR 20"	36.5	365.0	26.000	
CASING SUPERFICIAL 13 3/8"	36.5	5,455.0	16.000	
CASING INTERMEDIO 9 5/8"	36.5	9,623.1	12.250	
CASING PRODUCCION 7"	9,482.7	11,118.0	8.500	

Pozo SCHAP-485

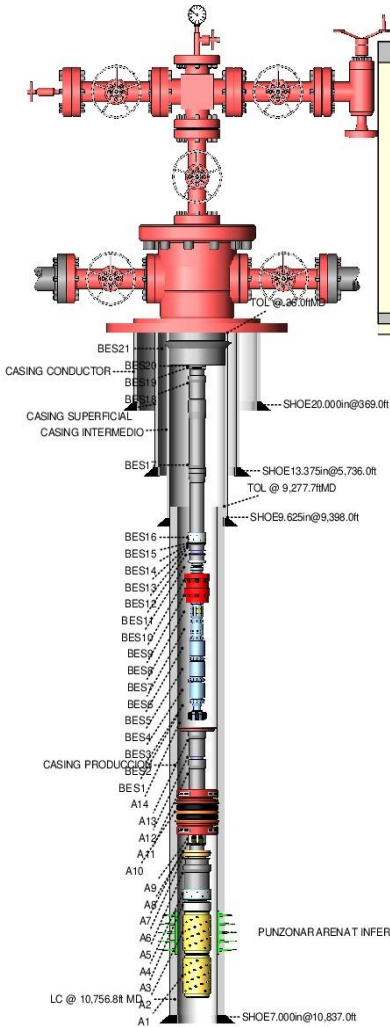


Pozo SCHAP-486

ESQUEMA MECANICO COMPLETACION INICIAL SAC - 486D

ELEVACIONES

Original KB: 889.75ft
 Water Depth: 853.79ft
 EMR: 35.96ft



EQUIPO BES D46N							
Sim	Descripcion	Joints	Lon (ft)	Top MD (ft)	OD (in)	D.I. (ft)	Serial No.
BES21	TUBING HANGER 1" x 3/2" EUE (VALV ANCIPO)	1	1.15	38.0	11.000		3.530
BES20	X-OVER 2 7/8" PIN EUE X 3 1/2" PIN EUE (NUEVO SERTECPET)	1	1.05	37.2	2.875		2.441
BES19	TUBING 2 7/8" NO-40, 6.5 ft EUE	1	30.71	38.2	2.875		2.441
BES18	PUP JOINT 2 7/8" NO-40, 6.5 WFT EUE (NUEVO SERTECPET)	1	8.63	48.9	2.875		2.441
BES17	TUBING 2 7/8" NO-40, 6.5 ft EUE	322	9,911.77	74.9	2.875		
BES16	CAMISA DESLIZABLE TIPO SL 2 7/8" EUE (231" ID) (NUEVO SERTECPET)	1	2.99	9.887	2.875		SON-125
BES15	TUBING 2 7/8" NO-40, 6.5 ft EUE	1	31.41	9.887	2.875		
BES14	NO-GO 2 7/8" 2.25 EUE TIPO "R" EUE WSTD VALVE 2.25" (NUEVO SERTECPET)	1	0.83	10.211	2.875		
BES13	TUBING 2 7/8" NO-40, 6.5 ft EUE	1	30.26	10.222	2.875		
BES12	X-OVER 3 1/2" PIN 3 1/2" BOX NUEVO SERTECPET	1	1.50	10.023	2.875		
BES11	HEAD BOLT ON DISCHARGE PMP 400 RLOY 3 1/2 OD RD EUE (SUB NUEVO)	1	0.58	10.033	3.500		
BES10	DISCHARGE PHOENIX PRESSURE PMP 400 RLOY (SUB NUEVO)	1	0.75	10.054	4.000		OP 4946
BES9	BOMBA SUPERIOR D46N 183 ETAPAS 66CRCT-AFL-INC-ES-ZZ-RLOY (SUB NUEVO)	1	17.58	10.054	4.000		N/A
BES8	BOMBA INFERIOR D46N 183 ETAPAS 66CRCT-AFL-INC-ES-ZZ-RLOY (SUB NUEVO)	1	17.58	10.072	5.000		29NSC02915
BES7	AGH D521 32 ETAPAS 66CRCT-AFL-INC-ES-ZZ-RLOY (REPARADO)	1	6.55	10.061	4.000		29NSC02916
BES6	SEPARADOR DE GAS DRG-RLOY (SUB NUEVO)	1	2.00	10.084	4.000		420N830046
BES5	PROTECTOR SUPERIOR BPSLUT-RLOY-ARL-MAXIMUS (REPARADO)	1	8.03	10.084	4.500		37N340002
BES4	PROTECTOR INFERIOR BPSLUT-RLOY-ARL-MAXIMUS (REPARADO)	1	8.03	10.103	4.500		37N340003
BES3	MOTOR RA-S-RLOY-ARL-MAXIMUS 150HP, 107V, 55.7AMP. (REPARADO)	1	21.00	10.114	4.500		37N410008
BES2	SENSOR PHOENIX XT150, TYPE 1 (REPARADO)	1	1.87	10.136	4.500		S113XL11N00146
BES1	CENTRALIZADOR DE 7" NUEVO	1	2.10	10.138	6.120		

CONJUNTO TOP							
Sim	Descripcion	Joints	Lon (ft)	Top MD (ft)	OD (in)	D.I. (ft)	Serial No.
A14	CONNECTOR ON OFF 5 1/2" X 2 7/8" (WTF)	1	3.10	10.182	5.500	2.410	1316713
A13	PUP JOINT TBG 2 7/8" NO. 6.5 ft EUE (SERTECPET)	1	7.81	10.195	2.875	2.440	
A12	NO-GO 2 7/8" EUE TIPO R 2.25" WSTD VLV 2.25" (SERTECPET)	1	0.98	10.202	2.875	2.250	
A11	PUP JOINT TBG 2 7/8" NO. 6.5 ft EUE (SER)	1	9.83	10.209	2.875	2.440	
A10	PACKER MECANICO ARROW SET 17" X 2 7/8" (WTF)	1	7.46	10.217	7.000	2.300	164565
A9	SUB PASIVOACTIVO	1	0.50	10.221	2.875	2.440	
A8	TBG 2 7/8" NO. 6.5 ft EUE	7	25.19	10.221	2.875	2.440	
A7	SUB DE BAJO BALANCE	1	0.79	10.438	4.500	2.250	
A6	TBG 2 7/8" NO. 6.5 ft EUE	1	30.85	10.437	4.500		
A5	PUP JOINT TBG 2 7/8" NO. 6.5 ft EUE (WTF)	1	10.29	10.486	4.500		
A4	CABEZ REDUNDANTE TOP DUAL + X-OVER	1	3.09	10.478	4.500		
A3	TOP SUB ESPACIADOR 4 1/2"	1	10.05	10.482	4.500		
A2	CANON DE DISPARO 4 1/2" @ 5 DPP + 2 CAMISAS DE PROPE	1	32.00	10.482	4.500		
A1	CANON VACIO DE DISPARO PARA DESBALANCE DINAMICO	1	15.82	10.524	4.500		

CASING STRINGS				
Name	Top MD (ft)	Base MD (ft)	Max OD (in)	Grado Weight (k/g)
CASING CONDUCTOR	36.0	369.0		
CASING SUPERFICIAL	36.0	5,736.0		
CASING INTERMEDIO	36.0	9,398.0		
CASING PRODUCTORA	9,277.7	10,837.0		26.0

Max. Ang. Dev. & Max. DLS (°/100')
 25.83° @ 9128' MD/ 8489' TVD & 2.15 (°/100') @ 9624' MD/ 8941' TVD

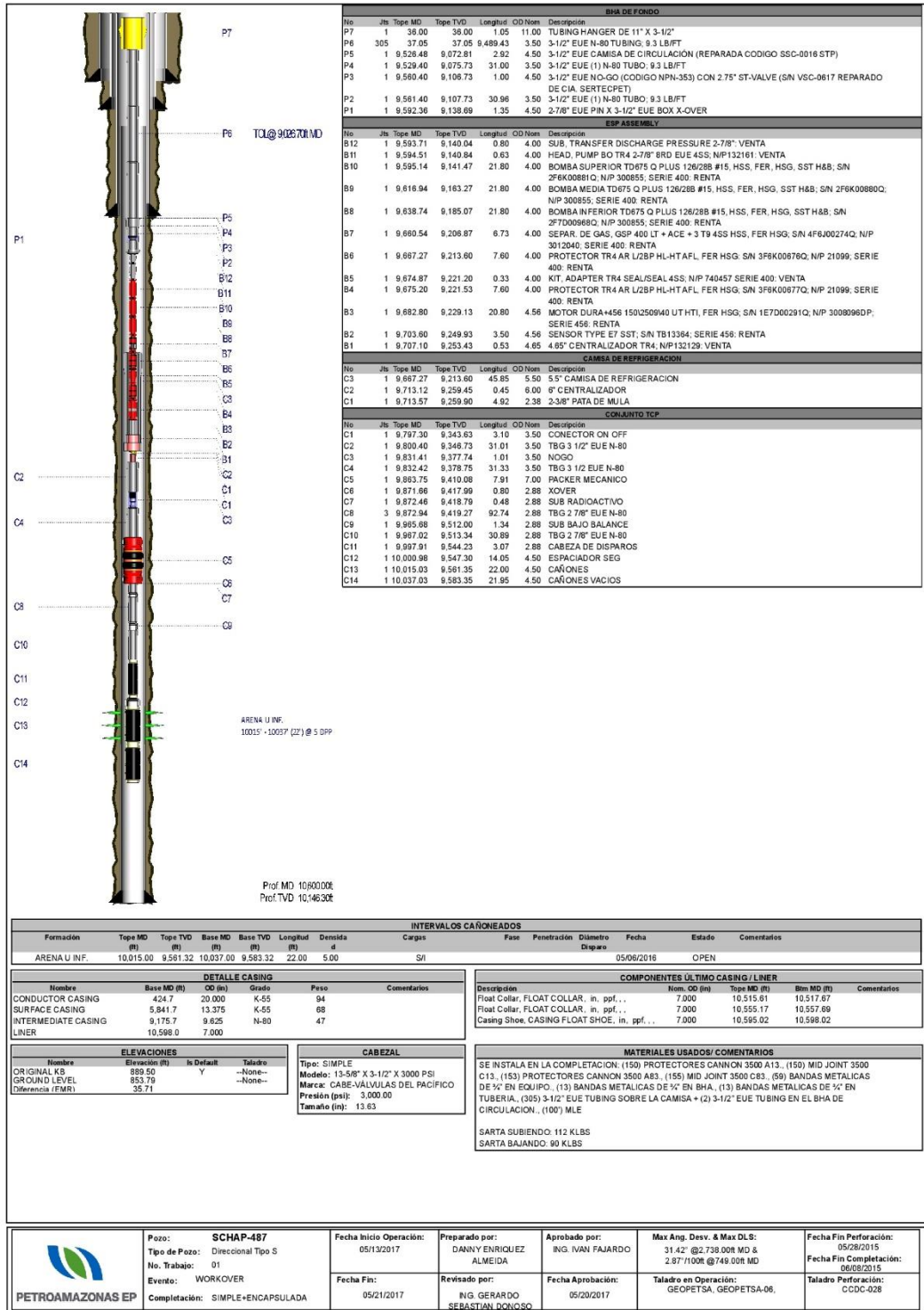
Materiales usados	
Accessory Name	Cantidad
PROTECTORES CANNON 2875 A-83	322
MID JOINT 2875 A-83	323
BANDAS TUBERIA	23
BANDAS EQUIPO	9

