

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
CABLE CALENTADOR EN EL POZO TARAPOA NOROESTE 1
PARA LA RECUPERACIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

**KEVIN BLADIMIR BARRERA GALLARDO
bladi_199207@hotmail.com**

**Director: MSc. Vinicio Melo G.
vinicio.melo@epn.edu.ec**

Quito, noviembre 2019

DECLARACIÓN

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

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

KEVIN BLADIMIR BARRERA GALLARDO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Kevin Bladimir Barrera Gallardo bajo mi supervisión.

MSc. Vinicio Melo G.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACION

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a Dios porque él me ha sabido guiar a lo largo del arduo camino que he tenido que atravesar para llegar a esta meta, dándome fuerzas para no flaquear, así como superar los obstáculos a lo largo del camino y poder levantarme luego de un tropiezo, para poder alcanzar mis metas y sueños.

A la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, que prácticamente fue como si segundo hogar por el tiempo que me supo acoger y los momentos que compartí en ella a lo largo del tiempo.

Un especial agradecimiento para los docentes que conocí a lo largo de mi estancia en la facultad, por transmitir sus conocimientos y ayudarme a crecer profesionalmente a lo largo de la carrera.

De igual manera un agradecimiento a ANDES PETROLEUM COMPANY la cual me brindó su confianza y experiencia, así como la información necesaria para poder realizar mi proyecto de titulación.

A mi familia en general que siempre me estuvo apoyando para culminar esta etapa de mi vida, siempre incentivándome a superarme cada día más y lograr mis objetivos.

DEDICATORIA

A mi esposa Jeanneth y a mi hija Paula, ellas fueron mi motivación para no caer y culminar esta meta en mi vida, en especial a mi esposa que la amo mucho que siempre me apoyado en todo momento e incondicionalmente día a día, y a su vez ha hecho sacrificios para el bienestar de nuestra familia.

Dedicado también a mis padres y mi hermana, por el apoyo y consejos que me supieron dar en el transcurso de este difícil camino, poder darles este orgullo a mis padres de verme convertido como un profesional, además de ser un ejemplo para mi hermana.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
CONTENIDO.....	VI
RESUMEN	XIV
PRESENTACIÓN	XV
CAPÍTULO 1	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO TARAPOA NOROESTE	1
1.1.1 BREVE RESEÑA HISTORICA	1
1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO TARAPOA NOROESTE..	3
1.1.3 ESTRUCTURA GEOLÓGICA CAMPO TARAPOA NOROESTE.....	4
1.1.4 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA.....	5
1.1.5 CORRELACIONES GEOLÓGICAS ESTRUCTURALES.....	6
1.1.6 REGISTROS ELÉCTRICOS CAMPO TARAPOA NOROESTE.....	7
1.1.7 PROPIEDADES PETROFÍSICAS CAMPO TARAPOA NOROESTE .	8
1.1.7.1 Crudo Extrapesado.....	8
1.1.7.2 Propiedades del Crudo Extrapesado.....	9
1.1.8 REDUCTORES DE VISCOSIDAD.....	10
1.1.8.1 Solventes.....	11
1.1.8.2 Productos Químicos	11
CAPÍTULO 2	12
HISTORIAL POZO TARAPOA NOROESTE 1	12
2.1 DESCRIPCIÓN DETALLADA POZO TNW 1	12
2.1.1.1 Registros Eléctricos.....	14
2.1.2 COMPLETACIÓN INICIAL POZO TARAPOA NOROESTE 1	17
2.1.2.1 Historial Producción Pozo Tarapoa Noroeste 1	19
2.1.3 REACONDICIONAMIENTO POZO TARAPOA NOROESTE 1	21
2.1.3.1 Workover #1	21
2.1.3.2 Workover # 2	24
2.1.3.3 Workover # 3 (propuesta).....	29
CAPÍTULO 3	32
CALENTAMIENTO ELÉCTRICO	32
3.1 MÉTODO DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO.....	32

3.1.1	INTRODUCCIÓN.....	32
3.1.2	TRANSFERENCIA DE CALOR	33
3.1.2.1	Conducción	33
3.1.2.2	Convección.....	33
3.1.2.3	Radiación	33
3.2	CABLE CALENTADOR	34
3.2.1	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.....	34
3.2.2	EFFECTO SKIN.....	35
3.2.3	CORRIENTE EDDY.....	36
3.3	COMPONENTES DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO .	36
3.3.1	TRANSFORMADOR.....	36
3.3.2	T - CABLE.....	37
3.3.3	T - CABLE SEALING HANGER.....	39
3.4	CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA	40
3.5	PROCEDIMIENTO OPERACIONAL	41
3.5.1	ARMAR EL EQUIPO DE SUPERFCIE	41
3.5.2	ARMAR LOS ACCESORIOS EN CABEZA.....	42
3.5.3	INYECCIÓN T - CABLE.....	42
3.6	DISEÑO DE OBJETIVOS Y BASES	44
3.6.1	DATOS BÁSICOS	44
3.6.2	CURVA DE VISCOSIDAD – TEMPERATURA	44
3.6.3	TEMPERATURAS DEL POZO	46
3.7	PROCESO DE DISEÑO.....	46
CAPÍTULO 4		48
POTENCIAL DEL POZO TARAPOA NOROESTE 1.....		48
4.1	CÁLCULO POTENCIAL DEL POZO	48
4.1.1	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	48
4.1.2	CURVA IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP).....	49
4.1.3	ECUACIÓN DE DARCY PARA FLUJO PSEUDO – ESTABLE	50
4.1.4	ECUACIÓN DE VOGEL.....	51
4.1.5	IPR COMPUESTO.....	52
4.2	ANÁLISIS DEL POZO TARAPOA NOROESTE 1	53
4.2.1	CÁLCULO ÍNDICE PRODUCTIVIDAD MEDIANTE DARCY	53
4.2.2	CONSTRUCCIÓN CURVAS IPR.....	56
4.3	IMPLEMENTACIÓN CABLE CALENTADOR	61
4.3.1	SOFTWARE WELLFLO.....	62
4.3.2	SELECCIÓN CASOS A EVALUARSE.....	62
4.3.3	CONSTRUCCIÓN MODELO DE POZO TNW 1	63

4.3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS	65
4.3.4.1 Caso # 1 Cable Calentador, IP = 0.025.....	68
4.3.4.2 Caso # 2 Cable Calentador, IP = 0.045.....	70
4.3.4.3 Caso # 3 Cable Calentador, IP = 0.065.....	72
CAPÍTULO 5	75
ANÁLISIS ECONÓMICO.....	75
5.1 INTRODUCCIÓN	75
5.2 INDICADORES FINANCIEROS.....	75
5.2.1 VALOR ACTUAL NETO.....	75
5.2.2 TASA INTERNA DE RETORNO.....	76
5.2.3 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	76
5.2.4 DATOS COSTOS REFERENCIALES	76
5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO CASO # 1.....	77
5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO CASO # 2.....	78
5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO CASO # 3.....	79
CAPÍTULO 6	81
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	81
6.1 CONCLUSIONES.....	81
6.2 RECOMENDACIONES	83
GLOSARIO.....	84
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	85
ANEXOS	87

LISTA DE GRÁFICOS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Interpretación sísmica 3D campo Tarapoa Noroeste	1
1.2	Localización de los pozos en el campo Tarapoa Noroeste	3
1.3	Mapa estructural Campo Tarapoa Noroeste	4
1.4	Mapa distribución de la arenisca campo Tarapoa Noroeste	5
1.5	Columna estratigráfica Campo Tarapoa Noroeste	6
1.6	Correlación de registros eléctricos de los pozos en el campo Tarapoa Noroeste	7
1.7	Distribución mundial del crudo	9
1.8	Relación viscosidad - temperatura	10
2.1	Diagrama perforación del pozo Tarapoa Noroeste 1	13
2.2	Registros eléctricos pozo TNW 1	15
2.3	Registro eléctrico Mudlog	16
2.4	Diagrama pozo Tarapoa Noroeste 1 completación inicial	18
2.5	Historial de producción pozo Tarapoa Noroeste 1	19
2.6	Presencia de crudo en el tubing del pozo	20
2.7	Muestra de crudo tomada en el pozo Tarapoa Noroeste 1	21
2.8	Diagrama final workover # 1	23
2.9	Diagrama workover # 2	26
2.10	Propuesta de BES a instalar	28
2.11	Diagrama final workover # 2	29
2.12	Factor de corrección de la bomba	31
2.13	Factor de corrección de la viscosidad	31
2.14	Propuesta sistema BES a implementar	32
3.1	Dirección corrientes de flujo en el núcleo	36
3.2	Transformador de voltaje	38
3.3	Partes T – cable	39
3.4	T-cable sealing hanger	40
3.5	Configuración del sistema operacional	41
3.6	Estructura de equipo de superficie	42
3.7	Equipo de inyección T- cable	43
3.8	Curva viscosidad vs temperatura	46
4.1	Índice de productividad	51

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
4.2	Curva IPR Compuesto	54
4.3	Curva IPR Compuesto Tarapoa Noroeste 1	56
4.4	Curvas IPR Compuesto (fluido) Pwf constante	58
4.5	Curvas IPR Compuesto (oil) Pwf constante	59
4.6	Curvas IPR Compuesto (fluido) Q, constante	61
4.7	Curvas IPR Compuesto (oil) Q, constante	62
4.8	Interface Software Wellflo	63
4.9	Diseño del modelo de pozo Tarapoa Noroeste 1	64
4.10	Ingreso de datos del pozo Tarapoa Noroeste 1	65
4.11	Diseño de la bomba BES en Wellflo	65
4.12	Curvas rendimiento de la bomba ESP	66
4.13	Curvas presión y temperatura - profundidad	67
4.14	Curvas inflow / outflow	67
4.15	Curvas viscosidad y temperatura - profundidad	68
4.16	Presión y temperatura - profundidad Caso # 1	69
4.17	Curvas inflow / outflow Caso # 1	70
4.18	Viscosidad y temperatura - profundidad Caso # 1	70
4.19	Presión y temperatura - profundidad Caso # 2	71
4.20	Curvas inflow / outflow Caso # 2	72
4.21	Viscosidad y temperatura - profundidad Caso # 2	72
4.22	Presión y temperatura - profundidad Caso # 3	73
4.23	Curvas inflow / outflow Caso # 3	74
4.24	Viscosidad y temperatura - profundidad Caso # 3	74
4.25	Resultados comparativos	75

LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Ubicación y coordenadas del campo Tarapoa Noroeste	3
1.2	Propiedades petrofísicas del campo TNW	8
1.3	Clasificación del crudo de acuerdo al grado API	10
2.1	Topes y Bases Formación	12
2.2	Registros eléctricos usados pozo TNW	14
2.3	Propiedades petrofísicas pozo TNW 1	17
2.4	Profundidad de asentamiento casing pozo TNW 1	17
2.5	Descripción bomba BES completación inicial	18
2.6	Pruebas de producción en el pozo TNW 1	20
2.7	Descripción bomba ESP workover 1	22
2.8	Descripción bomba ESP workover 2	25
2.9	Prueba de producción workover # 2	28
3.1	Descripción tipos de cable calentador	39
3.2	Velocidad de inyección de T - cable	45
3.3	Parámetros referenciales del pozo	46
3.4	Datos de temperatura y viscosidad	46
3.5	Parámetros conocidos del pozo	48
4.1	Referencial del índice de productividad	51
4.2	Datos utilizados modelo de Darcy	56
4.3	Construcción IPR Compuesto	56
4.4	Resultados IP con Pwf constante	58
4.5	Resultados para la construcción de curva IPR (fluido)	59
4.6	Resultados para la construcción de curva IPR (oil)	60
4.7	Resultados IP con Q, constante	61
4.8	Resultados para la construcción de curva IPR (fluido)	61
4.9	Resultados para la construcción de curva IPR (oil)	62
4.10	Resultados comparativos de las simulaciones	76
5.1	Datos de costos operativos	78
5.2	Análisis económico caso # 1	79
5.3	Resultados económicos caso # 1	79
5.4	Análisis económico caso # 2	80
5.5	Resultados económicos caso # 2	82
5.6	Análisis económico caso # 3	83
5.7	Resultados económicos caso # 3	84

LISTA DE ANEXOS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1	DIAGRAMA DE PERFORACIÓN POZO TNW 1	89
2	SISTEMA BES WO # 1 (PROPUESTA)	91
3	DIAGRAMA EQUIPO DE SUPERFICIE T- CABLE	93
4	PRUEBAS DE LABORATORIO TEMPERATURA Y VISCOSIDAD	95
5	PRUEBAS CORELAB DE LA VISCOSIDAD EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN	97

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
API	American Petroleum Institute	
Bbls	Barriles	L^3
Bapd	Barriles de agua por día	L^3/t
Bppd	Barriles de petróleo por día	L^3/t
Bfpd	Barriles de fluido por día (agua y petróleo)	L^3/t
B_g	Factor volumétrico del gas	
B_o	Factor volumétrico del petróleo	
BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos Básicos	L^3/t
Cp	centipoise	M/Lt
GLR	Relación gas-líquido	L^3/L^3
GO	Gradiente del petróleo	M/L^2t^2
GOR	Relación gas-petróleo	L^3/L^3
GW	Gradiente del agua de formación	M/L^2t^2
g/cm^3	Gramos masa por centímetro cúbico	M/L^3
H	Altura total productora	L
HP	Potencia requerida HP	ML^2/t
K	Permeabilidad absoluta	L^2
Mpa	Mega pascales	M/Lt^2
p_b	Presión de burbuja	M/Lt^2
PS	Presión de succión	M/Lt^2
Psi	Libra fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt^2
PVT	Presión-Volumen-Temperatura	
PWF	Presión de fondo fluyente	M/Lt^2
PWH	Presión de cabeza fluyente	M/Lt^2
Q	Tasa de producción	L^3/t
q_o	Tasa de producción de petróleo	L^3/t
R_s	Relación gas – petróleo	
S_w	Saturación de agua	
STB	Barriles a condiciones de tanque	L^3
TVD	Profundidad vertical verdadera	L
TWF	Temperatura de fondo	T
TWH	Temperatura de cabeza	T
°F	Grados Fahrenheit	T
P_o	Densidad del petróleo	M/L^3
μ_o	Viscosidad del petróleo	M/Lt
μ_w	Viscosidad del agua	M/Lt
μ_g	Viscosidad del gas	M/Lt

RESUMEN

El presente trabajo de titulación, “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE CABLE CALENTADOR EN EL POZO TARAPOA NOROESTE 1 PARA LA RECUPERACIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO” tiene como objetivo analizar la recuperación de crudo extrapesado en el Campo Tarapoa Noroeste por medio de un incremento de temperatura producido por el cable calentador a una profundidad determinada del pozo.

En el primer capítulo se realiza una breve reseña histórica del campo Tarapoa Noroeste, así como también se describe las características geológicas que se presentan en el mismo tales como: estructura geológica, estratigrafía, litología, columna estratigráfica, correlaciones geológicas estructurales, propiedades petrofísicas.

El segundo capítulo se enfoca en la descripción detallada del pozo Tarapoa Noroeste 1, características de roca y de fluidos a través de registros eléctricos, propiedades petrofísicas, historial de producción, análisis de laboratorio de muestras de crudo. Como antecedentes del pozo TNW 1 se tiene la completación inicial luego de la perforación del pozo, workover # 1, workover # 2 y la situación actual del pozo.

En el tercer capítulo se hace una pequeña introducción de los métodos de calentamiento que pueden ayudar a la extracción de crudo extrapesado. Describiendo el método de calentamiento por cable calentador que se propuso implementar en el pozo Tarapoa Noroeste 1, aquí se detalla el principio de funcionamiento que este método utiliza, así como los equipos tanto en superficie como en fondo del pozo que se utilizarán para llevar a cabo el proyecto.

El análisis del potencial o la capacidad que tiene el pozo para producir se llevó a cabo en el cuarto capítulo, basándose en el método más apropiado para realizar este estudio se proponen diferentes escenarios de producción los cuales ayudarán a verificar que la implementación del método de calentamiento antes mencionado tenga un impacto en la producción del pozo.

Se desarrolla un análisis económico en el quinto capítulo, con los diferentes casos seleccionados para determinar si el proyecto es viable para la empresa o no.

Se detallan al final las conclusiones y recomendaciones a las que se llegó con este estudio de investigación.

PRESENTACIÓN

Con el fin de aumentar la producción del Bloque Tarapoa, se realizó estudios sísmicos en los cuales se pudo determinar que en la parte Noroeste del campo Tarapoa existe la presencia de una cantidad considerable de hidrocarburo que pueden ser extraídos mediante diferentes métodos de producción.

Dando como resultado la perforación de pozos exploratorios que confirmaron la presencia de crudo en esta zona y tomando acciones inmediatas de completación inicial de los mismos. Luego de varias pruebas de producción se pudo constatar la presencia de crudo extrapesado con un grado API menor a 10 ° motivo por el cual se presentaron dificultades en la extracción del crudo

Como consecuencia se analizó las opciones de utilizar métodos no convencionales para recuperar el crudo extrapesado, por las características de este crudo la opción más factible es la implementación de un método de calentamiento que ayude a disminuir la viscosidad del fluido y a su vez mejore la movilidad del mismo.

Luego de varios planteamientos para solucionar el problema y conociendo una nueva tecnología disponible para este tipo de procedimientos se llegó a la conclusión de que el método seleccionado era la implementación de un cable calentador en el pozo, para que, a través de este, pase energía que a su vez se transforme en calor y de esta manera se produzca el aumento de temperatura en el pozo a una profundidad determinada.

Este tipo de tecnología es nueva por la cual este proyecto promete ser pionero en el Ecuador y en Latinoamérica, teniendo presente esto el éxito del proyecto y del estudio realizado previamente tendrá varios aportes al sector petrolero del país.

Esperando que el proyecto sea exitoso se podrán abrir grandes oportunidades de desarrollar campos en la Cuenca Oriente con características parecidas al Campo Tarapoa Noroeste, y de la misma manera poder desarrollar nuevos métodos de extracción de hidrocarburo y así ampliar el horizonte en el tema de producción de petróleo en el Ecuador.

El Campo Tarapoa Noroeste se encuentra conformado por tres pozos ubicados a lo largo del mismo, los cuales son: Tarapoa Noroeste 1, Tarapoa Noroeste 2 y Tarapoa Noroeste 3.

En el año 2014 se inicia la perforación del pozo exploratorio y se completa el pozo Tarapoa Noroeste 1, de acuerdo con los registros sísmicos obtenidos se determinó que el objetivo principal era la Arenisca M-1, con un espesor de pago neto de 33 ft TVD, con una porosidad de 19.7% y una saturación de agua de 26.2% y como objetivos secundarios Arenisca "U" Inferior, Arenisca "T" Superior. Las pruebas de producción dieron como resultado 100% producción de agua debido a la presencia de hidrocarburo extrapesado, con una pequeña prueba de crudo se determinó que el crudo tenía un grado API de 10°.

Posteriormente en el año 2014 se perfora el segundo pozo Tarapoa Noroeste 2, teniendo como objetivo principal la Arenisca M-1, y como objetivo secundario la Arenisca "T" superior, este pozo se encuentra abandonado debido a que se quedó atrapada la herramienta de resonancia magnética. Se procedió hacer un pozo de reentrada denominado Tarapoa Noroeste 2 RE. Los resultados del pozo mencionado fueron en Arenisca M-1 con un pago neto de 14 ft TVD, con una porosidad de 28% y una Saturación de Agua de 42.1%, durante la evaluación se observó crudo extrapesado.

Finalmente, el pozo Tarapoa Noroeste 3 se completó en junio de 2016 y el workover # 1 se realizó en diciembre de 2016. El 24 de diciembre de 2016 se hizo la prueba de rotación ESP con los siguientes resultados Pws= 3,438 psi con una frecuencia operativa de 42 Hz. Se decidió circular 400 BFPD desde el pozo Johana Este 9, se redujo la circulación a 200 BFPD. A las 22h00 se detuvo la circulación del pozo, el pozo produjo 336 BFPD con un BSW de 2.5% con un BHP de 920 psi. Se realizaron pruebas en las cuales el API del fluido dio como resultado 21°. El 20 de enero el sistema ESP presenta un desfase a tierra. El sistema de levantamiento artificial debe ser reemplazado y optimizado. Algunos problemas fueron analizados y corregidos para mejorar los próximos trabajos de workover. Se observó alta producción de arena en este pozo.

1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO TARAPOA NOROESTE

El Campo Tarapoa Noroeste se encuentra ubicado en la región amazónica, al noroeste de la Cuenca Oriente, en la provincia de Sucumbíos.

Las coordenadas geográficas se encuentran detalladas en la tabla 1.1 a continuación:

TABLA 1.1 UBICACIÓN Y COORDENADAS DEL CAMPO TARAPOA NOROESTE

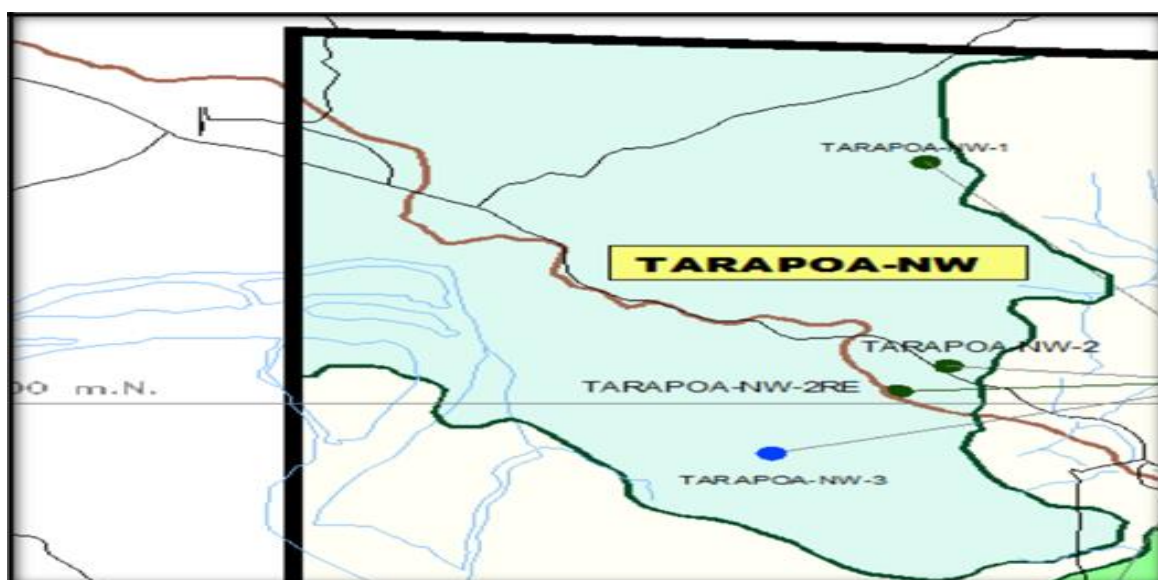
Pozo	Coordenadas "X" (m)	Coordenadas "Y" (m)	Coordenadas BH "X" (m)	Coordenadas BH "Y" (m)
Tarapoa NW 1	334721.66	9990175.30	333392.51	9992028.00
Tarapoa NW 2	334720.89	9990168.05	333448.26	9990314.72
Tarapoa NW 2 RE	334720.89	9990168.05	333361.32	9990067.98
Tarapoa NW 3	334719.70	9990157.17	332717.25	9989534.37

Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

Elaborado por: Kevin Barrera

En el gráfico 1.2 se puede observar la ubicación de los pozos en el Campo TNW.

GRÁFICO 1.2 LOCALIZACIÓN DE LOS POZOS EN EL CAMPO TNW



Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

Elaborado por: Departamento Geología

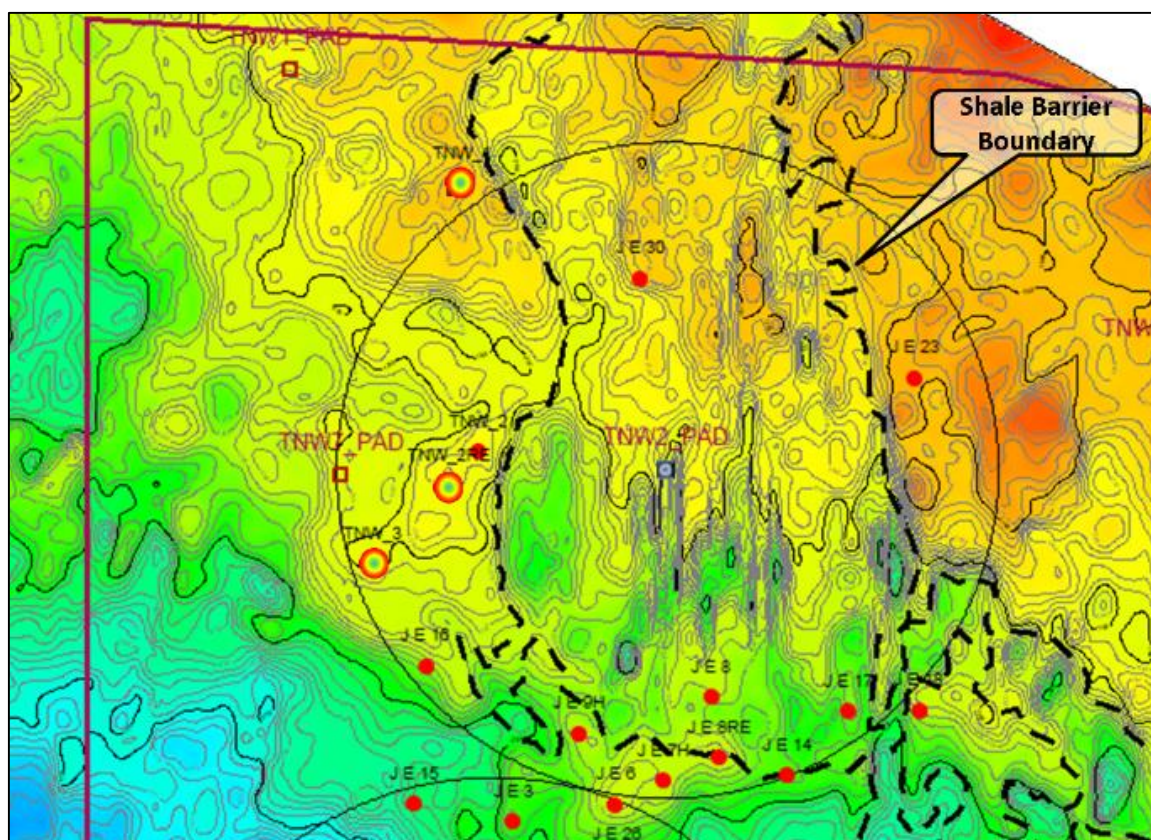
1.1.3 ESTRUCTURA GEOLÓGICA CAMPO TARAPOA NOROESTE

El Campo Tarapoa Noroeste se encuentra en un entrapamiento estratigráfico y estructural con una tendencia hacia el Noroeste del Bloque Tarapoa, ya que la arena se adelgaza en esta dirección del Campo.

De acuerdo al mapa estructural se puede concluir que el Pozo Tarapoa Noroeste 1, se encuentra en una estructura anticlinal asimétrica alargada con dirección noreste- sureste.

Los pozos Tarapoa Noroeste 2, Tarapoa Noroeste 2 RE y Tarapoa Noroeste 3 se encuentran en la misma estructura que corresponde a un anticlinal alargado asimétrico con dirección noroeste – suroeste como se puede visualizar en el gráfico 1.3 a continuación:

GRÁFICO 1.3 MAPA ESTRUCTURAL CAMPO TARAPOA NOROESTE

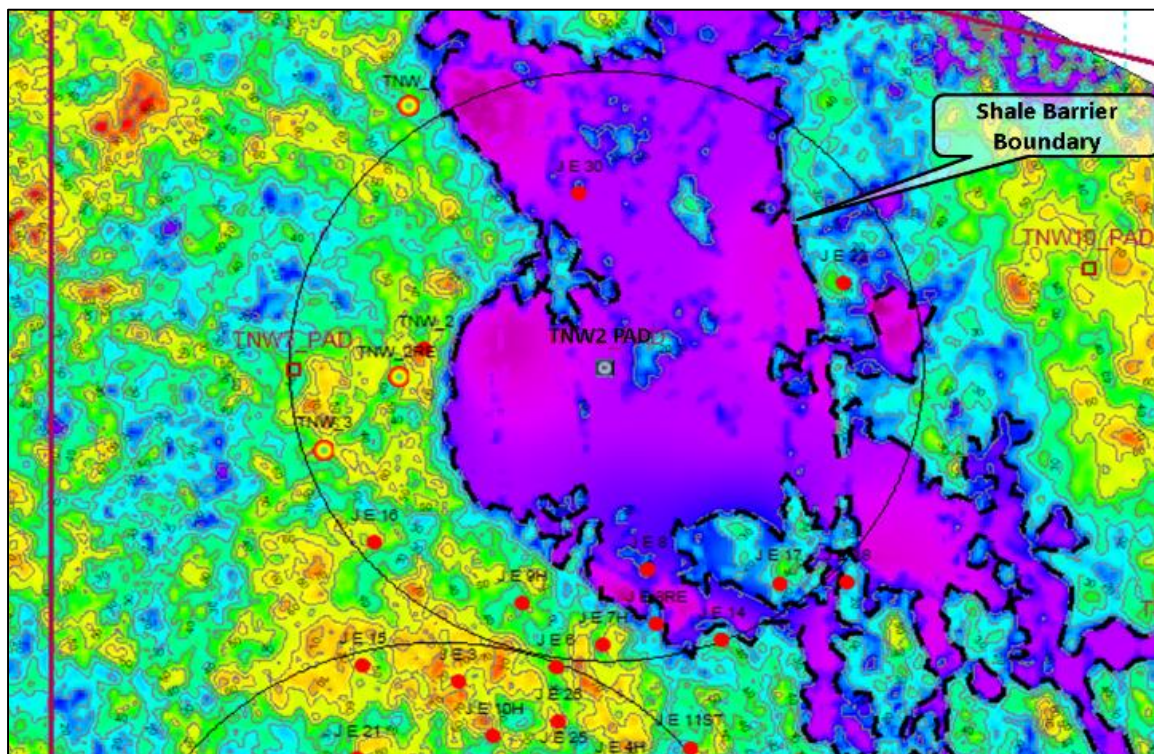


Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

Elaborado por: Departamento Geofísico

A continuación, en el gráfico 1.4 se muestra el mapa de distribución de la Arenisca M-1 con los pozos perforados en el área de Tarapoa Noroeste.

GRÁFICO 1.4 MAPA DISTRIBUCIÓN DE LA ARENISCA CAMPO TNW



Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016
Elaborado por: Departamento Geo estadística

1.1.4 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLÓGIA

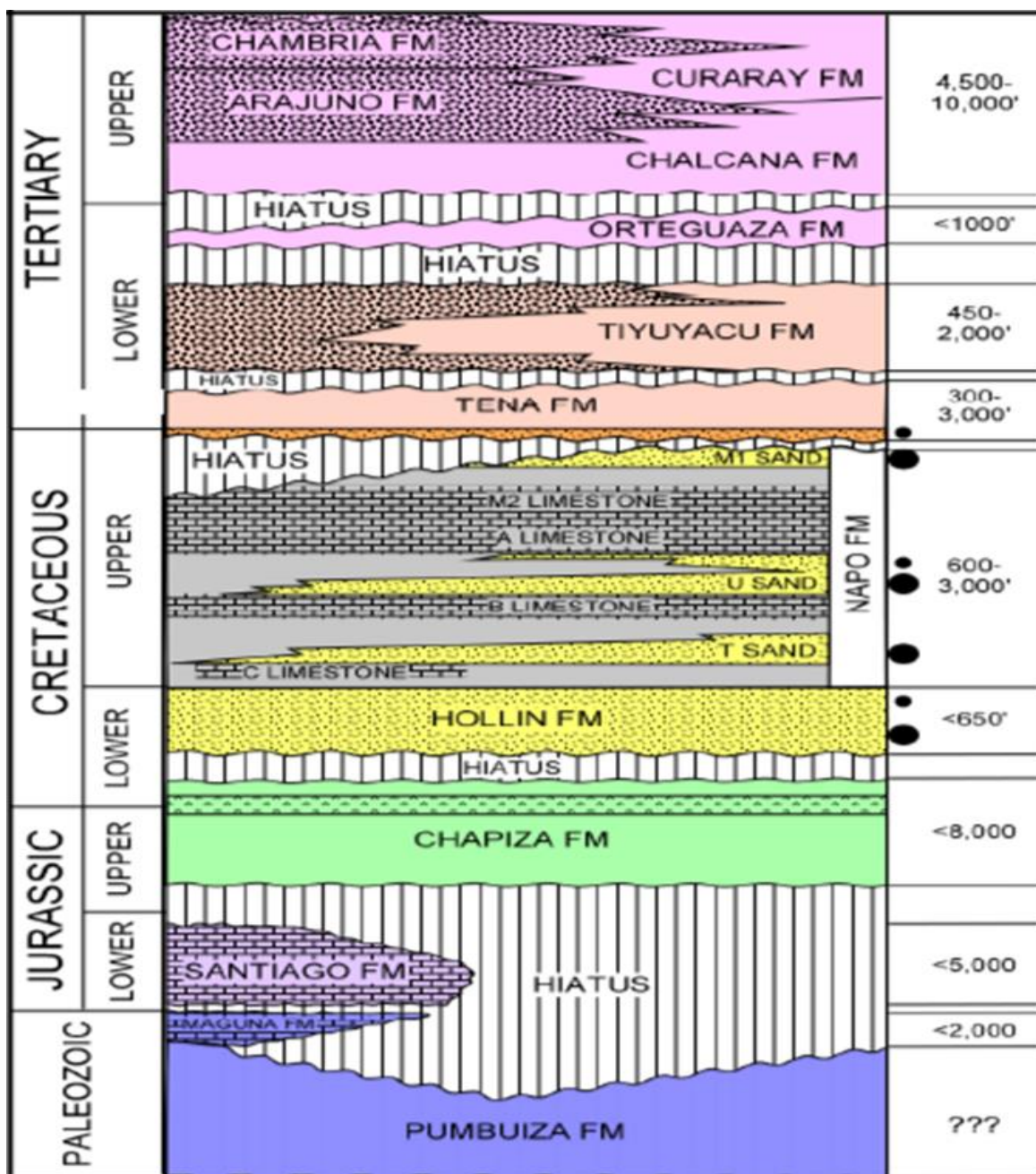
La Arenisca M-1 de la formación Napo que pertenece al periodo Cretácico es el principal potencial de presencia de hidrocarburos debido a que los análisis petrofísicos muestran una buena permeabilidad y porosidad.