WELLHEAD SINGLE
Wellhead Name: CABEZAL MULTIBOWL 13.38" x 9.58" x 3.12"
Wellhead Make: VALVULAS DEL PACIFICO
Working Press: 3,000.00psi
Wellhead Model
Wellhead Size: 13.375in

TD (MD): 10,837.0ft
 TD (TVD): 10,112.1ft

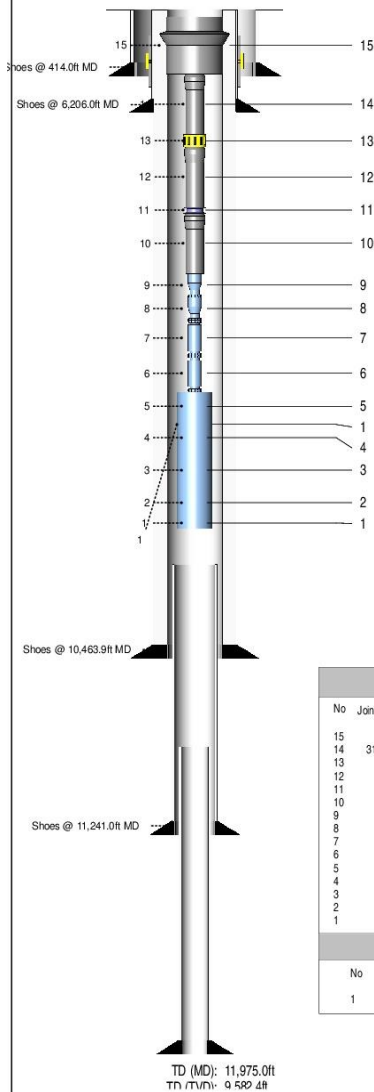
	SAC-486D	Drilling Spud Date: 2/23/2015 22:00 Drilling End Date: 03/15/2015 20:00	Preparado por: D. Herrera	Aprobado por: J. Saaverdia
	WO# 00 Tipo: Direccional Perfil: DIRECTIONAL	Fecha inicio C&P: 3/15/2015 20:00 Fecha Fin C&P: 03/23/2015 22:00	Revisado por: D. Chanatasig / F. Iriga	RIG: HILONG/16

Pozo SCHAP-487



Pozo SCHAP-488

ESQUEMA MECANICO SACHA 488H C&PI



ELEVACIONES	
Original KB:	889.5ft
Water Depth:	853.5ft
EMR:	36.0ft

LINER 5"				
Component	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)
CASING HANGER	1	11,104.9	15.60	5.000
CASING	3	11,120.5	111.42	5.000
SLOTTED LINER	1	11,231.9	37.38	5.000
PERFORATED JOINT(S)	1	11,269.3	36.09	5.000
SLOTTED LINER	1	11,305.4	36.17	5.000
PERFORATED JOINT(S)	1	11,341.6	37.45	5.000
SLOTTED LINER	1	11,379.0	36.97	5.000
PERFORATED JOINT(S)	1	11,416.0	36.68	5.000
SLOTTED LINER	1	11,452.7	37.17	5.000
PERFORATED JOINT(S)	1	11,489.8	36.70	5.000
SLOTTED LINER	1	11,526.5	37.76	5.000
PERFORATED JOINT(S)	1	11,564.3	37.48	5.000
SLOTTED LINER	1	11,601.8	36.36	5.000
PERFORATED JOINT(S)	1	11,638.1	36.29	5.000
SLOTTED LINER	1	11,674.4	37.92	5.000
PERFORATED JOINT(S)	1	11,712.3	35.17	5.000
SLOTTED LINER	1	11,747.5	36.85	5.000
PERFORATED JOINT(S)	1	11,784.4	36.90	5.000
SLOTTED LINER	1	11,821.3	37.62	5.000
PERFORATED JOINT(S)	2	11,858.9	73.15	5.000
LANDING COLLAR	1	11,932.0	0.90	5.000
CASING	1	11,932.9	36.46	5.000
CASING FLOAT SHOE	1	11,969.4	2.60	5.000

EQUIPO BES D800N						
No	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Description	Serial No.
15	1	36.5	1.02	11.000	TUBING HANGER	
14	312	37.5	9,711.27	3.500	312 EA 3 1/2" TUBING 9.3 LPP N-80	
13	1	9,748.8	3.12	3.500	31/2" CAMISA (NUEVO) PROBADA EN SUPERFICIE (CERRADA)	
12	1	9,751.9	30.59	3.500	1 EA 3 1/2" TUBING 9.3 LPP N-80	
11	1	9,782.5	1.02	3.500	3 1/2" NO-GO CON STD VALVE (NUEVOS)	
10	1	9,783.5	30.48	3.500	1 EA 3 1/2" TUBING 9.3 LPP N-80	
9	1	9,814.0	0.58	4.000	DESCARGA 3 1/2" EJE	1291772
8	1	9,814.6	1.75	4.000	SENSOR DE DESCARGA PHOENIX SUB SERIE 400	100144521
7	1	9,816.3	14.79	4.000	BOMBA D800N 400 168 STG 66CRCT-AFL-INC-ES-ZZ-ROY	2FN6H02611
6	1	9,831.1	14.79	4.000	BOMBA D800N 400 168 STG 66CRCT-AFL-INC-ES-ZZ-ROY	2FN6H02636
5	1	9,845.9	3.33	4.000	GAS SEPARATOR, VGSA D20-80, 400/400 RLOY/87 INC, M-TRM (INTAKE)	48N6H02718
4	1	9,849.2	8.51	4.000	PROTECTOR SUPERIOR SERIE 400, BPSSL, INC, HL, RLOY	3CN6H02824
3	1	9,857.8	8.17	4.000	PROTECTOR INFERIOR SERIE 400, BPSSL, INC, HL, RLOY	3CN6H02825
2	1	9,865.9	18.82	4.000	MOTOR, 456, DOMINATOR RA-UT, RA, NTB-120 HP/1792 V/ 42.9 A SN: 1C 5H02923	1C5H02923
1	1	9,884.7	1.87	4.000	450 SENSOR PHOENIX XT 150 TIPO 1	S113XB15N06891

CAMISA DE REFRIGERACION						
No	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Description	Serial No.
1	1	9,846.0	55.40	5.500	CAMISA DE REFRIGERACION 5.5	

CASING STRING		
Name	Top MD (ft)	Base MD (ft)
CASING CONDUCTOR	36.0	414.0
CASING SUPERFICIAL	36.0	6,206.0
CASING INTERMEDIO	36.0	10,463.9
CASING PRODUCCION	10,318.4	11,241.0
LINER	11,104.9	11,972.0

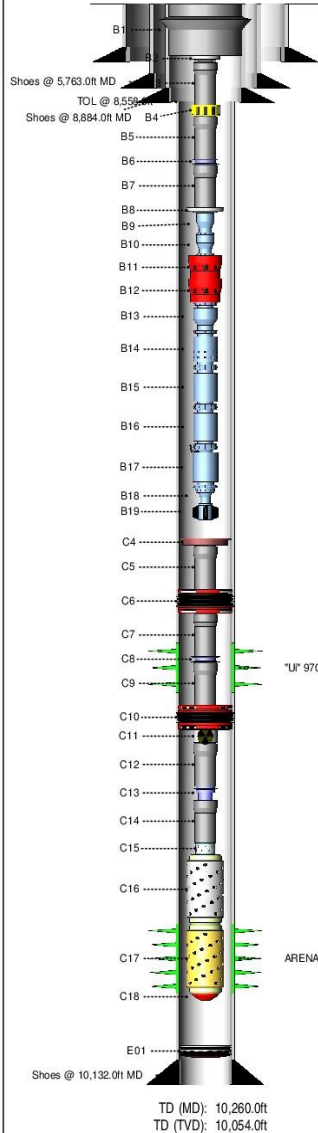
QUEDO EN EL POZO:
 311 PROTECTORES GRIPPING DE 3 1/2" NUEVOS DE CIA. B&S
 312 PROTECTORES DE MEDIO TUBO DE 3 1/2" NUEVOS DE CIA. B&S
 16 BANDAS METALICAS EN QUIPO BES.
 9 BANDAS METALICAS EN BHA.
 8 BANDAS METALICAS EN TUBERIA.

SE UTILIZO 314 JUNTAS EN LA COMPLETACION CON EQUIPO BES.