El aspecto geológico de la Arenisca M-1 fue descrita de la siguiente manera:

La arenisca fue cuarzosa con una tonalidad gris clara, blanca lechosa, café clara, blanca, translúcida a sub transparente, con un tamaño de grano fino a medio, con forma subangular a subredondeada, además matriz no visible, cemento calcáreo, regular porosidad inferida. Con puntos de hidrocarburo de color negro, fluorescencia natural no visible, anillo residual delgado café claro con luz natural.

A continuación, en el gráfico 1.5 se muestra la columna estratigráfica del Campo Tarapoa Noroeste:

GRÁFICO 1.5 COLUMNA ESTRATIGRAFICA CAMPO TNW



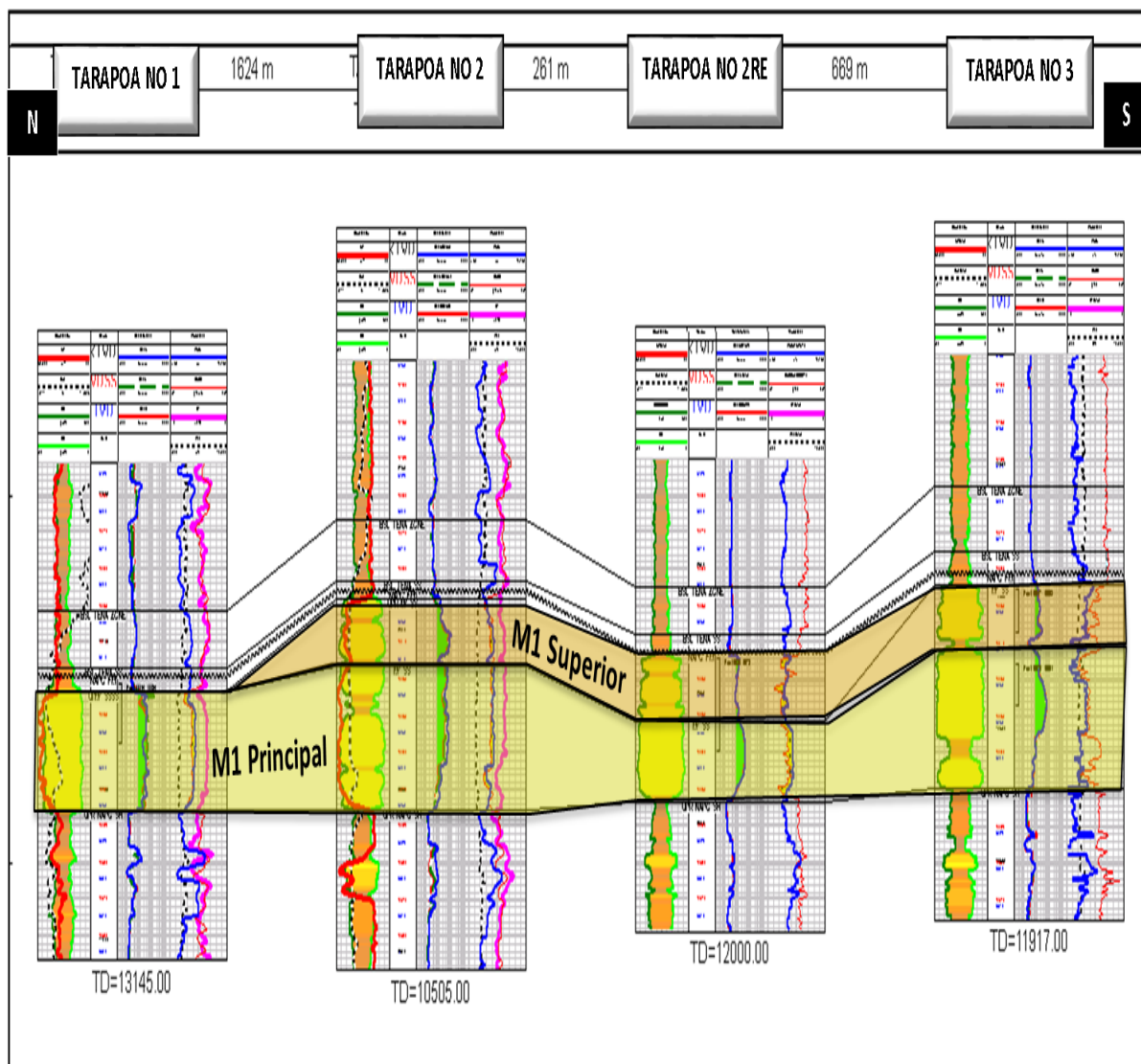
Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

Elaborado por: Departamento Geología

1.1.5 CORRELACIONES GEOLÓGICAS ESTRUCTURALES

A continuación, en el gráfico 1.6 se muestra una correlación geológica de los pozos perforados en el área de Tarapoa Noroeste.

GRÁFICO 1.6 CORRELACIÓN DE REGISTROS ELECTRICOS DE LOS POZOS EN EL CAMPO TNW



Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016
Elaborado por: Departamento Geología

1.1.6 REGISTROS ELÉCTRICOS CAMPO TARAPOA NOROESTE

Para identificar las zonas de hidrocarburo se tiene un conjunto de registros eléctricos que aportan información importante para identificar las zonas de interés y los intervalos producibles, de esta manera se tienen los siguientes registros:

Gamma Ray: es un registro que permite caracterizar el reservorio, mediante la radiación gamma de las rocas o sedimentos. La diferencia en la radioactividad hace posible distinguir las formaciones arcillosas de las no arcillosas.

Registros de resistividad: estos registros permiten determinar si existe o no petróleo en la formación debido a la mala conductividad del petróleo, la resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos que se encuentran en las rocas, el petróleo presenta baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta.

Registros de Porosidad: la manera de actuar de estos registros es midiendo la cantidad de hidrogeno que existe en la formación, ya que este registro utiliza neutrones como fuente radiactiva de alta energía, el principio de medición se da mediante el choque de neutrones con los núcleos de los materiales de la formación, la pérdida de energía que se presenta en cada choque ayuda a identificar la cantidad de porosidad saturada de fluido.

1.1.7 PROPIEDADES PETROFÍSICAS CAMPO TARAPOA NOROESTE

En el Campo Tarapoa Noroeste se ha podido obtener un promedio de las propiedades petrofísicas del yacimiento M – 1 mediante el análisis de muestras degradadas y análisis PVT de los pozos perforados en el área, entre estas propiedades tenemos: permeabilidad, porosidad, saturación del agua.

A continuación, la tabla 1.2 con los datos petrofísicos del campo:

TABLA 1.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL CAMPO TNW

Zona interés	Espesor Neto (ft)	Porosidad (%)	Sw (%)	Permeabilidad promedio	API
M – 1	14 – 56	23	32	1016 mD	8

Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

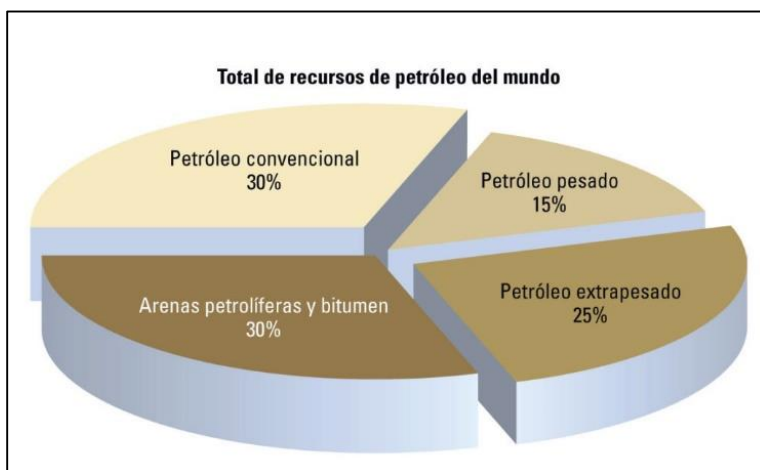
Elaborado por: Kevin Barrera

1.1.7.1 Crudo Extrapesado

Hasta en años recientes, el petróleo pesado y extrapesado fue rechazado como una fuente de energía por los inconvenientes y costos asociados a la producción del mismo, pero en la actualidad debido a la depletación de los depósitos de petróleo liviano y mediano, estas reservas están siendo tomadas muy en cuenta por las compañías de petróleo alrededor del mundo. (Alvarado, 2002)

Las reservas estimadas con este tipo de crudo son de un 40% del total del crudo alrededor del mundo esto quiere decir que están entre 9-13 billones de barriles, como se puede observar en el gráfico 1.7 a continuación, estos crudos son generados por procesos naturales en el yacimiento son resultado de la degradación debido a que atraviesan varios procesos biológicos, químicos y físicos.

GRÁFICO 1.7 DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DEL CRUDO



Fuente: Petroleumag, 2006

1.1.7.2 Propiedades del Crudo Extrapesado

Entre las propiedades que caracterizan a estos crudos del resto es que presentan una alta viscosidad, lo cual implica que tienen dificultad para fluir a través del medio en el que se encuentran, indirectamente está representada por la densidad o gravedad específica la cual se la representa internacionalmente mediante el grado API como se puede observar en la tabla 1.3 a continuación.

TABLA 1.3 CLASIFICACIÓN DEL CRUDO DE ACUERDO AL GRADO API

Tipo de Crudo	Densidad (g/cm ³)	° API
Extrapesado	> 1	< 10.0
Pesado	0.92 – 1.01	10.0 ≤ API < 22.3
Mediano	0.87 – 0.91	22.3 ≤ API ≤ 31.1
Ligero	0.83 – 0.86	31.1 < API ≤ 39.0

Fuente: American Petroleum Institute, 2018

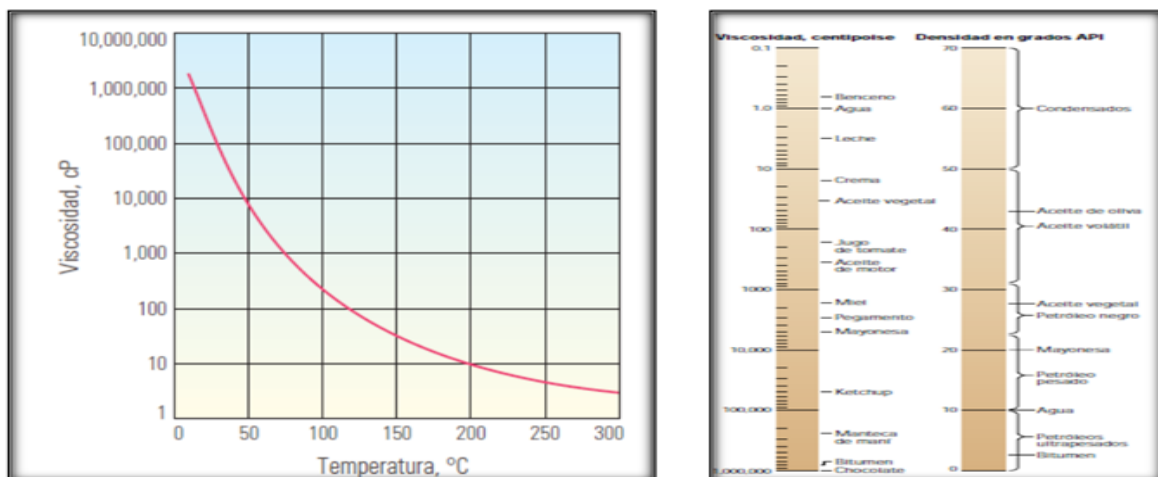
Elaborado por: Kevin Barrera

En la escala °API los crudos extrapesados se encuentran en un rango menor a 10°API y su densidad es mayor a $1.00g/cm^3$ estos valores son tomados como referencia a nivel internacional

La composición molar de estos crudos es otra característica de estos crudos, ya que tienen un alto porcentaje en contenido de azufre además de que pueden contener un apreciable contenido de sal. Cada tipo de crudo extrapesado tiene una relación de viscosidad-temperatura distinta, pero todos tienden a disminuir su viscosidad debido al incremento de temperatura.

A continuación, en el gráfico 1.8 se muestra la relación entre la viscosidad y la temperatura, además de la densidad del crudo:

GRÁFICO 1.8 RELACIÓN VISCOSIDAD VS TEMPERATURA



Fuente: Schulemberger, 2007
Elaborado: Área Exploración

1.1.8 REDUCTORES DE VISCOSIDAD

En los procesos de extracción y transporte de crudo extrapesado se presentan dificultades operativas debido a su alto grado de viscosidad. Por lo tanto, se tiene la necesidad de utilizar reductores de viscosidad cuya función principal es reducir significativamente la viscosidad del fluido, mejorar las propiedades del crudo y a su vez mejorar la movilidad en la formación, tuberías de producción y en las tuberías de transporte en superficie.

1.1.8.1 Solventes

Es uno de los métodos que se aplican para reducir la viscosidad del crudo, tomando como ejemplo el diésel ya que cuenta con propiedades propicias para que el crudo pesado se diluya correctamente, generando una disminución considerable de viscosidad y densidad en el crudo original.

La relación existente entre la viscosidad del crudo diluido y la fracción en volumen del disolvente es exponencial.

1.1.8.2 Productos Químicos

La inestabilidad de los crudos tiene la tendencia a formar precipitados de parafinas y asfaltenos los cuales afectan a los pozos petrolíferos. Como solución a estos problemas se utiliza productos químicos, este tipo de productos también funcionan como reductores de viscosidad en crudos pesados debido a que están formulados a partir de solventes y surfactantes orgánicos y pueden adaptarse a las características del petróleo.

La inyección de estos productos químicos se los realiza a través de tubos capilares acoplados al diseño de la completación, en caso de que los tubos capilares no abastescan la cantidad de productos químicos a bombearse, se los puede bombear a través del espacio anular casing – tubing.

CAPÍTULO 2

HISTORIAL POZO TARAPOA NOROESTE 1

2.1 DESCRIPCIÓN DETALLADA POZO TNW 1

2.1.1 ETAPA DE PERFORACIÓN

El 21 de noviembre del 2013 se inició con la perforación del pozo Tarapoa Noroeste 1 como pozo exploratorio desviado del tipo “S” perforado desde la plataforma Tarapoa Noroeste, finalizando la perforación del mismo el 03 de enero del 2014.

La profundidad total del pozo fue de 13145 ft (MD) / 10179 ft (TVD) y con un ángulo de desviación de 53° en la vertical a una profundidad de 7308 ft (MD) / 5515 ft (TVD). En la tabla 2.1 se detallan los topes y bases del casing.

TABLA 2.1 TOPES Y BASES FORMACIÓN

Hoyo (pulgadas)	Profundidad Inicio (ft)		Profundidad Final (ft)	
	MD	TVD	MD	TVD
26	47	47	110	110
16	110	110	6907	5247
12¼	6907	5247	10528	7782
8½	10528	7782	13145	10179

Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

Elaborado por: Kevin Barrera

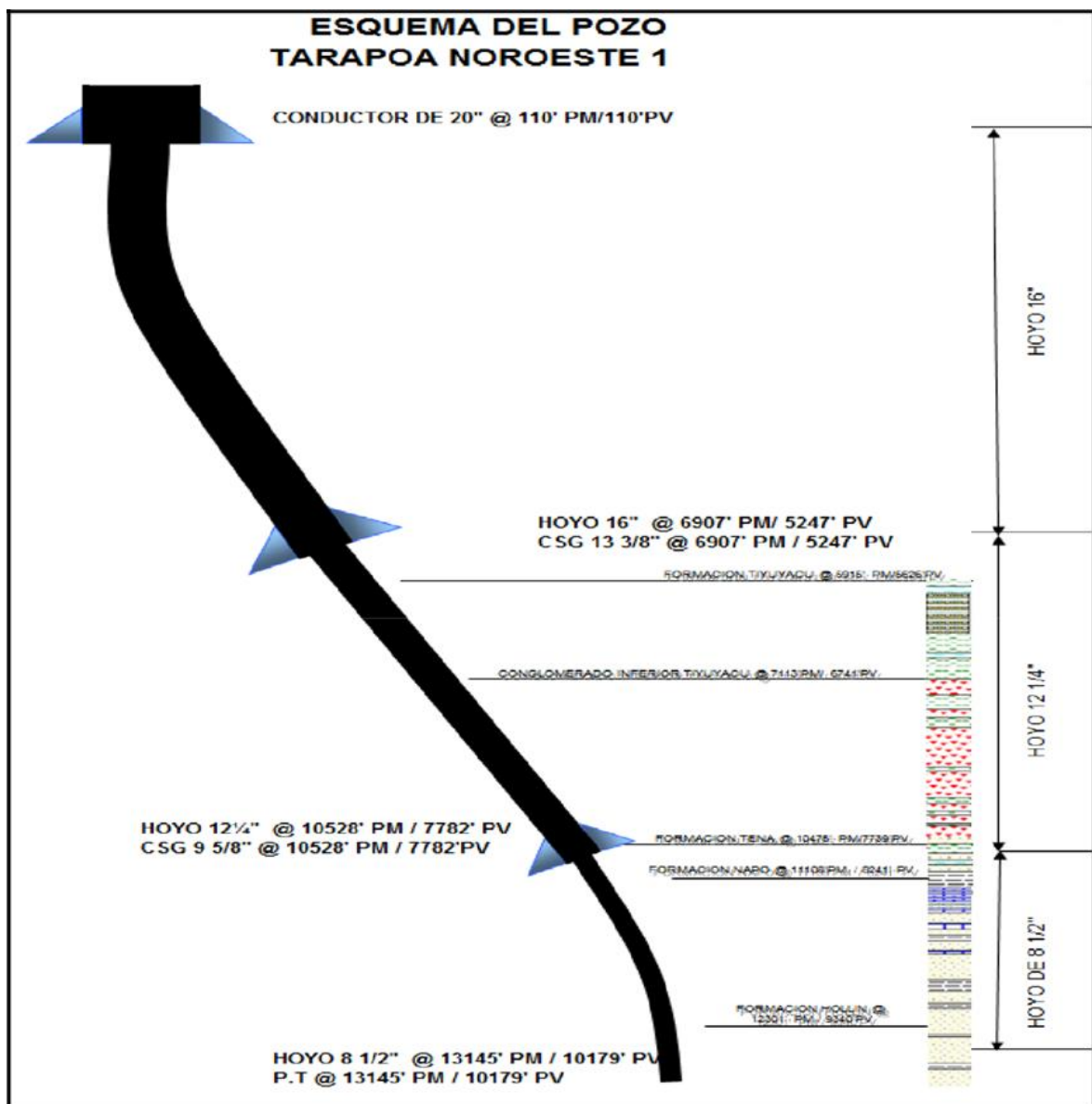
El pozo Tarapoa Noroeste 1 se localizó aproximadamente a 11008 metros al Noroeste del pozo Alice 5 y 10765 metros al oeste del pozo Esperanza 2, con el principal potencial en los reservorios M-1, los reservorios U inferior y T superior como objetivos secundarios. La trampa está localizada en la parte norte-oeste del Bloque Tarapoa.

En la zona de las areniscas “U” inferior y “T” superior existió un derrumbe a una profundidad de 11375 ft, dando como resultado 27 tubos atrapados, se prosiguió a

realizar operaciones de pesca sin resultado porque el cemento ya fraguó, tomando la decisión de cementar estas zonas ya que en la descripción de muestras no se halló presencia de hidrocarburos. En el anexo No 1 se puede visualizar el detalle de los topes de las formaciones que se encuentran en esta área.

La zona de disparos se la realizó a la profundidad de 11114 ft – 11134 ft, las muestras dan como resultado la presencia de hidrocarburos. A continuación, en el grafico 2.1 se visualiza el esquema final del pozo perforado.

GRÁFICO 2.1 DIAGRAMA PERFORACIÓN DEL POZO TNW 1



Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016
Elaborado por: Departamento Perforación

2.1.1.1 Registros Eléctricos

Para analizar el reservorio en el pozo Tarapoa Noroeste 1, se utilizaron algunos registros eléctricos conocidos los cuales son: Gamma Ray, resistividad, porosidad, sísmico. En la tabla 2.2 se detallan estos registros eléctricos.

TABLA 2.2 REGISTROS ELECTRICOS USADOS POZO TNW 1

Registros Gamma Ray	GR	
Registros Resistividad	ResS	Resistividad Somera
	ResM	Resistividad Media
	ResD	Resistividad Profunda
Registros Porosidad	PHIN	Registro Neutrónico
	RHOB	Registro Densidad
	DT	Registro Sísmico

Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

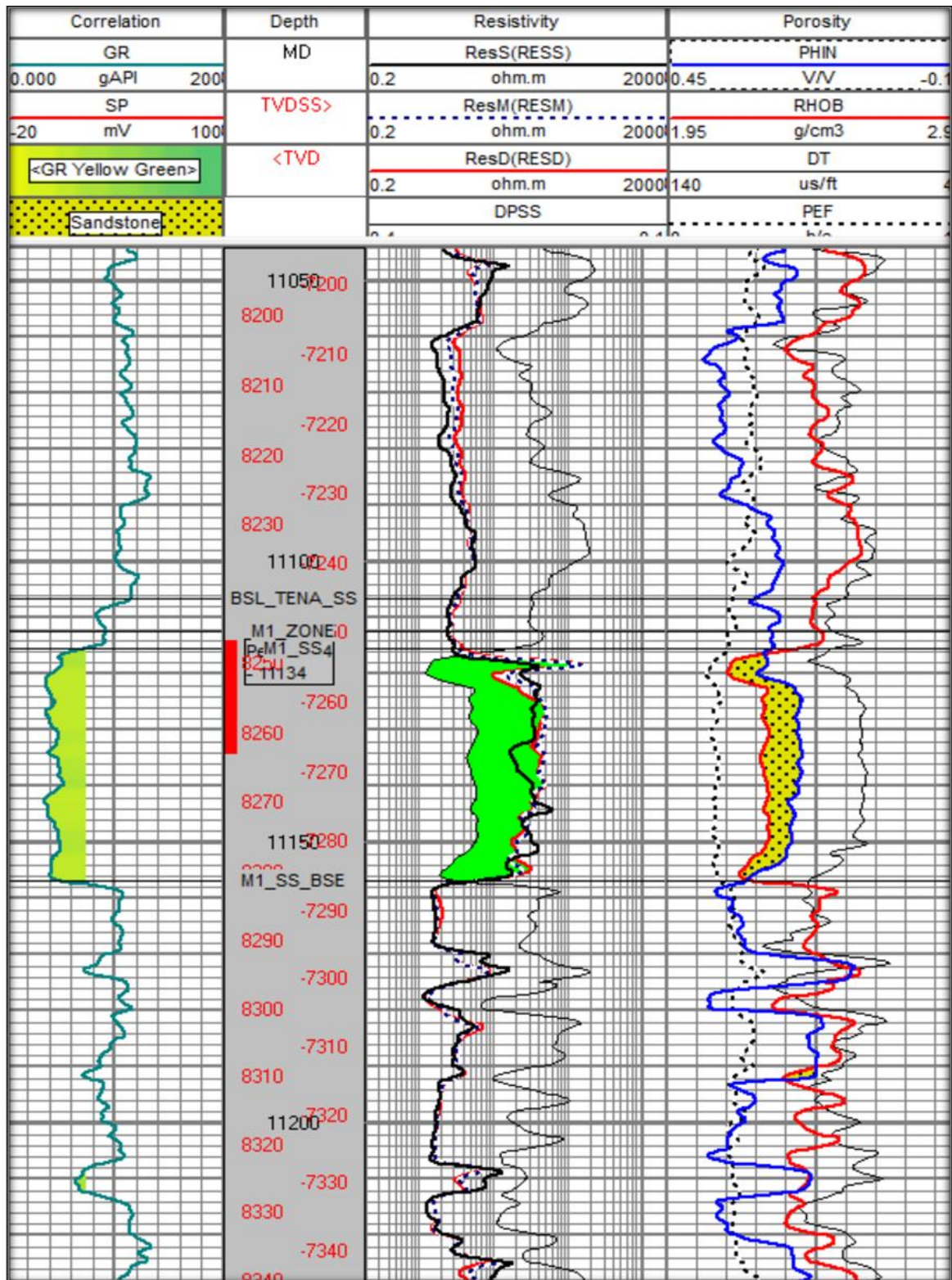
Elaborado por: Kevin Barrera

Los resultados que arrojaron los registros fueron, un valor bajo de Gamma Ray lo cual indica la presencia de arenisca, un valor bajo de resistividad de formación lo cual indica la presencia de crudo extrapesado dada la tendencia de las curvas de resistividad tanto el ResS y ResD.

Analizando la zona de interés M-1, se definió un espesor neto de 33 ft desde una profundidad de 11114 ft – 11147 ft y agua de formación con salinidad aproximada de 21037 ppm.

Lo cual se puede evidenciar en el registro eléctrico que se presenta a continuación en el gráfico 2.2, en el cual se puede visualizar que la zona que indica mayor presencia de hidrocarburo es el intervalo antes mencionado, intervalo en el cual se realizarán los disparos para la extracción del crudo.

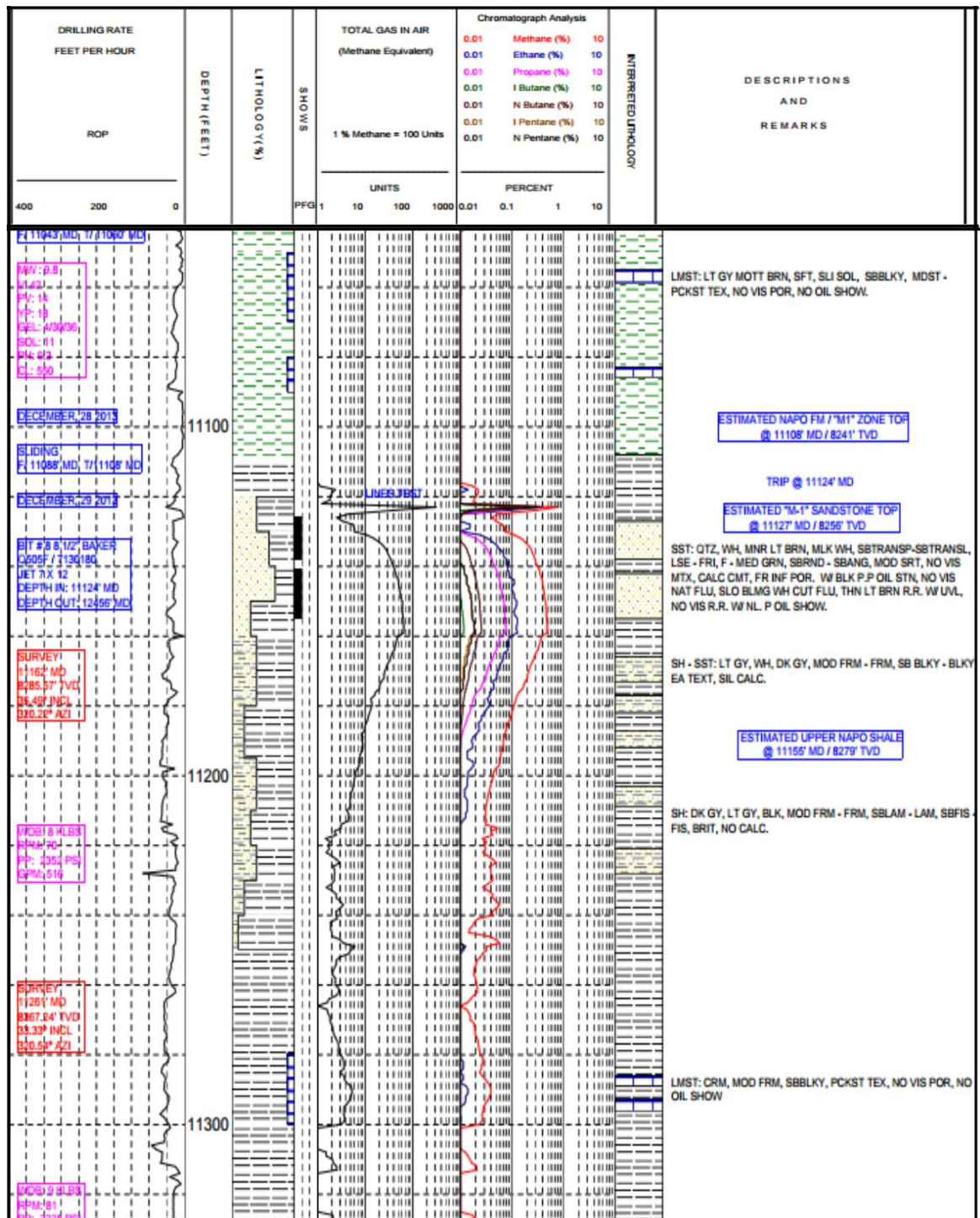
GRÁFICO 2.2 REGISTROS ELECTRICOS POZO TNW 1



Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016
 Elaborado por: Departamento Geología

En el registro Mudlog que se presenta a continuación en el gráfico 2.3 se pudo observar la presencia de petróleo en los ripios de la Arenisca M-1.

GRÁFICO 2.3 REGISTRO ELECTRICO MUDLOG



Fuente: Andes Petroleum Ecuador
 Elaborado por: Departamento Geología

De acuerdo a los valores obtenidos en los registros eléctricos y mediante las interpretaciones de los mismos, se realizaron los cálculos correspondientes para

determinar las propiedades petrofísicas de la arenisca M-1 en el pozo Tarapoa Noroeste 1. En la tabla 2.3 se muestran los cálculos obtenidos:

TABLA 2.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS POZO TNW 1

Reservorio	Zona de Interés (ft)	Porosidad (%)	Saturación de Agua (%)	Permeabilidad (mD)
M-1	33	19.8	26.2	1900

Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

Elaborado por: Kevin Barrera

2.1.2 COMPLETACIÓN INICIAL POZO TARAPOA NOROESTE 1

De manera inmediata, posterior a la perforación del pozo Tarapoa Noroeste 1 (TNW1) se procedió acondicionar como productor, realizando la limpieza del pozo con BHA de limpieza hasta la profundidad total del pozo y evaluando el trabajo de cementación, realizando registros de control de profundidad. En la tabla 2.4 se detalla la profundidad de asentamiento de casing del pozo TNW 1.