	SAC-488H	Preparado: DAVID ORDOÑEZ	Aprobado: DIEGO ESCOBAR
	C&PI# 00 Tipo de Pozo: Horizontal	Fecha Inicio: 8/26/2015 10:30 Fecha Fin: 9/7/2015 02:00	Revisado: PAUL CALDERON

Pozo SHT-150

ESQUEMA MECANICO



ELEVACIONES	
Original KB:	893.0ft
Water Depth:	862.0ft
EMR:	31.0ft

EQUIPO BES D460N DE CIA. SCHLUMBERGER				
No Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Description
B1	31.0	0.94	11.000	TUBING HANGER DE 11" X 3.1/2" X 5000 PSI.
B2	31.9	1.14	3.500	3 1/2" EUE P/N X 2 7/8" EUE P/N
B3	302	33.1	9.32666	2 7/8" EUE (30) TUBO, N.80, 6.5 LB/FT, CLASE "A"
B4	9.3697	3.00	3.500	2 7/8" X 2.31" CAMISA TIPO I (SERTECET), SN: SQN-144
B5	9.3627	30.96	2.875	2 7/8" EUE (I) TUBO, N.80, 6.5 LB/FT, CLASE "A"
B6	9.3837	0.95	3.500	2 7/8" X 2.25" NO-GO, SN: 100H15, CON: 2.25" 2ST VALVE, SN: VRN-075.
B7	9.3846	30.80	2.875	2 7/8" EUE (I) TUBO, N.80, 6.5 LB/FT, CLASE "A"
B8	9.4254	1.33	4.500	2 7/8" EUE BOX X 3 1/2" EUE P/N X-OVER
B9	9.4684	0.58	4.000	DESCARGA EUE 3 1/2" SERIE 400
B10	9.4274	0.75	4.000	DESCARGA DE PRESION PHOENIX, SERIE 400
B11	9.4228	14.79	4.000	BOMBA SUPERIOR D460N, 152 STG, 86CRCT-AT-INC-ES-ZZ-FLOY, SERIE 400, SN: 3FN6C01138
B12	9.4628	14.79	4.000	BOMBA SUPERIOR D460N, 152 STG, 86CRCT-AT-INC-ES-ZZ-FLOY, SERIE 400, SN: 3FN6C01047
B13	9.4677	0.33	5.400	ADAPTER SERIE 540 / 400
B14	9.4680	3.19	5.400	SEPARADOR DE GAS WGA W50-90 FLOY ES, SERIE 540, SN: 4HNC01111
B15	9.4612	8.93	5.400	PROTECTOR SUPERIOR MAXIMUS BRSSL LT-INC-FLOY-AFL, SERIE 540, SN: 3FN6C01109
B16	9.4701	8.93	5.400	PROTECTOR INFERIOR MAXIMUS BRSSL LT-INC-FLOY-AFL, SERIE 540, SN: 3FN6C01110
B17	9.4791	9.33	5.620	MOTOR MAXIMUS FLOY, 113HP / 2246V / 30.6A, SERIE 540, SN: 1HNC01135
B18	9.4684	1.87	4.500	SENSOR PHOENIX VT-10 TIPO 1, SERIE 400, SN: 5110XJ-HN6669
B19	9.4603	1.35	6.125	CENTRALIZADOR 7"

CONJUNTO TCP DE WEATHERFORD				
No Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Description
C4	9.6397	3.09	5.500	5 1/2" X 2 7/8" CAMPANA ON OFF SOLA, GIRO DZ, INVERTIDA, SN: FN0023 (WTF).
C5	9.6428	30.96	2.875	2 7/8" EUE (I) TUBO CLASE "A", N.80, 6.5 LB/FT
C6	9.6738	6.17	7.000	7" X 2 7/8" ELBOWER HIDRAULICO WHS, SN: KRN-0057 (WTF)
C7	9.6789	30.84	2.875	2 7/8" EUE (I) TUBO CLASE "A", N.80, 6.5 LB/FT
C8	9.7098	0.94	3.500	2 7/8" X 2.25" NO-GO, SN: 100H15, CON: 2.25" 2ST VALVE, SN: AVB013-15
C9	9.7107	60.98	2.875	2 7/8" EUE (I) TUBO CLASE "A", N.80, 6.5 LB/FT
C10	9.7117	7.45	7.000	7" X 2 7/8" ARROW SET PACKER MECANICO SN: KWN-0061 (WTF).
C11	9.7781	0.49	2.875	2 7/8" MARCA RADUOCTIVA
C12	9.7786	193.58	2.875	2 7/8" EUE (H) TUBO CLASE "A", N.80, 6.5 LB/FT
C13	9.9032	0.78	2.875	2 7/8" VALVULA DE PRODUCCION BPV (SUB DE BAJO BALANCE)
C14	9.9040	30.89	2.875	2 7/8" EUE (I) TUBO CLASE "A", N.80, 6.5 LB/FT
C15	9.9349	3.99	2.375	3.38" CAJETA DE INSERTO MECANICO-HIDRAULICA - X-OVER 2 7/8" EUE BOX X 2 3/8" EUE P/N
C16	9.9380	12.05	4.500	4 1/2" ESPACIADOR DE SEGURIDAD
C17	9.9500	10.00	4.500	4 1/2" CAÑONES MAXI SGP HR @ 50PP CON CAMISA DE PROPELENTE DE 3 FT.
C18	9.9500	0.90	4.500	4 1/2" BULL MOOSE

RETENEDOR DE CEMENTO				
No Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Description
E01	10,100.0	0.50	6.276	RETENEDOR DE CEMENTO, 7 in @ 10100'

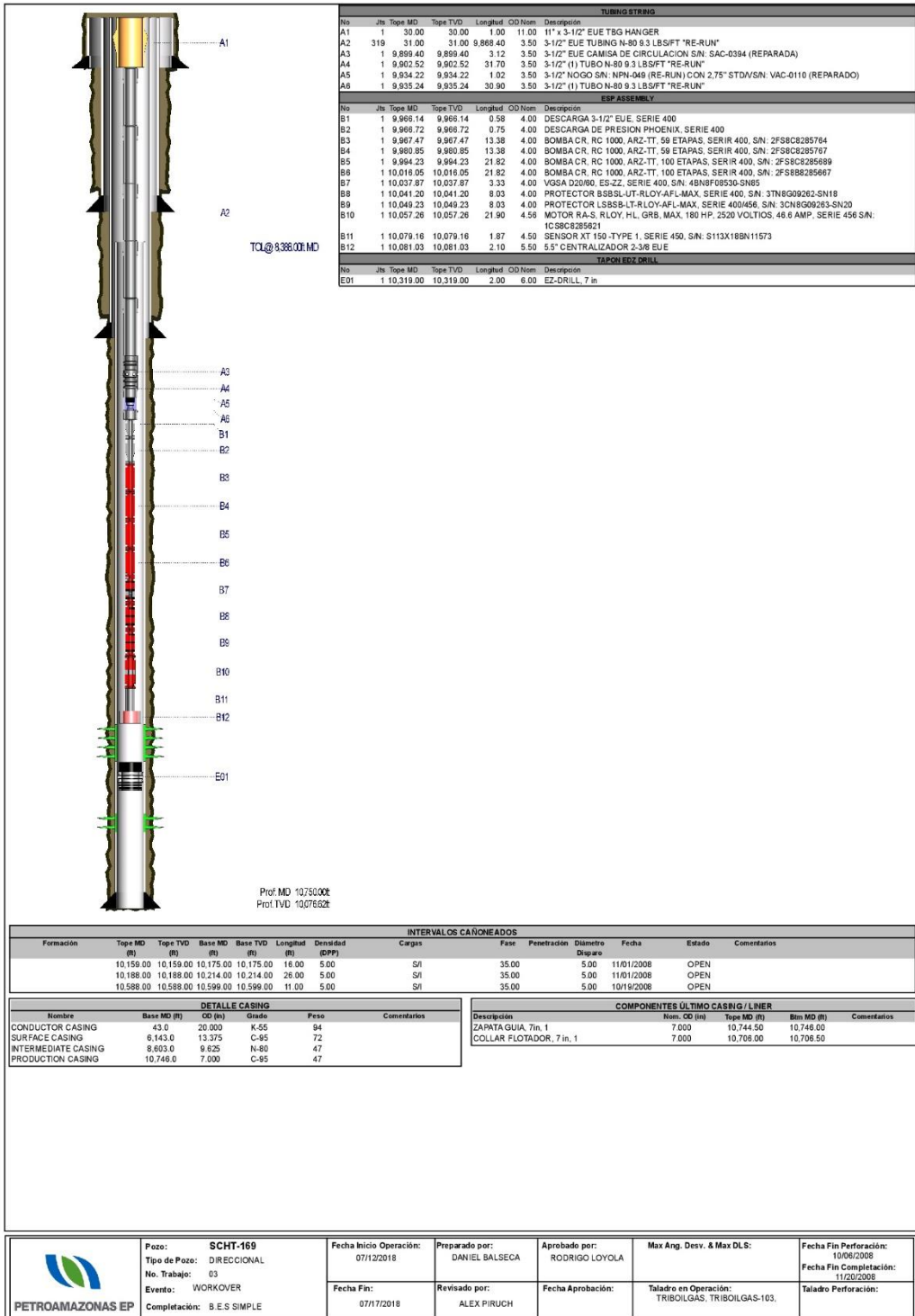
EQUIPO BES D460N DE CIA. SCHLUMBERGER	
Componentes	Cantidad
PROTECTORES GRIPPY 278F16-19/70 REPARADOS	300
MID JOINT GRIPPY 278F16-19/70 REPARADOS	302
BANDAS METALICAS DE 3/4" EN EL EQUIPO	26
BANDAS METALICAS DE 3/4" EN EL BHA	12
BANDAS METALICAS DE 3/4" EN LA TUBERIA	16
PROTECTORES LIZER SERIE 400	1
PROTECTOR LIZER SERIE 540	1

CASING INTERMEDIO				
Descripcion	Juntas	Top MD (ft)	MD Base (ft)	D.E. (in)
ZAPATA GUIA, 9 5/8 in, K-55, BTCJ 1		8,882.5	8,884.0	9.625