TABLA 2.4 PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO CASING POZO TNW 1

Casing	Tamaño (pulgadas)	Grado Tubería	Profundidad de asentamiento (ft)	
			MD	TVD
Conductor	20	J-55	112	112
Superficial	13 ³ / ₈	K-55	6907	5247
Intermedio	9 ⁵ / ₈	N-80	10528	7755
Liner	7	N-80	11380	8468

Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

Elaborado por: Kevin Barrera

El objetivo principal fue completar el pozo con el Levantamiento Artificial tipo bomba electrosumergible, detallada a continuación en la tabla 2.5:

TABLA 2.5 DESCRIPCIÓN BOMBA ESP COMPLETACIÓN INICIAL

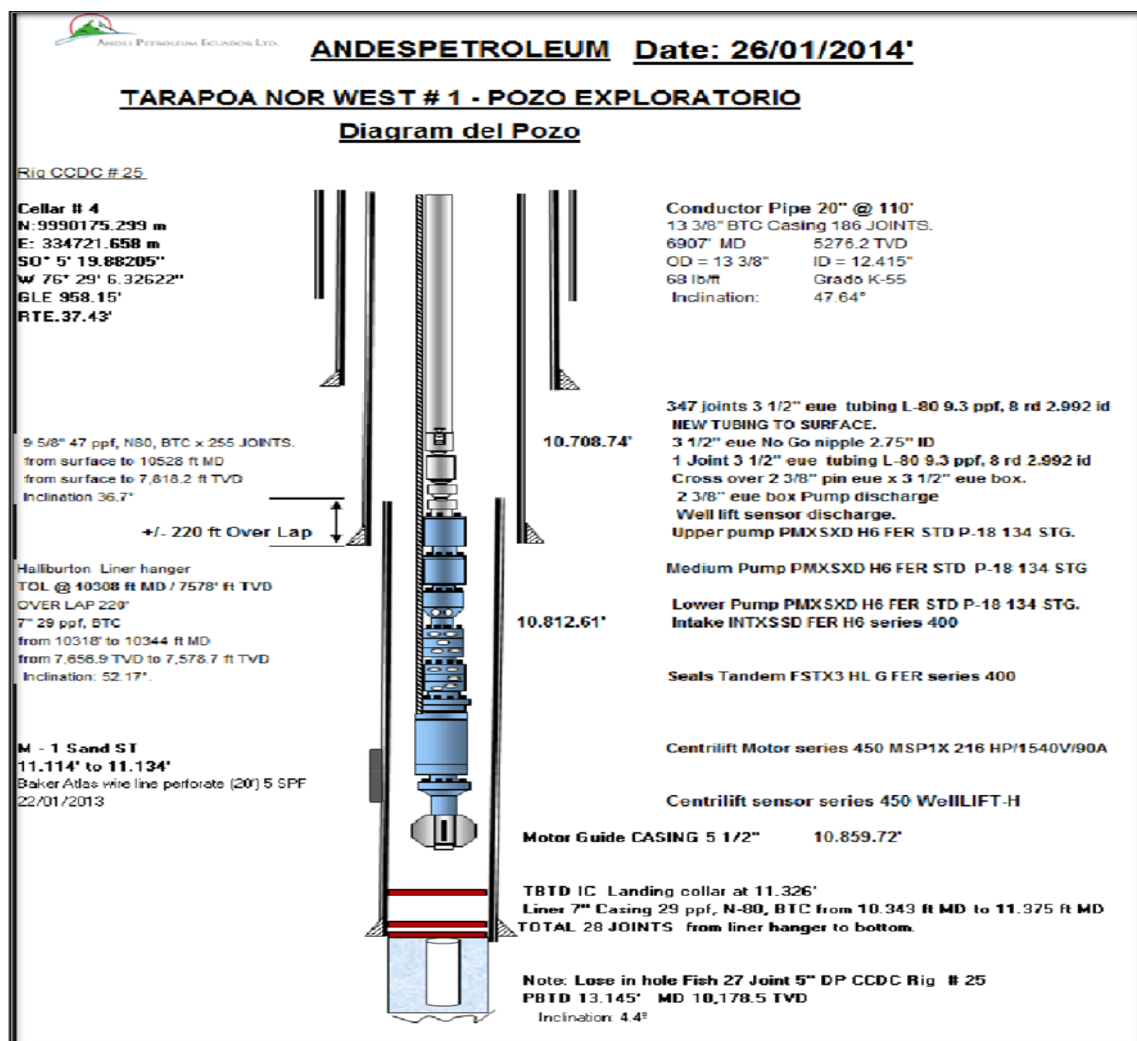
Equipo	Marca	Tipo Tubería	Descripción
BES	Centrilif	Tubería Clase "A"	402 STG 400P18/MSP1 216HP, 3½"

Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

Elaborado por: Kevin Barrera

La bomba electrosumergible fue diseñada para manejar producciones de entre 400 BFPD a 1660 BFPD, con un rango de frecuencia de entre 40 Hz a 60 Hz. Como datos adicionales se tiene una P reservorio: 2600 psi, 19° API, valores aproximados en base análisis de campos aledaños. El diagrama final del pozo TNW 1 con la completación inicial se encuentra en el gráfico 2.4.

GRÁFICO 2.4 DIAGRAMA POZO TNW 1 COMPLETACION INICIAL



Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

Elaborado por: Departamento Completación

2.1.2.1 Historial Producción Pozo Tarapoa Noroeste 1

Comenzaron las pruebas de producción el 26 de enero del 2014, de acuerdo con las pruebas de producción se determinó una presión de burbuja (Pb) de 604 Psi, una relación de solubilidad de 14.3 SCF/STB y una gravedad específica del gas de 1.028. A continuación, la tabla 2.6 en la cual se detallan las pruebas de producción realizadas:

TABLA 2.6 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN EN EL POZO TNW 1

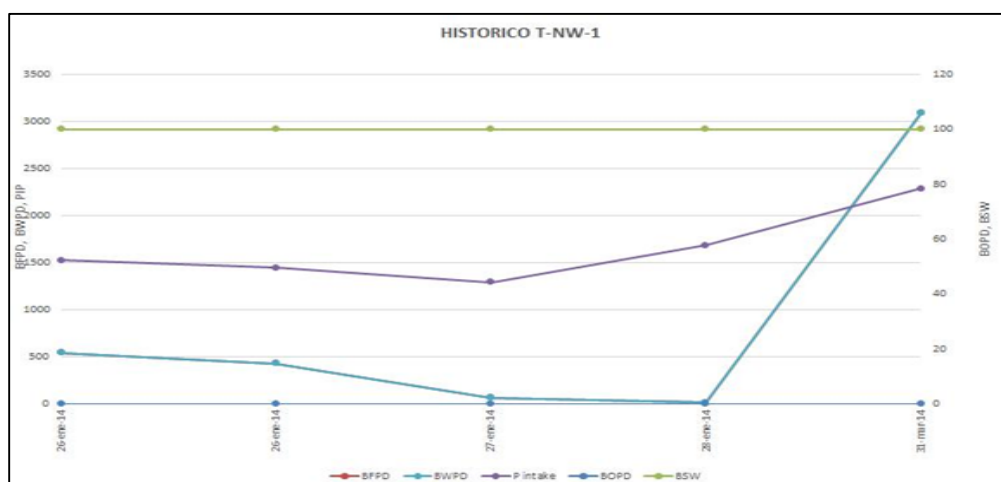
Fecha	BFPD	BOPD	BWPD	BSW %	Salinidad ppm	BHP Psi	HZ
26-ene-2014	651	0	651	100	11853	1616	42
27-ene-2014	64	0	64	100	10202	1297	47
28-ene-2014	12	0	12	100	10312	1680	48
31-mar-2014	3088	0	3088	100	21037	2225	40

Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

Elaborado por: Kevin Barrera

Debido a que las facilidades de superficie fueron diseñadas para crudo pesado de 11°API a 22°API hubo dificultades para determinar el caudal de producción de crudo extrapesado. Los datos que se observan en el gráfico 2.5 son los recolectados en las pruebas de producción realizadas.

GRÁFICO 2.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO TNW 1



Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

Elaborado por: Kevin Barrera

Durante el día 28 de enero se intentó circular agua de formación caliente en sentido casing – tubing para ayudar en el levantamiento de la bomba, el espacio anular se empaquetó con cerca de 350 bl, luego la presión empieza a subir llegando a 600 psi, se deja de bombear, pero esta presión se mantiene fija, no se observa retorno por el tubing con lo que se deduce que existe una fuerte obstrucción o taponamiento sobre la bomba.

Durante este proceso el equipo se apagó 2 veces, una por alta presión de descarga y la otra por alta temperatura del motor, las 2 veces el equipo arranca sin problemas. Al final ya sin bombeo, se arranca nuevamente el equipo, pero casi instantáneamente se apaga por alta presión de descarga, pero el equipo queda registrando datos de fondo.

La alta presión de descarga refleja el comportamiento del crudo extrapesado debido a la reducción de temperatura en el tubing como se mira en el gráfico 2.6.

GRÁFICO 2.6 PRESENCIA DE CRUDO EN EL TUBING DEL POZO



Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

Elaborado: Departamento Producción

El 31 de marzo se realiza la limpieza del tubing con la Cleaning Tool de Halliburton. Utilizando 5000 psi por cada 1000ft desde la superficie. Se inyecta mediante el capilar reductor de viscosidad, diésel e inhibidor de parafina.

El 1 de abril se reinician las operaciones a 55Hz de frecuencia de operación, la dosificación de inyección de químico es 20 gal/día, se toma una muestra del fluido obteniendo agua con petróleo, se mantiene la inyección de diésel e inhibidor de parafinas. En el gráfico 2.7 se presenta una muestra de crudo recuperado.

GRÁFICO 2.7 MUESTRA DE CRUDO TOMADA EN EL POZO TNW 1



Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016
Elaborado: Departamento Producción

De acuerdo a las pruebas analizadas se determinó que el crudo empieza a fluir hacia la superficie hasta llegar a un nivel de 5559 ft sin éxito en alcanzar el cabezal, tomando como consideraciones que se necesita un equipo de levantamiento que trabaje adecuadamente con las condiciones reales del pozo.

2.1.3 REACONDICIONAMIENTO POZO TARAPOA NOROESTE 1

2.1.3.1 Workover #1

Se realizó el estudio para poder implementar un nuevo equipo de bombeo electrosumergible, luego de los resultados obtenidos y los problemas presentados en la completación inicial.

Datos del reservorio:

Presión de reservorio: 2879 psi

Índice Productividad: 0.2 BFPD/psi

Temperatura Reservorio: 205° F

API: 10° (μ : 4760 cp. @ 200° F)

Porosidad: 22.3%

Por lo tanto, se propuso instalar un sistema de bombeo electrosumergible en una completación concéntrica como se detalla en la tabla 2.7.

TABLA 2.7 DESCRIPCIÓN BOMBA ESP WORKOVER 1

Equipo	Marca	Tipo Tubería	Descripción
BES	REDA	Tubería Clase "C"	D1050N 378 STG/ 525 HP MAXIMUS

Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

Elaborado por: Kevin Barrera

En el anexo No 2 se puede ver detalladamente la configuración del sistema BES propuesto para implementarse.

En razón de que la baja movilidad del crudo no ha permitido su evaluación, obligando a un mayor análisis en busca de una alternativa de completación adecuada para el pozo.

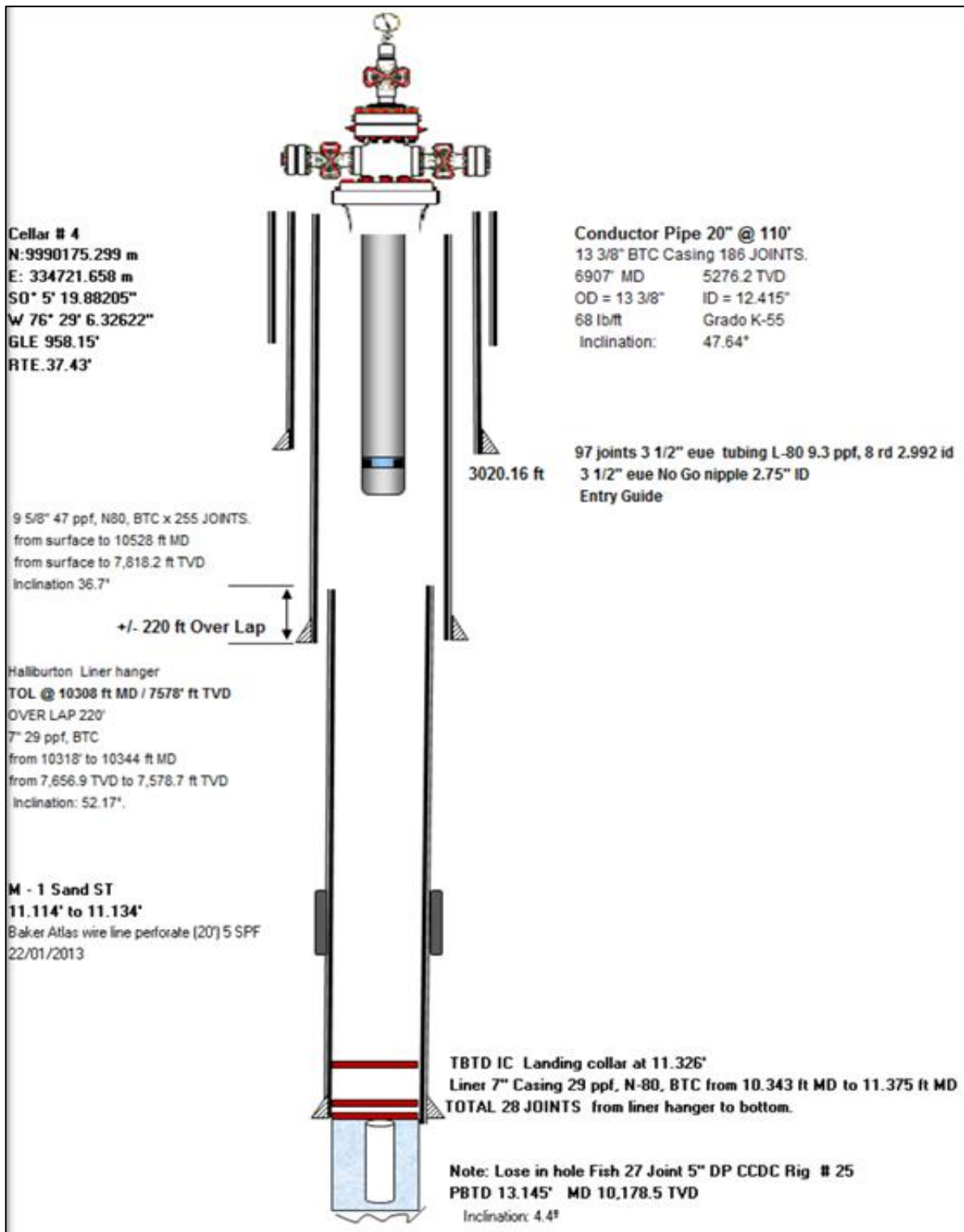
La suspensión del trabajo se dio debido al decremento del precio del crudo en enero 2015. Lo que obliga a la compañía a re direccionar los recursos de inversión para el desarrollo de los campos.

El 28 de abril del 2015, se procede a la suspensión temporal del pozo Tarapoa Noroeste 1 y se realizaron las siguientes actividades:

- Sacar del pozo la BES Centrilift, P18/402 stages / 216 HP on 3 ½ "EUE tubing.
- Se Limpió el pozo hasta la profundidad total del pozo @ 11,326' MD.
- Completo el pozo como un pozo de monitoreado a 3000', tubería 3 1/2"(Kill String) y No-go 3 ½ ".

En el gráfico 2.8 se presenta el diagrama final del workover # 1.

GRÁFICO 2.8 DIAGRAMA FINAL WORKOVER # 1



Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

Elaborado: Completion Development

De esta manera se da por finalizadas las operaciones en el pozo Tarapoa Noroeste 1 el 28 de abril del 2015.

2.1.3.2 Workover # 2

Se reinician las operaciones en el pozo Tarapoa Noroeste 1 el 25 de diciembre del 2016, luego de realizar análisis correspondientes para poder implementar la mejor opción de levantamiento artificial para la producción del crudo.

Teniendo como objetivo principal retirar del pozo la killing string (97 juntas, 3 ½ EUE, L-80,9.3 ppf, ID 2.292 ") y colocar el sistema ESP para producir crudo extrapesado. Se espera una producción estimada de 100 BFPD con bajo corte de agua.

Como datos adicionales del reservorio se tiene;

- Intervalo de Producción: 11114ft – 11134 ft MD
- IP: 0.1 BFPD/psi
- Presión Reservorio: 2879 (estimada)
- Temperatura Reservorio: 205° F
- API: 10° (μ : 4760 cp. @ 200 ° F)
- Porosidad: 22.3 %

En la tabla 2.8 se presenta la BES que se va a implementar con los siguientes detalles:

TABLA 2.8 DESCRIPCIÓN BOMBA ESP WORKOVER 2

Equipo	Marca	Tipo Tubería	Descripción
BES	Centrif	Tubería Clase "C"	138 stg Flex 47 SXD/ 504 HP MSP-3H

Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

Elaborado por: Kevin Barrera

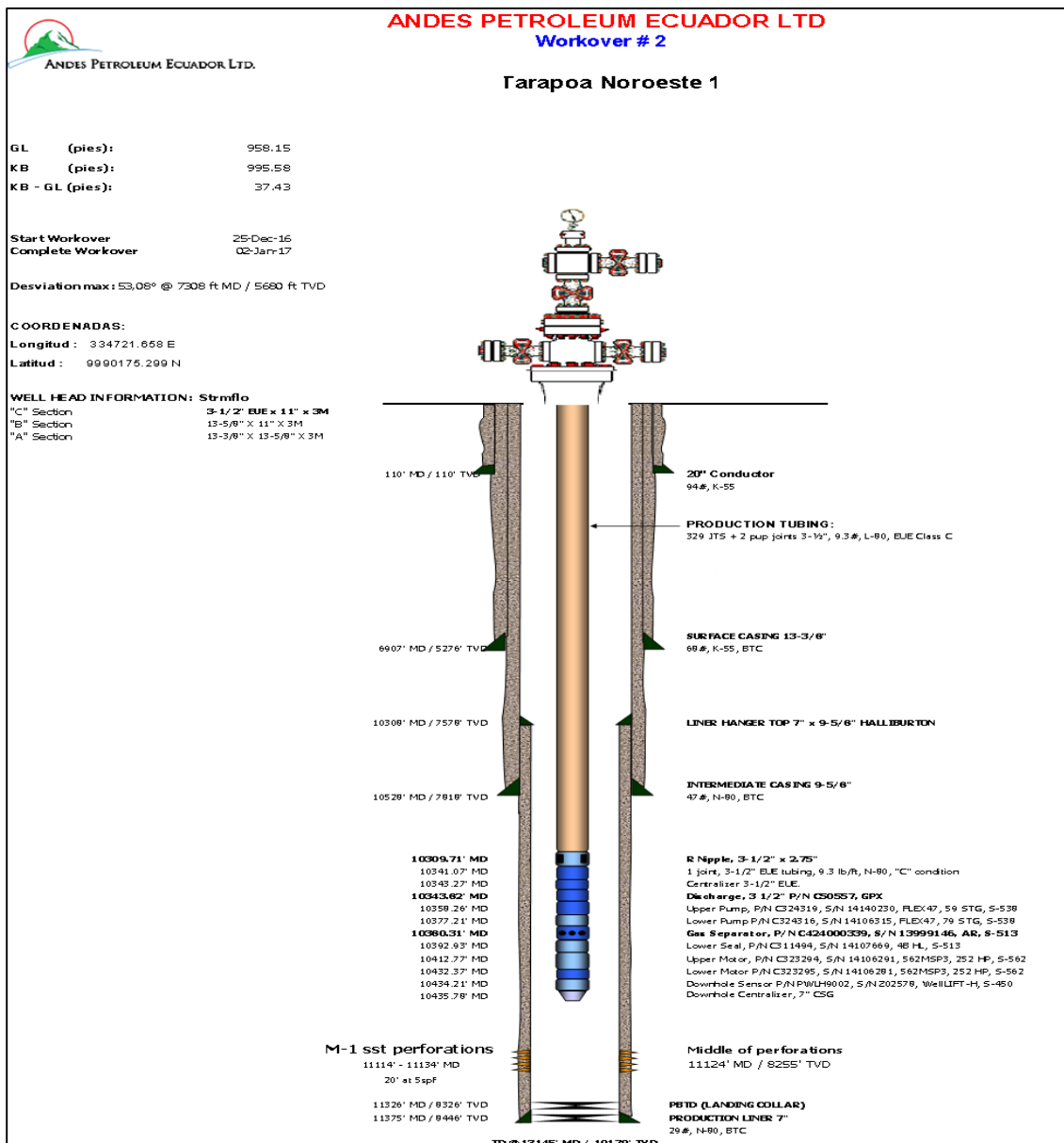
El sistema ESP, proporcionará un rango de producción de entre 100 BOPD a 500 BOPD, en caso que la viscosidad del petróleo mejore la movilidad a través del periodo de evaluación.

Se procede a realizar las operaciones de workover en el pozo con el siguiente orden:

- Sacar del pozo la sarta de matado de 3 1/2", tubería de clase "C"
- Limpieza del pozo hasta la profundidad total del pozo @ 11326 ft MD
- Completar el pozo con el sistema BES FLEX 47 SXD / 138 stages / 504 HP de 3 1/2", tubería clase "C", ajustado a una profundidad de 10878 ft MD.

A continuación, en el gráfico 2.9 se visualiza el diagrama final del pozo:

GRÁFICO 2.9 DIAGRAMA WORKOVER # 2



Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

Elaborado: Completion Development

Se arranca el equipo BES a 40 Hz para la prueba de producción a la estación, durante la prueba de producción se va incrementando la frecuencia debido a que el aporte del pozo ha ido disminuyendo hasta llegar a que el contador ya no registre paso de fluido, el incremento de frecuencia llegó hasta los 59 Hz.

Se informa que el equipo se ha apagado y no se tiene datos del sensor, se revisa el VSD que se ha apagado por la alarma de baja presión de intake debido a la pérdida de datos del sensor.

Después de 22 horas de periodo de evaluación el equipo falló debido a que se produjo un desfase a tierra ubicado en el cable de potencia, basado en estos problemas se recomendó de inmediato un trabajo de reacondicionamiento para cambio de BES. Se realizó una prueba de producción como se detalla en la tabla 2.9 a continuación.

TABLA 2.9 PRUEBA DE PRODUCCIÓN WORKOVER # 2

Fecha	BFPD	BOPD	BWPD	BSW %	Salinidad ppm	BHP Psi	HZ
02- ene- 2017	693	0	693	100	23,639	1,044	51.1

Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

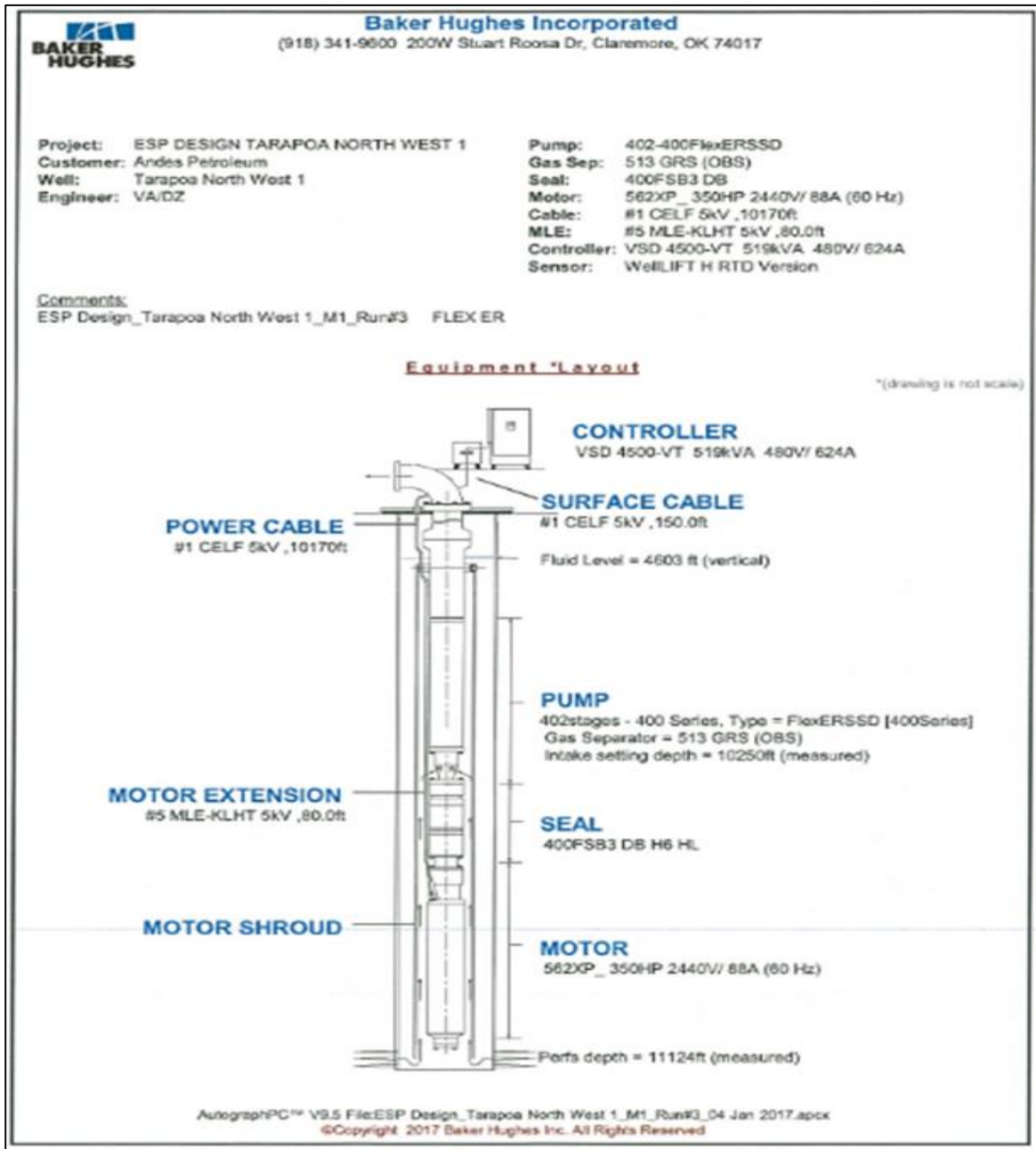
Elaborado por: Kevin Barrera

El 6 enero del 2017 se establece como objetivo el cambio de ESP, mediante el siguiente procedimiento:

- Sacar del pozo el equipo BES Flex 47 SXD / 138 stages / 504 HP MSP3-H, tubería clase "C".
- Armar y bajar Slick line para revisar la profundidad total del pozo @ 11326 ft MD.
- Completar el pozo con el equipo BES 400 Flex ER SSD / 402 stages / 350 HP, tubería de clase "C".

En el gráfico 2.10 se puede visualizar el sistema BES, propuesto para realizar el cambio de bomba en el pozo TNW 1:

GRÁFICO 2.10 PROPUESTA DE BES A INSTALAR



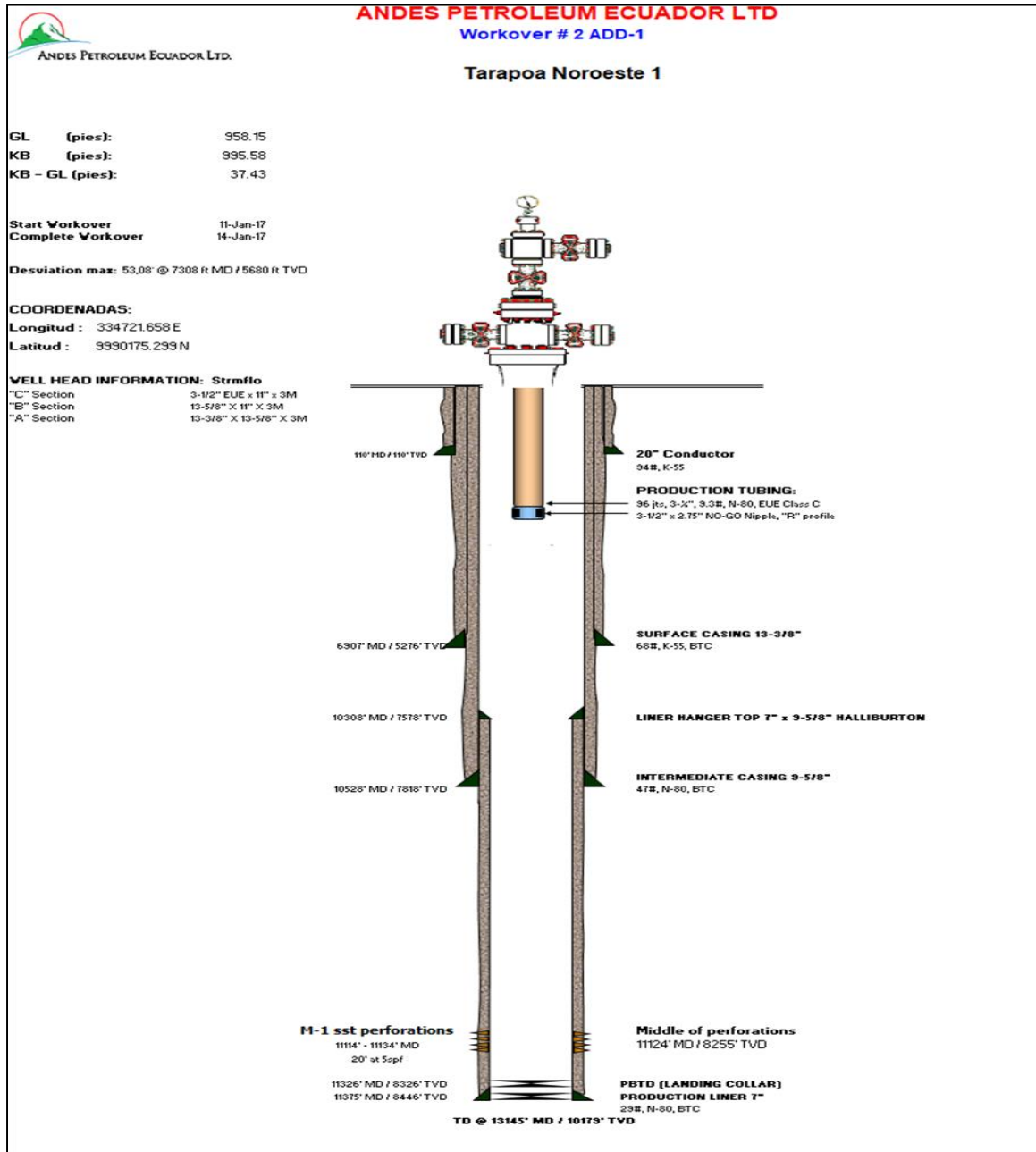
Fuente: Baker Hughes, 2017

El 11 de enero del 2017 se reinician las operaciones para realizar el cambio de equipo ESP, de acuerdo al programa planificado por la empresa.

Al tratar de realizar el control del pozo, se pudo evidenciar que no se tenía circulación ni directa ni reversa, luego de varias horas intentando realizar bullheading, finalmente se pudo obtener retorno en superficie y realizar el matado del pozo.

Durante el pulling se pudo notar la presencia de crudo pesado, mismo que dificultó la sacada de tubería y ocasionó los inconvenientes mencionados, debido a lo antes mencionado se decidió instalar una sarta temporal de matado, con 3000 ft de tubería de producción clase “C” como se muestra en el gráfico 2.11, mientras se evalúa una buena limpieza del pozo a fin de evitar problemas en la instalación del nuevo equipo de bombeo electrosumergible.

GRÁFICO 2.11 DIAGRAMA FINAL WORKOVER # 2



Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2017

Elaborado: Completion Development

Luego de analizar los antecedentes del pozo Tarapoa Noroeste 1, es recomendado añadir un sistema de calentamiento, mediante el uso especial de un cable calentador.

El propósito del calentamiento es ayudar a reducir la viscosidad del crudo para mejorar la movilidad del fluido durante el proceso de levantamiento.

2.1.3.3 Workover # 3 (propuesta)

El workover propuesto para realizarse tiene como objetivo, retirar la sarta de matado de 3 ½" que se encuentra a una profundidad de 3360 ft y correr el sistema BES 172 stage WE1500 / 391 HP diseñado específicamente para la producción de crudo con alta viscosidad, para luego poder realizar la implementación del cable calentador.

Los resultados de diseño del ESP, consideraron fluido con alta viscosidad. La bomba seleccionada para este caso de acuerdo a los parámetros de diseño es 538 Series – WE-1500 AR STD COMP 68 + 104 STG FH UHSS.