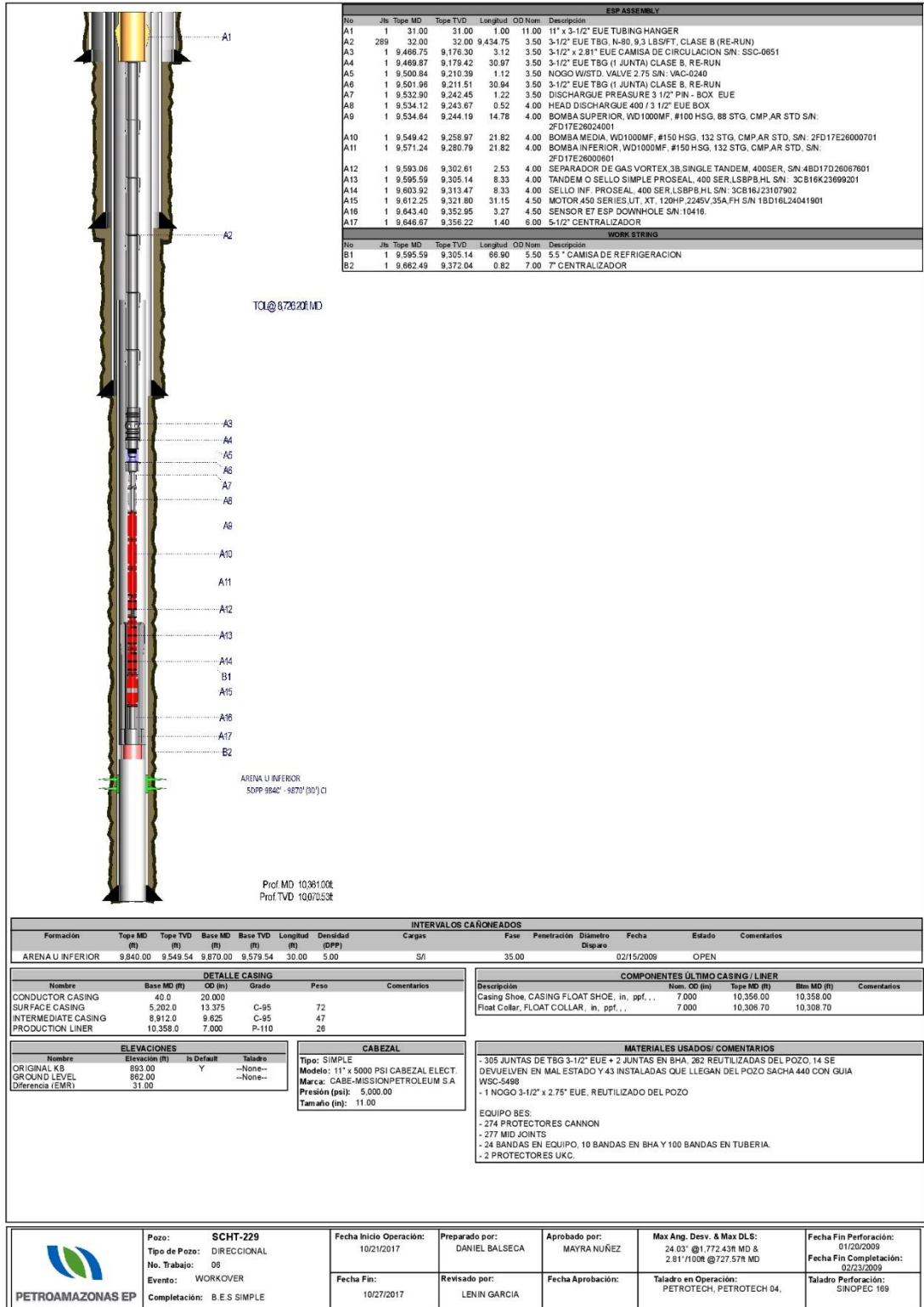
LINER PRODUCTOR				
Descripcion	Juntas	Top MD (ft)	MD Base (ft)	D.E. (in)
ZAPATA GUIA, 7 in, BTC, 1	1	10,130.5	10,132.0	7.000

	SAC-150D	Fecha Fin Perforación: 06/13/2008 02:00 Fecha Fin Completación: 08/22/2008 02:00	Preparado: Ing. Carlos Robalino	Aprobado: Ing. Galo Román
	WO# 02 Tipo de Pozo: Direccional	Fecha Inicio: 3/6/2016 18:00 Fecha Fin: 3/18/2016 06:00	Revisado: Ing. Ivan Fajardo	Taladro: TRIBOLGAS/106

Pozo SHT-169

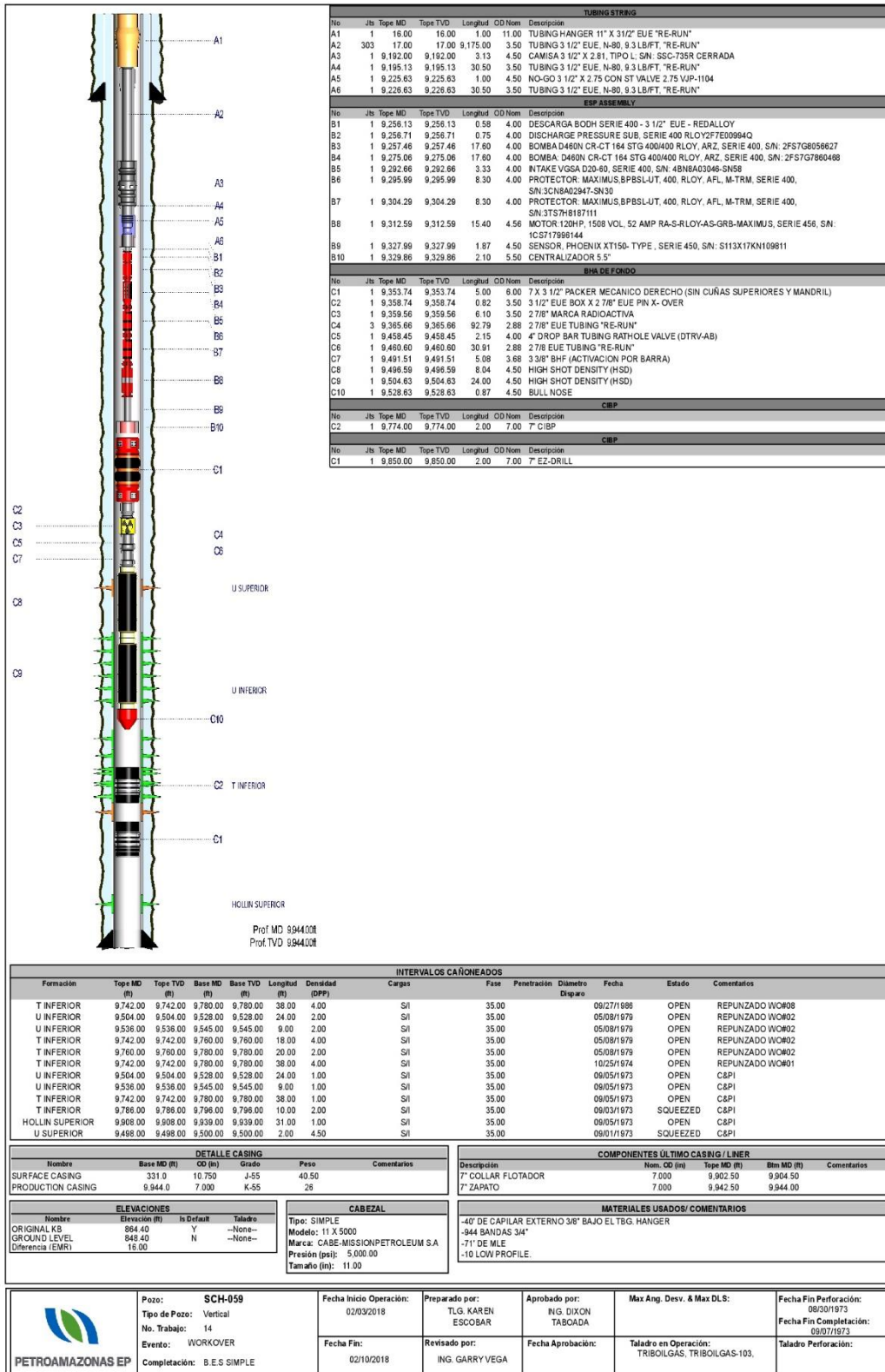


Pozo SCHT-229



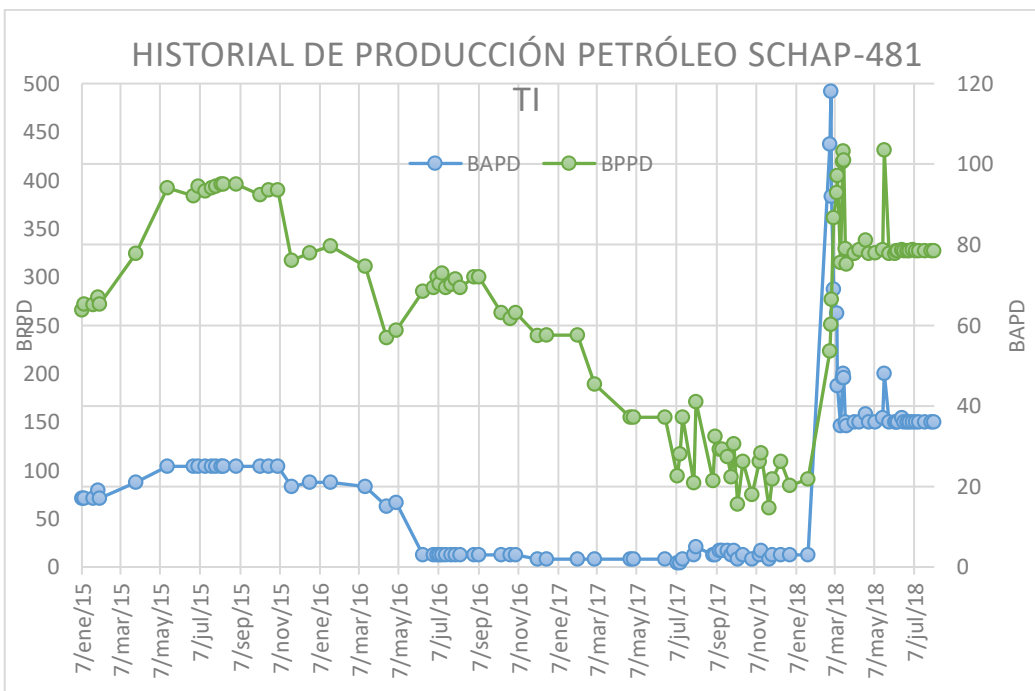
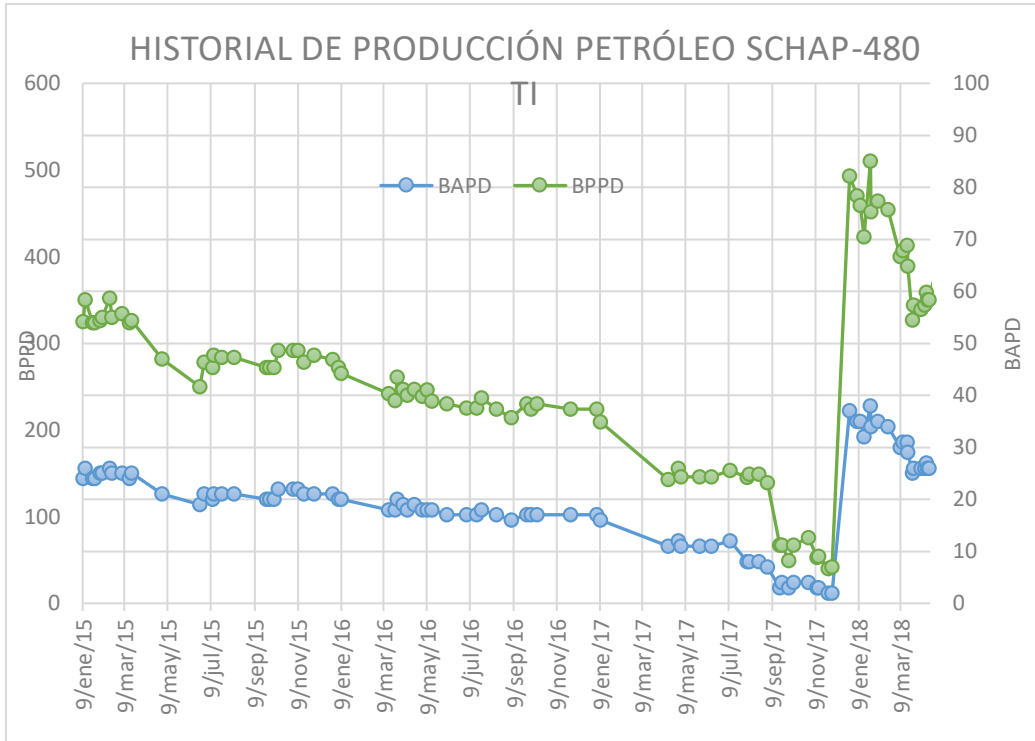
FECHA DE IMPRESION: 29/10/2017 17:02