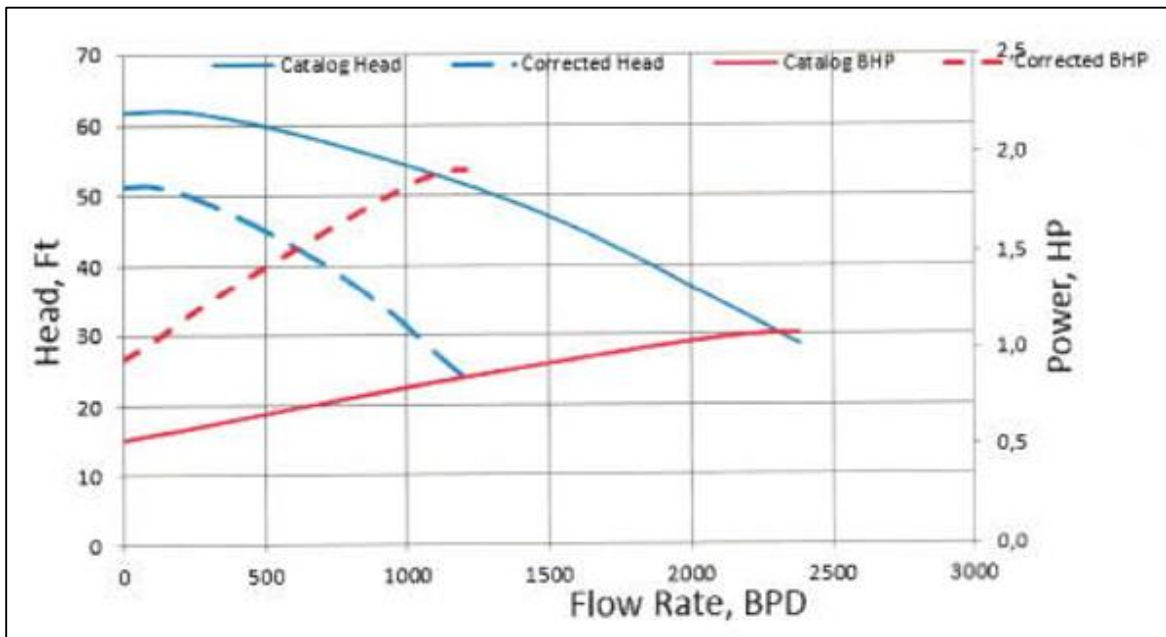
El sistema está compuesto por dos bombas en serie lo cual permite una reducción de fricción, produciendo así un menor consumo de energía por etapa. La profundidad en fondo de la bomba será a 10272 ft MD, 7578 ft TVD.

Esta configuración tiene la posibilidad de incrementar la frecuencia para permitir que el equipo opere en varios flujos como se indica en los gráficos 2.12 y 2.13.

El motor requerido de acuerdo a las condiciones operativas es del tipo APC series, 5.62" OD, disponible para operar bajo condiciones específicas, el cual resiste temperaturas por encima de 400°F.

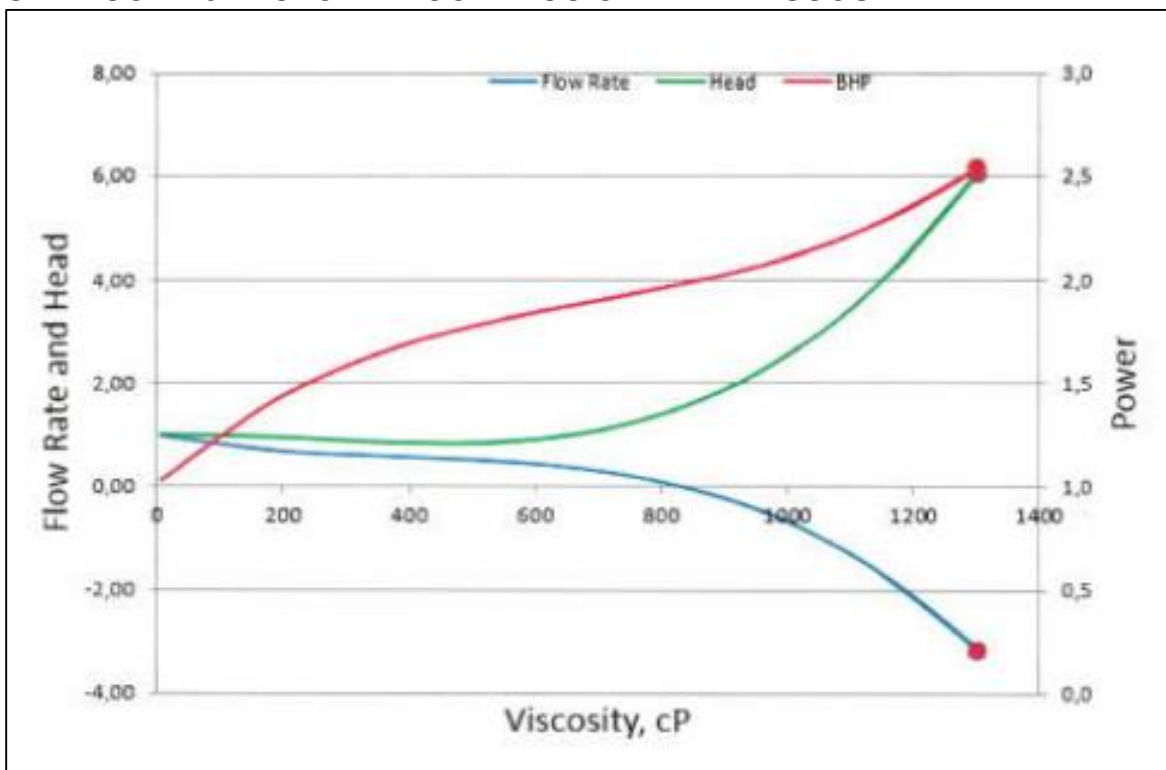
Para este caso la frecuencia de operación sugerida es de 51 Hz con un consumo de potencia de alrededor de 159 HP y un caudal en superficie de 200 BFPD.

GRÁFICO 2.12 FACTOR DE CORRECCION DE LA BOMBA



Fuente: Anton Oilfield Service Group, 2019

GRÁFICO 2.13 FACTOR DE CORRECCIÓN DE LA VISCOSIDAD

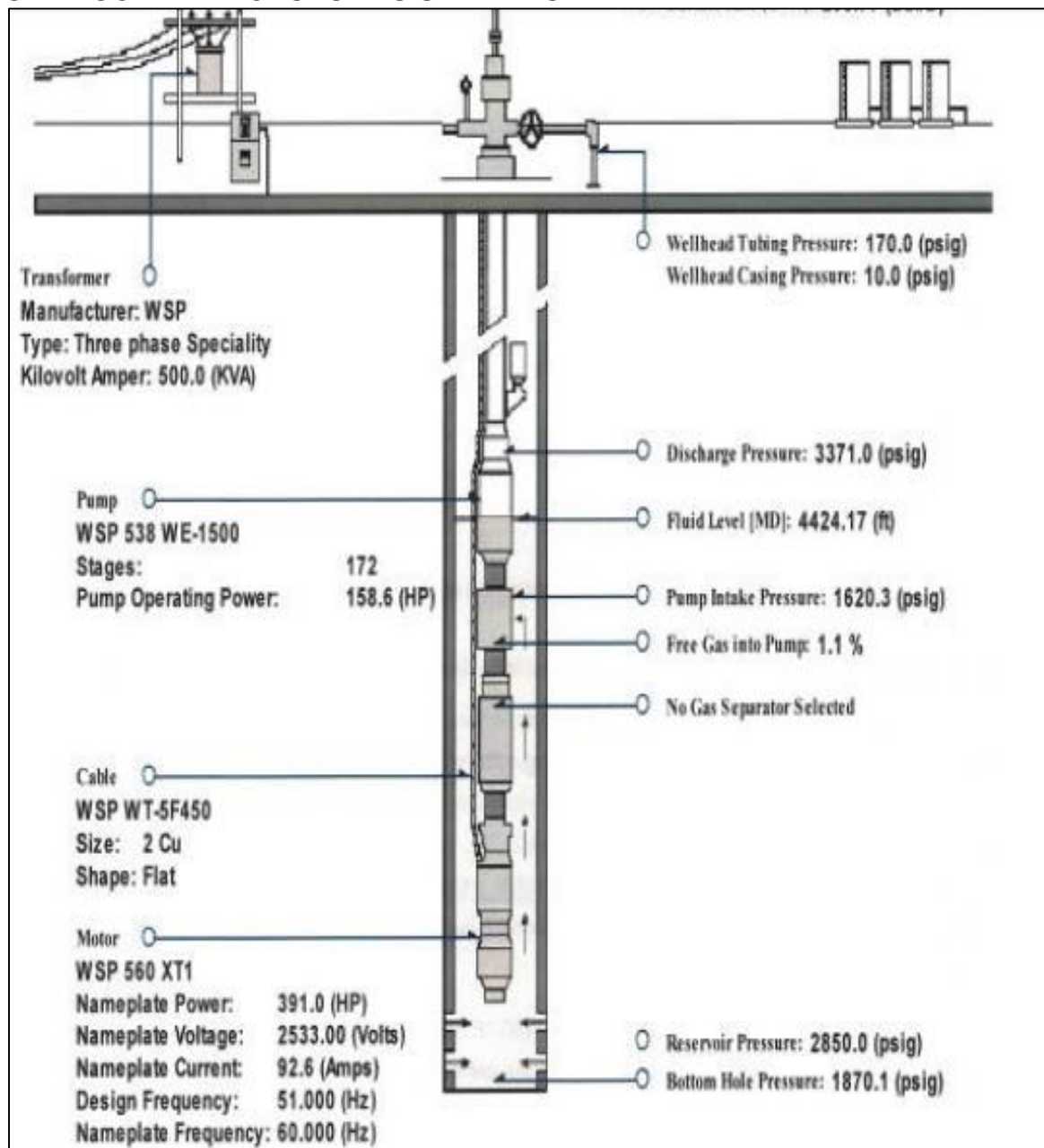


Fuente: Anton Oilfield Service Group, 2019

La sección de sello seleccionada está integrada por dos unidades tándem de APC con doble bolsa en paralelo serie 500 con un cojinete de empuje de alta carga con resistencia hasta 18000 libras y un eje con una capacidad de esfuerzo de torsión de 1250 HP, disponibles para manejar temperaturas más altas de 400°F, productos químicos y condiciones operativas abruptas.

A continuación, en el gráfico 2.14, la propuesta de sistema ESP que se requiere implementar en el pozo.

GRÁFICO 2.14 PROPUESTA SISTEMA ESP A IMPLEMENTAR



Fuente: Anton Oilfield Service Group, 2019

CAPÍTULO 3

CALENTAMIENTO ELÉCTRICO

3.1 MÉTODO DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO

3.1.1 INTRODUCCIÓN

La clasificación de los crudos dependiendo de sus propiedades y especialmente de su grado API, han permitido identificar problemas relacionados con la recuperación del mismo. Estos desafíos han conducido a la implementación de procesos de recuperación mejorada que son más efectivos para la producción del crudo, a su vez resolver problemas como la reducción de la movilidad de los fluidos en el reservorio, ya que estos fluidos presentan una alta viscosidad. (Alvarado, 2002)

Se conocen tres factores que dejan saturaciones de petróleo remanente luego de realizar procesos de recuperación primaria y secundaria. Los cuales son: alta viscosidad de petróleo, fuerzas interfaciales y heterogeneidad del yacimiento.

Los métodos EOR tienen la finalidad de resolver estos problemas, utilizando técnicas que emplean fuentes externas de energía o materiales para recuperar el petróleo que no puede ser producido por medios convencionales. (Carrizales, 2008)

Hay tres métodos para reducir la viscosidad del crudo:

- Método Químico: a pesar de que este método utilizado para la reducción de viscosidad es muy útil, esto tiene un impacto negativo en el tratamiento del petróleo y dificulta la demulsificación del crudo.
- Método de mezcla con petróleo liviano: este método no se lo utiliza muy frecuentemente debido a que se necesita grandes cantidades de petróleo liviano, usar agua caliente para reducir la viscosidad requiere tratar más agua y proporciona bajas eficiencias térmicas.
- Método calentamiento eléctrico: este método es fácil de operar y puede reducir en gran medida la intensidad de trabajo, además no tiene impacto en las propiedades del petróleo producido.

3.1.2 TRANSFERENCIA DE CALOR

Proceso por medio del cual se produce un intercambio de energía en forma de calor entre diferentes partes de un mismo cuerpo o entre distintos cuerpos. Este proceso se produce siempre se exista un gradiente de temperatura, es decir, existe una diferencia de temperaturas entre los objetos. El proceso finaliza cuando alcanza un equilibrio térmico, las temperaturas se igualan. (Alvarado, 2002)

Se conocen tres modos de transferencia de calor: convección, conducción y radiación.

3.1.2.1 Conducción

Este modo de transferencia de calor se da por lo general en sólidos, aquí la transferencia de calor se da a través de un medio material por contacto directo entre sus partículas, cuando existe una diferencia de temperatura. La transferencia de energía se da por el movimiento de las partículas libres desde la región con temperatura más alta a la región de menor temperatura. La cantidad de calor que se transfiere viene dada por la ley de Fourier.

3.1.2.2 Convección

La transferencia de calor se da por el movimiento de una masa de fluido de una región del espacio a otra. Si existe una diferencia de temperatura en el interior de un líquido o gas, se producirá el movimiento del fluido, este movimiento transfiere calor de una parte del fluido a otra.

3.1.2.3 Radiación

A diferencia de los otros modos de transferencia de calor, en este modo las sustancias que intercambian calor no tiene que estar en contacto, la transferencia de calor se produce mediante ondas electromagnéticas. Debido a que todas las superficies con temperatura finita emiten energía en forma de ondas electromagnéticas.

3.2 CABLE CALENTADOR

En los últimos años en un esfuerzo por mejorar la producción de petróleo pesado, se ha ido implementando la técnica de calentamiento eléctrico para mejorar la recuperación de petróleo y resolver problemas como por ejemplo la prevención de parafinas, la formación de hidratos en el anular, incremento de temperatura para reducir la cantidad de condensados líquidos en pozos de gas.

La principal utilización de esta técnica es reducir la viscosidad del petróleo mediante el incremento de la temperatura, mejorando así la eficiencia del levantamiento artificial y a su vez incrementando la producción de petróleo.

El método de cable calentador es un avance tecnológico que ha venido implementándose a través de los años para mejorar la producción de petróleo pesado mediante la transferencia de calor al pozo.

Los calentadores eléctricos proporcionan potencia de calentamiento en el pozo la cual es transmitida por medio de los conductores de resistencia eléctrica, teniendo como resultado un aumento en la temperatura del fluido a su vez disminuyendo la viscosidad del crudo, además presentando una caída de presión que permite el mayor flujo de fluidos en el yacimiento.

3.2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El principio de este cable es pasar corriente eléctrica a través de un conductor para generar colisiones internas de los iones. Estas colisiones transforman la energía en calor, el calor es transferido al fluido para reducir la viscosidad permitiendo la movilidad del fluido en el tubing.

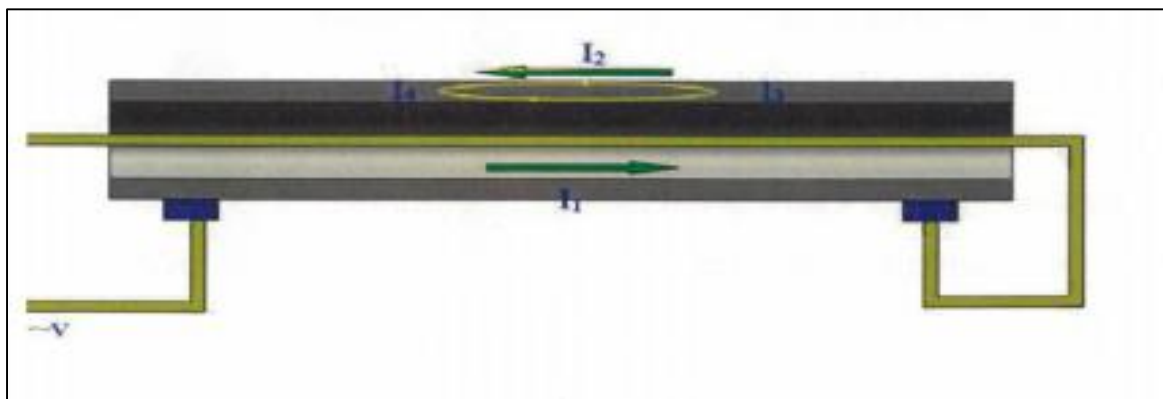
Cuando la fase simple de corriente alterna pasa a través del núcleo de cobre del cable calentador y por la pared externa de la tubería de acero, la corriente produce un efecto – skin sobre la pared interna de la tubería de acero, y la corriente que se concentra en la pared interna de la tubería de acero fluye a cierta profundidad.