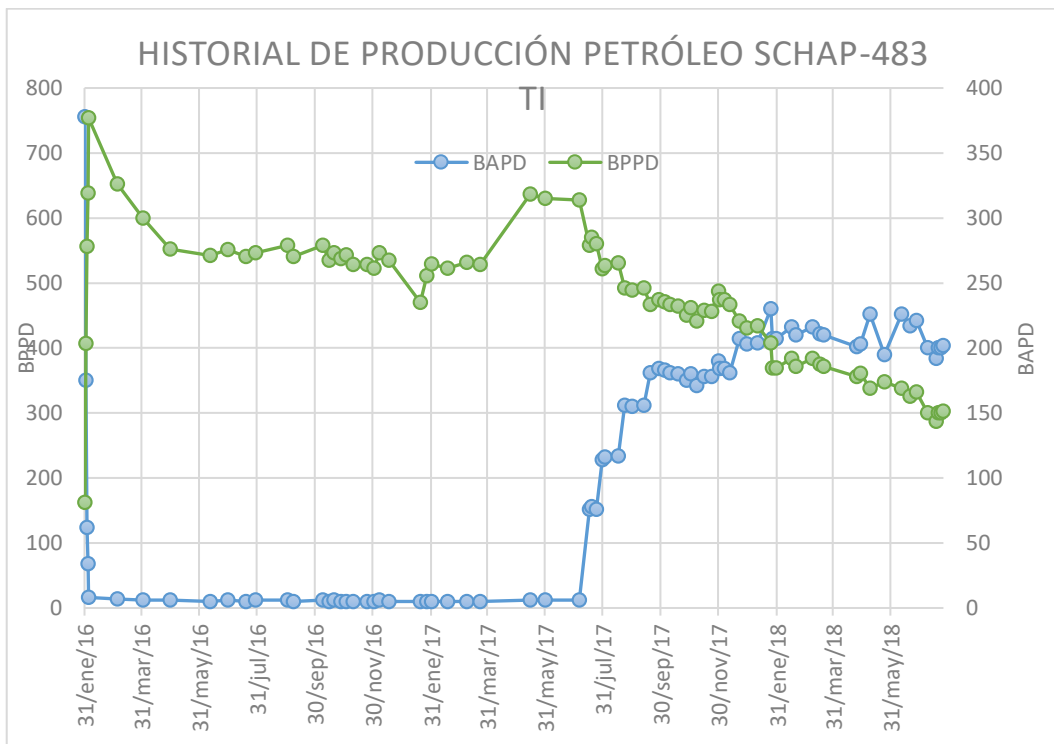
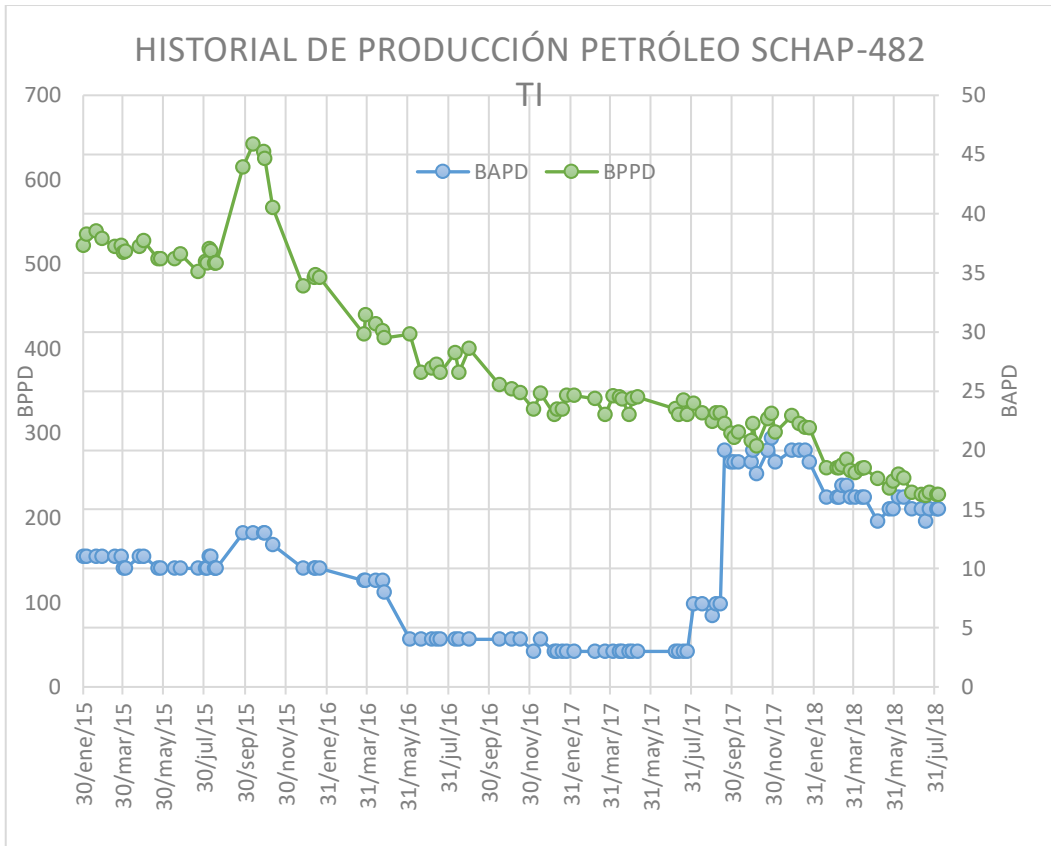
Pozo SCH-059

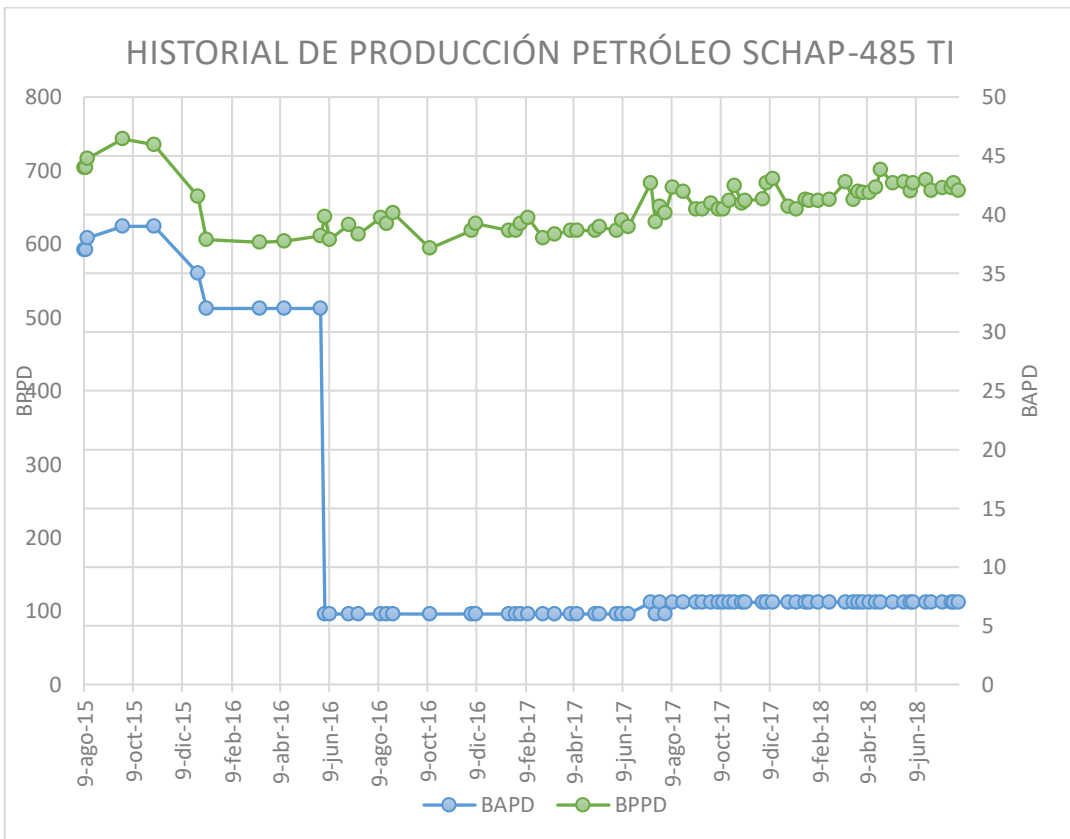
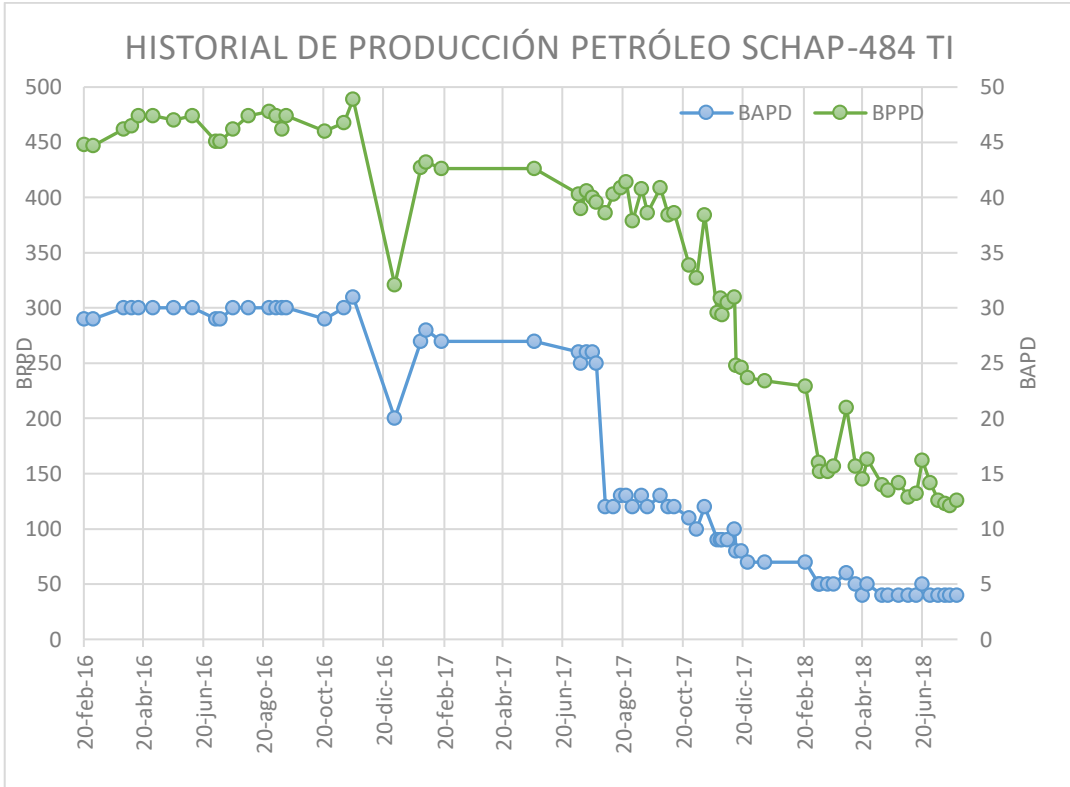


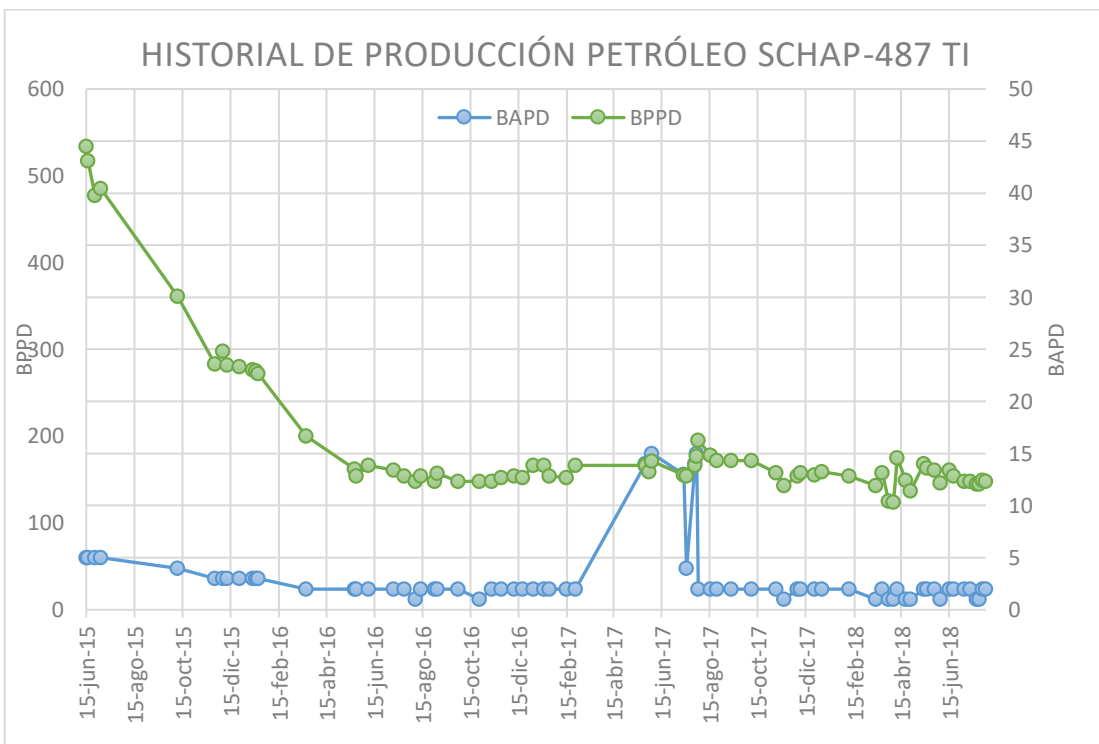
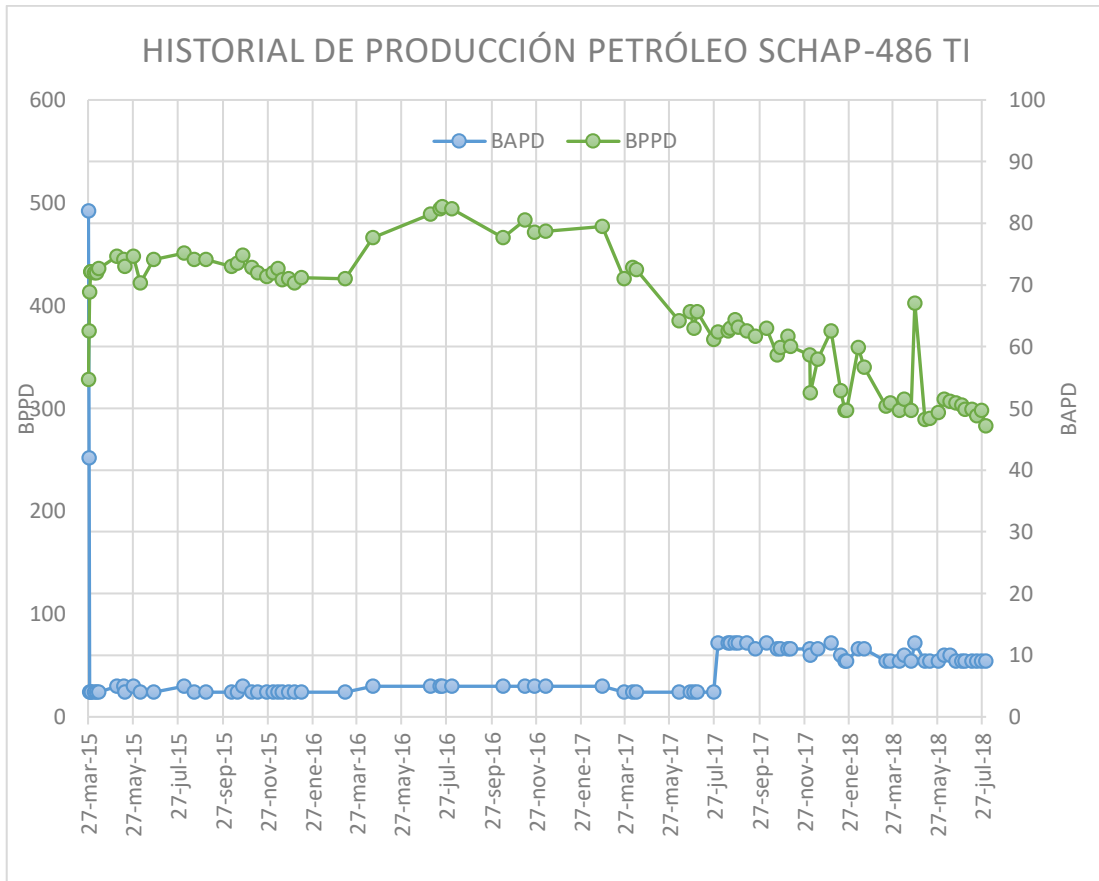
ANEXO B

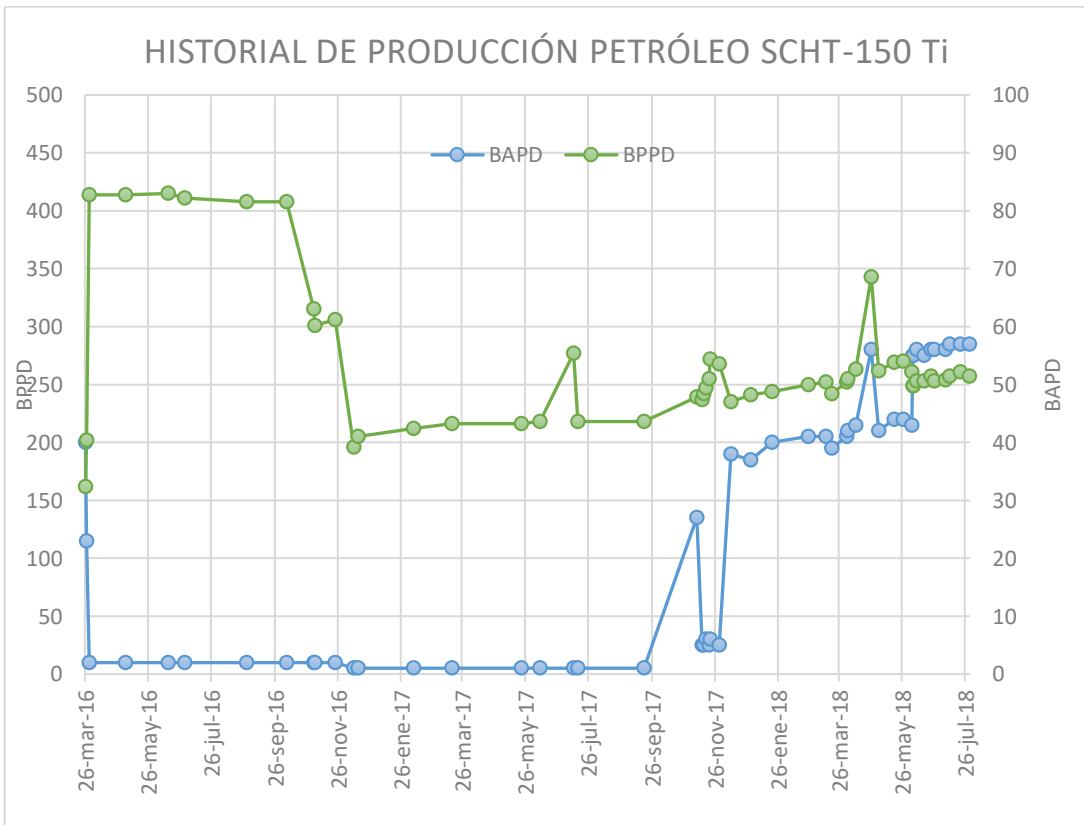
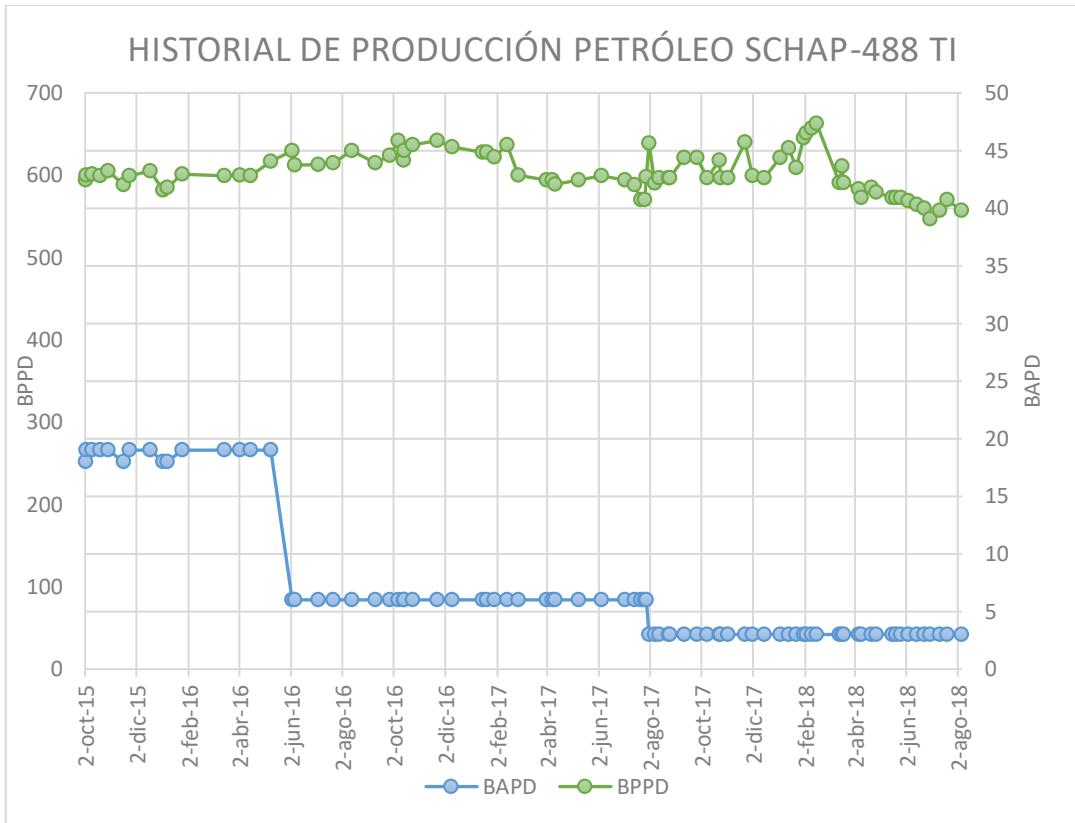
Historiales de producción

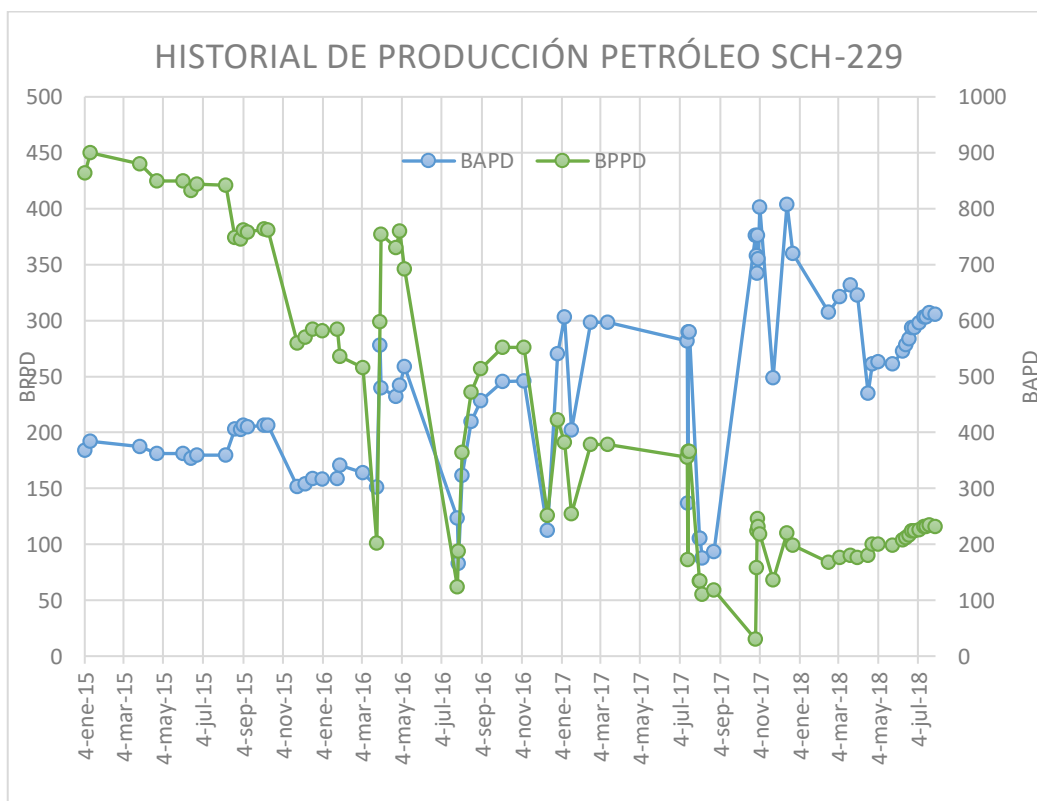
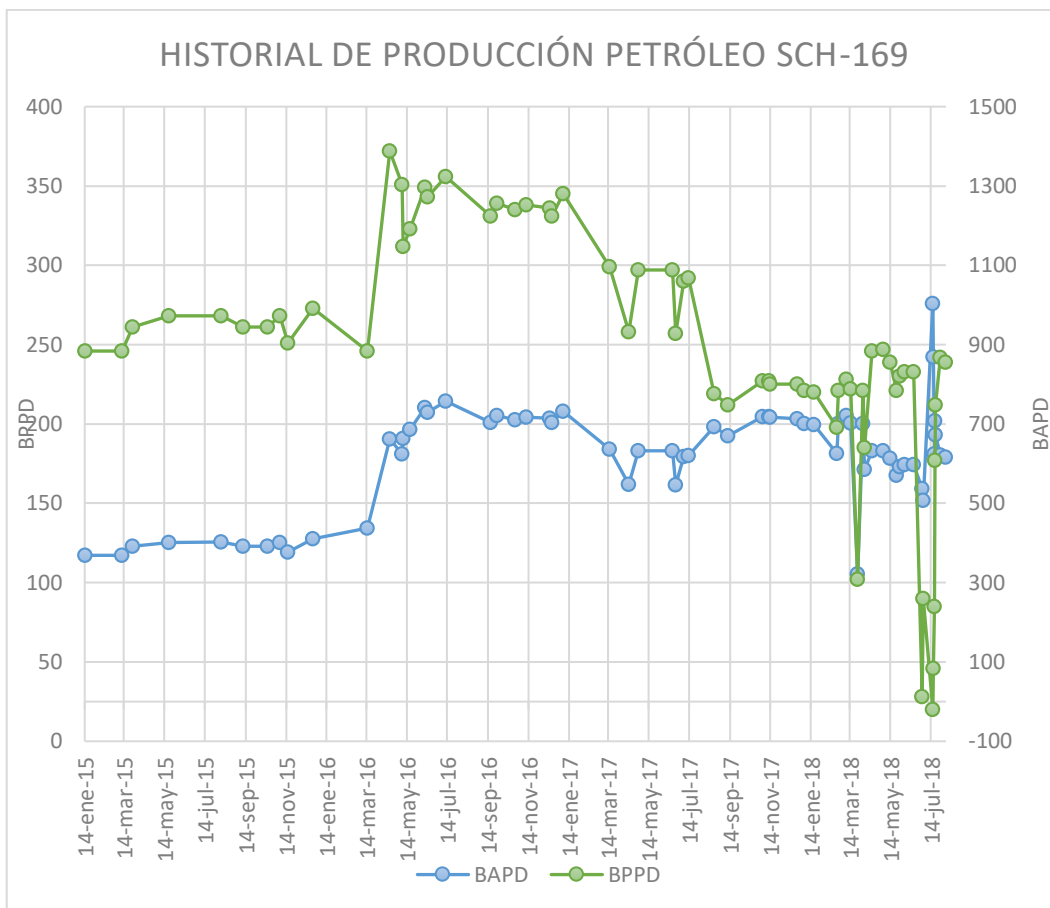




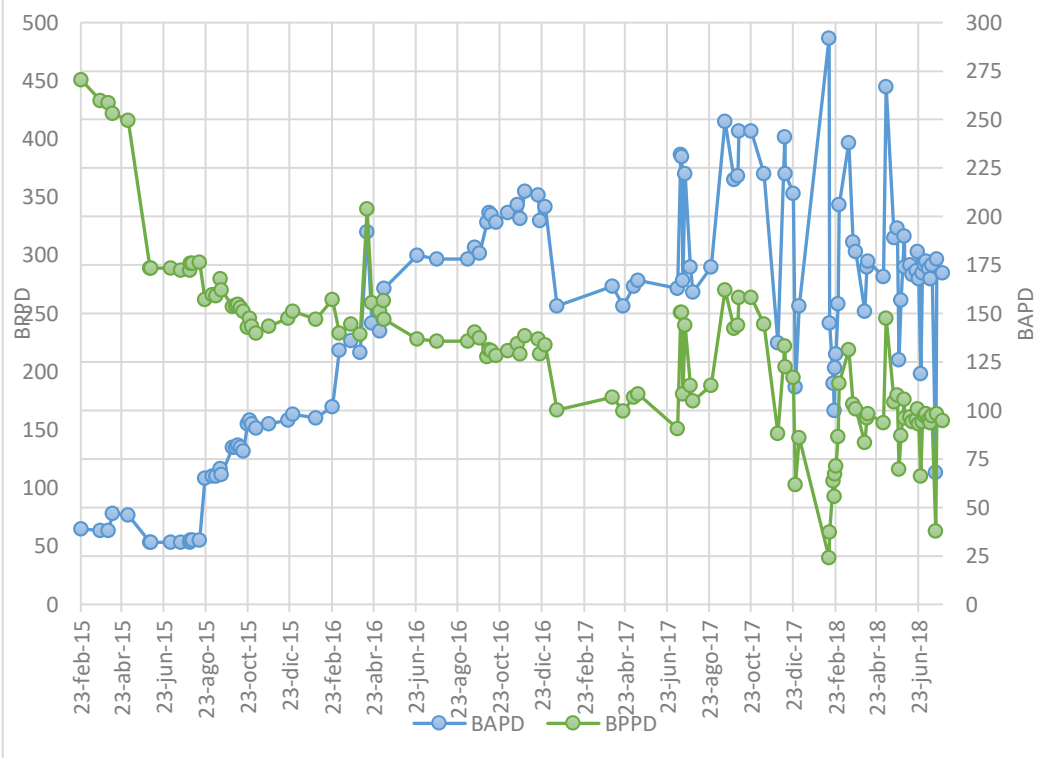








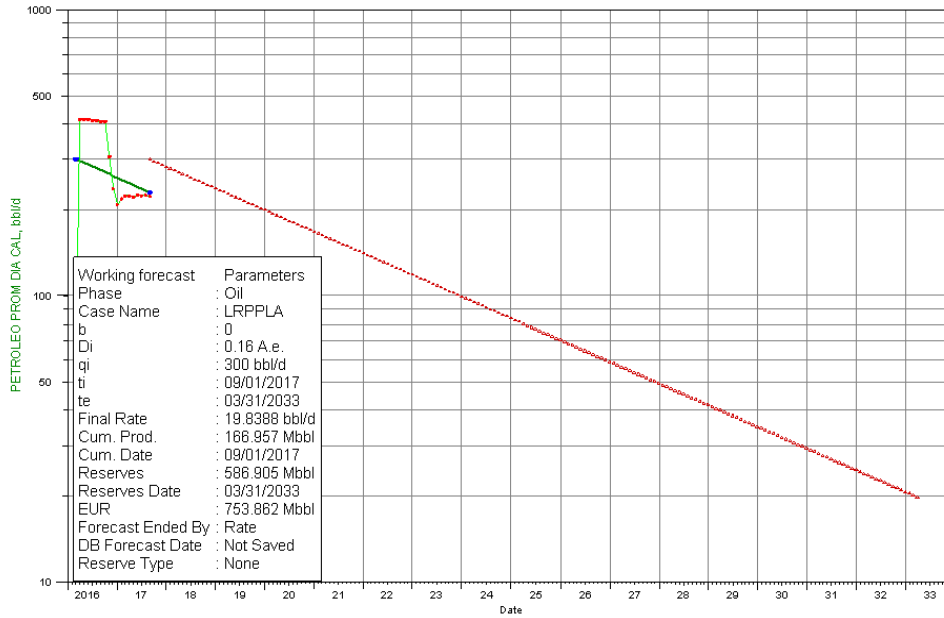
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN PETRÓLEO SCH-59



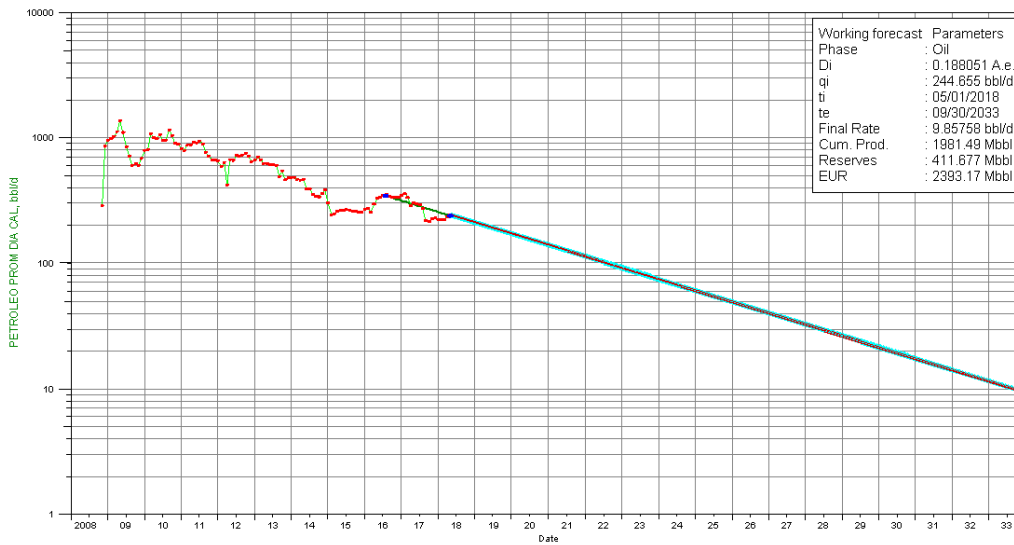
ANEXO C

Declinación Pad 150 y pozo SCH-059

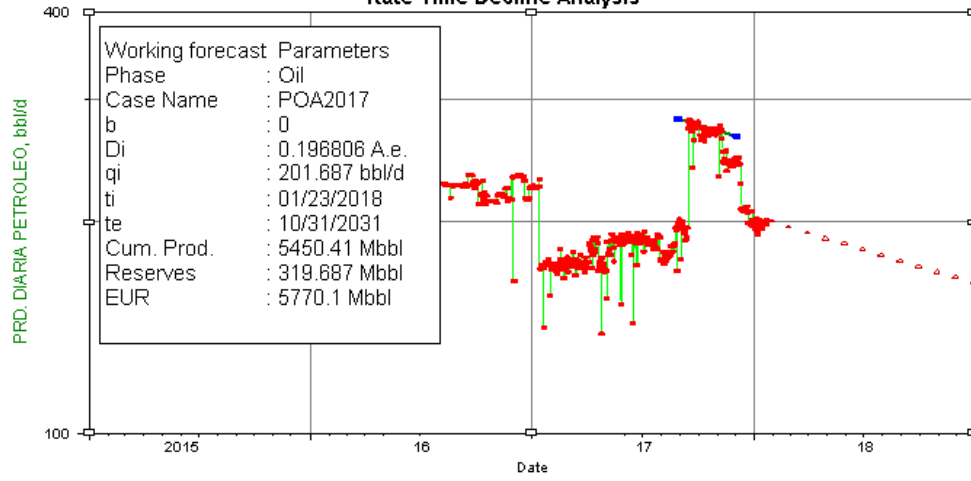
SCHT-150TI
Rate-Time Decline Analysis



SCHT-169UI
Rate-Time Decline Analysis



SCH-059UI Rate-Time Decline Analysis



ANEXO D

Análisis económico escenarios adicionales

Propuesta 1

Escenario B

PRODUCCION DIARIA	75
TASA DE DESCUENTO	8%

AÑOS	PRODUCCION	PRECIO DEL PETROLEO	INGRESO ANUAL	COSTO ANUAL	FLUJO DE CAJA
0					\$ -2.627.000,00
1	27375	\$ 50,00	\$ 1.368.750,00	\$ -360.000,00	\$ 1.008.750,00
2	27375	\$ 50,00	\$ 1.368.750,00	\$ -360.000,00	\$ 1.008.750,00
3	27375	\$ 50,00	\$ 1.368.750,00	\$ -360.000,00	\$ 1.008.750,00
4	27375	\$ 50,00	\$ 1.368.750,00	\$ -360.000,00	\$ 1.008.750,00
5	27375	\$ 50,00	\$ 1.368.750,00	\$ -360.000,00	\$ 1.008.750,00

VAN	\$1.400.646,25
TIR	27%
COSTO/BENEFICIO	\$ 1,92

Escenario C

PRODUCCION DIARIA	80
TASA DE DESCUENTO	40%

AÑOS	PRODUCCION	PRECIO DEL PETROLEO	INGRESO ANUAL	COSTO ANUAL	FLUJO DE CAJA
0					\$ -2.627.000,00
1	29200	\$ 55,00	\$ 1.606.000,00	\$ -360.000,00	\$ 1.246.000,00
2	29200	\$ 55,00	\$ 1.606.000,00	\$ -360.000,00	\$ 1.246.000,00
3	29200	\$ 55,00	\$ 1.606.000,00	\$ -360.000,00	\$ 1.246.000,00
4	29200	\$ 55,00	\$ 1.606.000,00	\$ -360.000,00	\$ 1.246.000,00
5	29200	\$ 55,00	\$ 1.606.000,00	\$ -360.000,00	\$ 1.246.000,00

VAN	\$-91.185,76
TIR	38%
COSTO/BENEFICIO	\$ 2,37

Propuesta 2

Escenario B

PRODUCCION DIARIA	75
TASA DE DESCUENTO	8%

AÑOS	PRODUCCION	PRECIO DEL PETROLEO	INGRESO ANUAL	COSTO ANUAL	FLUJO DE CAJA
0					\$ -2.705.000,00
1	27375	\$ 50,00	\$ 1.368.750,00	\$ -530.000,00	\$ 838.750,00
2	27375	\$ 50,00	\$ 1.368.750,00	\$ -530.000,00	\$ 838.750,00
3	27375	\$ 50,00	\$ 1.368.750,00	\$ -530.000,00	\$ 838.750,00
4	27375	\$ 50,00	\$ 1.368.750,00	\$ -530.000,00	\$ 838.750,00
5	27375	\$ 50,00	\$ 1.368.750,00	\$ -530.000,00	\$ 838.750,00

VAN	\$643.885,54
TIR	17%
COSTO/BENEFICIO	\$ 1,55

Escenario C

PRODUCCION DIARIA	88
TASA DE DESCUENTO	40%

AÑOS	PRODUCCION	PRECIO DEL PETROLEO	INGRESO ANUAL	COSTO ANUAL	FLUJO DE CAJA
0					\$ -2.705.000,00
1	32120	\$ 55,00	\$ 1.766.600,00	\$ -530.000,00	\$ 1.236.600,00
2	32120	\$ 55,00	\$ 1.766.600,00	\$ -530.000,00	\$ 1.236.600,00
3	32120	\$ 55,00	\$ 1.766.600,00	\$ -530.000,00	\$ 1.236.600,00
4	32120	\$ 55,00	\$ 1.766.600,00	\$ -530.000,00	\$ 1.236.600,00
5	32120	\$ 55,00	\$ 1.766.600,00	\$ -530.000,00	\$ 1.236.600,00

VAN	\$-188.316,30
TIR	36%
COSTO/BENEFICIO	\$ 2,29