Mientras la pared exterior de la tubería de acero no se carga, de esta manera la carcasa de acero y cable calentador, se convierten en una buena estructura de aislamiento.

El momento en el que la corriente pasa a través del núcleo de cobre del cable y la tubería de acero, el flujo magnético es generado en la tubería de acero, y la corriente Eddy es generada bajo la acción del flujo magnético alterno.

Las direcciones de las corrientes del circuito I1 y I2 con la corriente Eddy I3, I4 se muestran en la siguiente figura. Se desprecia el flujo de fuga, entonces $I_2=I_4$, pero su dirección es opuesta por lo tanto se cancelan el uno al otro. Por lo tanto, la corriente aplicada al núcleo de cobre y la tubería de acero es solo I1, I3. En el gráfico 3.1 se puede mirar de mejor manera el efecto producido.

GRÁFICO 3.1 DIRECCIÓN CORRIENTES DE FLUJO EN EL NÚCLEO



Fuente: Anton Oilfiel Service Group, 2019

3.2.2 EFECTO SKIN

Es un efecto eléctrico, el cual se produce solamente en corriente alterna, se fundamenta en que la mayor densidad de corriente se presenta en la superficie que en el centro, a diferencia de la corriente continua en la cual la densidad es similar en todo el conductor.

Este efecto se lo conoce también como efecto pelicular o efecto Kelvin, hace que la resistencia de corriente eléctrica sea mayor que la resistencia de corriente continua. Este efecto es de mucha importancia ya que permite que la corriente alterna fluya a través de la periferia del conductor, de esta manera la transferencia de calor logra tener una mayor profundidad y a su vez mejorar la eficacia de los materiales en que se produce este efecto. (Huamani, 2017)

La profundidad del efecto Skin se encuentra en función de la frecuencia, permeabilidad y conductividad del medio.

3.2.3 CORRIENTE EDDY

Es un fenómeno eléctrico que se produce cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable. El movimiento relativo causa una circulación de electrones, o corriente inducida dentro del conductor.

Estas corrientes también son llamadas Foucault las cuales crean pérdidas de energía a través del Efecto Joule. Lo que esto significa es que estas corrientes transforman la energía en calor.

Por lo general este es un efecto perjudicial en algunos sistemas, pero dada la explicación del principio de funcionamiento del cable calentador donde se producirá estas corrientes será un efecto muy útil debido a que evitará la disipación de calor en el conductor por el cual pasa la corriente eléctrica. (Pacheco & Soto, 2009)

3.3 COMPONENTES DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO

Para la implementación del cable calentador y obtener una óptima configuración del sistema, se requiere de las siguientes estructuras y herramientas detalladas a continuación:

3.3.1 TRANSFORMADOR

Un transformador es usado para controlar el voltaje necesario en superficie para alcanzar el efecto térmico deseado, los parámetros para el sistema de calentamiento que se implementara en el pozo TNW 1 son:

- Entrada: tres fases 380 V, 50 Hz
- Salida: Potencia nominal 50 kva, 100 kva, 150 kva, 200 kva
- Nivel de protección: IP 54
- Panel de control: controla y monitorea el funcionamiento del cable calentador
- Control principal de funciones de protección:

- Protección de corto circuito
- Protección contra sobrecalentamiento del disipador de calor
- Protección de circuito abierto
- Protección contra la sobretensión (corriente máxima permisible 250 A)

En el gráfico 3.2 se puede observar este componente.

GRÁFICO 3.2 TRANSFORMADOR DE VOLTAJE



Fuente: Anton Oilfiel Service Group, 2019

3.3.2 T - CABLE

En el presente hay dos tipos de cables para el calentamiento del pozo, uno de ellos usa el principio de Efecto – Skin de tubo de acero auto calentable, el otro en el cual, el propio cable puede generar calor así mismo. En la tabla 3.1 se puede ver las diferencias entre los dos tipos de cables

TABLA 3.1 DESCRIPCIÓN TIPOS DE CABLE CALENTADOR

Item #	Descripción	T - Cable	Mi – Cable
1	Fuente de calor	Calor exotérmico	Calor en línea central
2	Profundidad en el fondo del pozo	3000 m (9843 ft)	2500 m (8202 ft)
3	Material aislamiento	Fibra de vidrio y tetrafluoro-etileno	Filamento de magnesio
		No es fácil de humedecer	Fácil de humedecer

		Reparable	Difícil de reparar
4	Tubo exterior	El diámetro exterior es personalizado acorde al proceso de producción	Especificación unificada
		Superficie integral sin daño	La superficie es fácil de dañar
		Sin soldadura a tope y soldadura circunferencial	Conexión de soldadura dividida de anillo a tope.
5	Sello	Sello de doble tubería (el daño externo de la tubería no afecta)	Sello de tubería simple (falla de tubería externa) falla de tubería externa equipo descartado
6	Resistencia de Presión	5 KV	2 KV
7	Resistencia de Temperatura	≥ 250	-
8	Potencia de salida	100-150 W/m	300-600 W/m
9	Instalación	Herramientas generales	Herramientas especiales

Fuente: Anton Oilfiel Service Group, 2019

Elaborado por: Kevin Barrera

Con el conocimiento en proyectos pasados se eligió el T cable como cable calentador en el fondo del pozo, en el gráfico 3.3 se visualiza las partes del cable.

GRÁFICO 3.3 PARTES T - CABLE



Fuente: Anton Oilfiel Service Group, 2019

Es el tipo de cable que se eligió para realizar el método de calentamiento en el pozo como proceso térmico, considerando las condiciones del pozo y la experiencia en proyectos pasados. Parámetros del T cable:

- Voltaje nominal: 2500 V
- Diámetro externo del cable: 18 mm (0.71 in)
- Resistencia de aislamiento: $\geq 3000 \text{ M}\Omega \cdot \text{km}$
- Armadura de acero resistente a la tensión: $\geq 335 \text{ MPa}$ (48587 psi)
- Espesor de la pared: 2mm (0.0079 in)
- Rango de temperatura: - 80 °C a 250 °C (-112 a 482°F)
- Peso: 1.35 kg/m
- Profundidad máxima en el fondo del pozo: 3000 m (9842 ft)
- Inspección completa de todas las juntas, vida útil mayor a 5 años.

3.3.3 T - CABLE SEALING HANGER

El T cable sealing hanger consta de 2 partes, una es el dispositivo de cierre hermético, el otro es el dispositivo colgante de sellado (alcanzando fuerzas de deslizamiento de 200 ton, otra especificación es que puede alcanzar una presión de 35 MPa (2900 psi).

GRÁFICO 3.4 T-CABLE SEALING HANGER

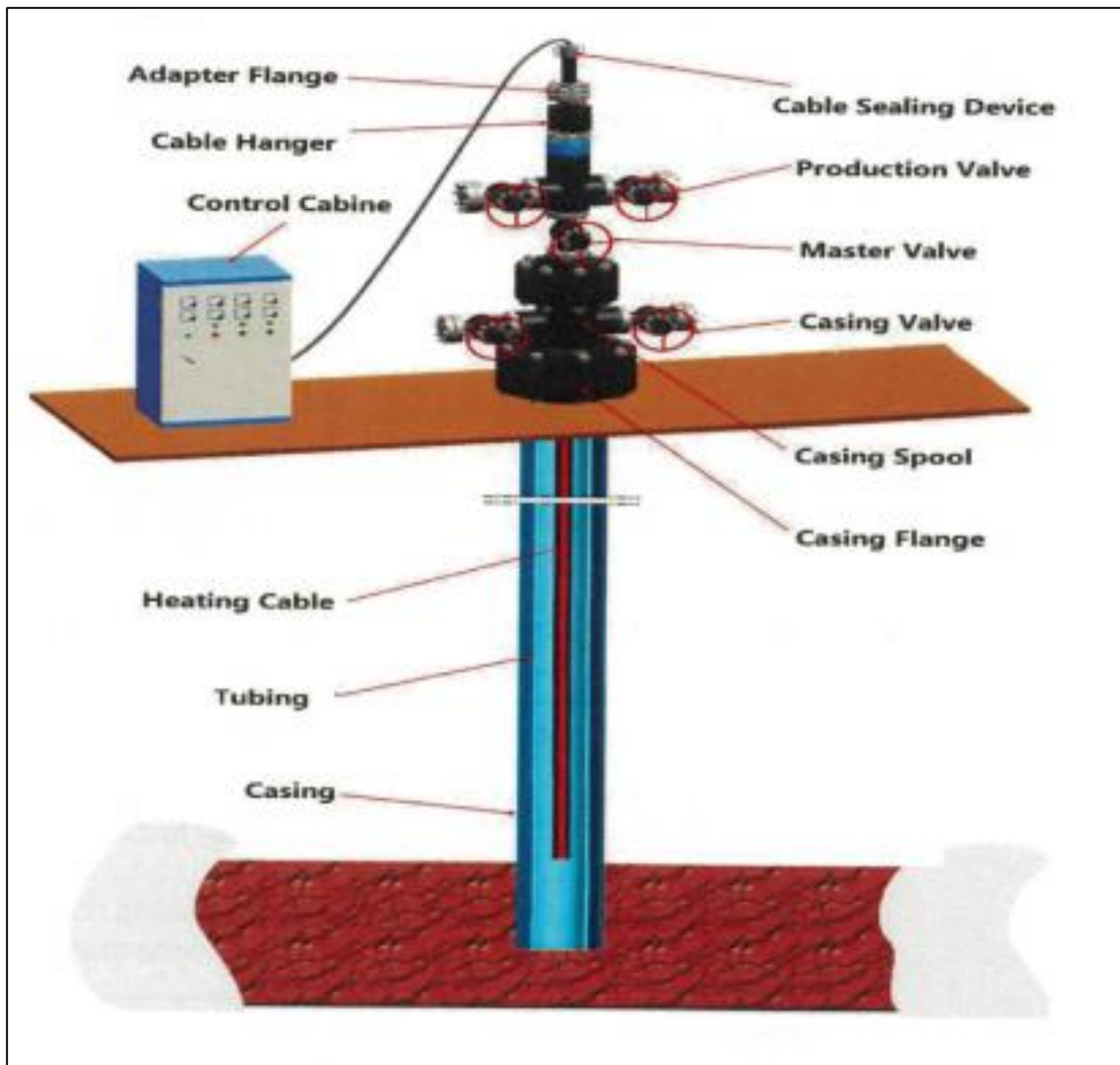


Fuente: Anton Oilfield Service Group

3.4 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA

En el anexo No 3 se puede visualizar los equipos en superficie. Para realizar la configuración del sistema del cable calentador, se tomará en cuenta condiciones básicas como: la estructura del tubing, método de succión, modelo del pozo, propiedades físicas del crudo, a su vez se realizará un emparejamiento con el dispositivo principal del calentamiento eléctrico, diseñando el dispositivo de calentamiento eléctrico adecuado para la producción del pozo. A continuación, en el gráfico 3.5 la propuesta de configuración del sistema.

GRÁFICO 3.5 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA OPERACIONAL



Fuente: Anton Oilfield Service Group

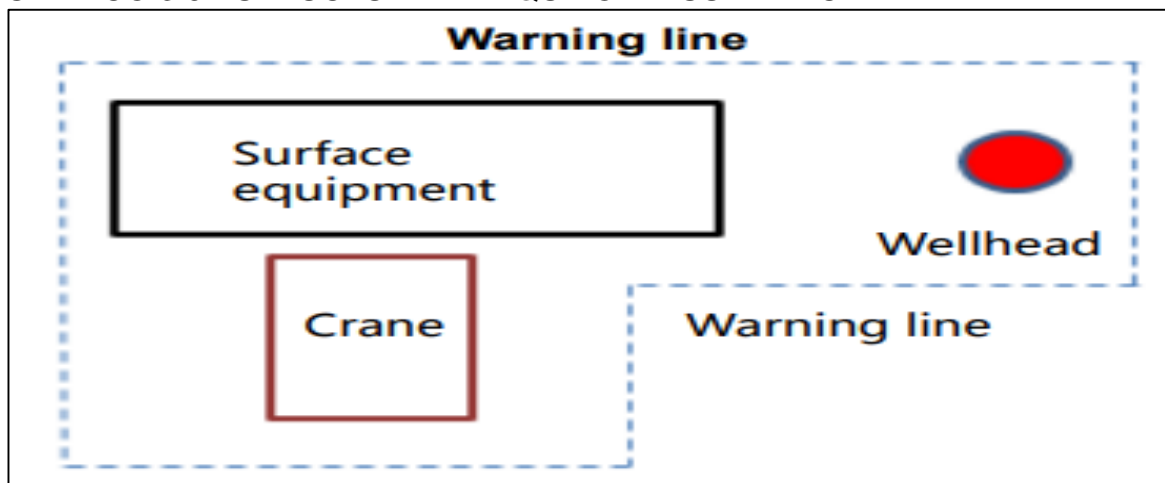
3.5 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL

3.5.1 ARMAR EL EQUIPO DE SUPERFICIE

Se comienza armando el equipo operacional de superficie, asegurando los equipos de superficie, alineando el cable guía con la cabeza del pozo.

En el área de operación, establecer una línea de advertencia, establecer un punto de reunión de emergencia. Mientras se instala la cabina de control y el transformador como se muestra en el grafico 3.6

GRÁFICO 3.6 ESTRUCTURA DE EQUIPO DE SUPERFICIE



Fuente: Anton Oilfield Service Group

3.5.2 PRUEBAS DE FUNCIONALIDAD DEL EQUIPO

Se prosigue a instalar el T cable guía, T cable sealing hanger, BOP y la caja de prevención de reventones. Realizar la inyección T cable guía, T cable sealing hanger, BOP y la caja de prevención de reventones para las pruebas de funcionamiento.

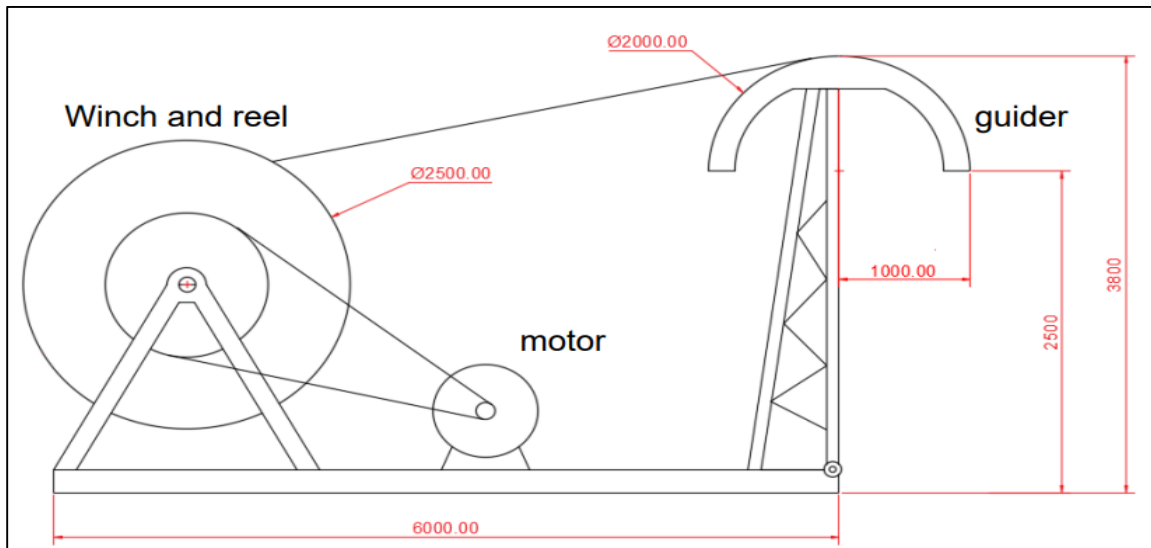
- Se usa herramientas especiales para conectar el T-cable guía
- Se inserta el T-cable dentro del T-cable hanger.

3.5.2 ARMAR LOS ACCESORIOS EN CABEZA

Instalar en la cabeza del pozo la brida adaptadora. Instalar el T cable sealing hanger, el BOP. Después de completar la instalación en cabeza, realizar la prueba de presión en el T cable sealing hanger, BOP y blowout prevention box. Liberar la presión, abrir la válvula de producción de un lado del árbol de navidad, colocar el inyector del T-cable en su lugar.

3.5.3 INYECCIÓN T - CABLE

GRÁFICO 3.7 EQUIPO DE INYECCIÓN T- CABLE



Fuente: Anton Oilfield Service Group

En el gráfico 3.7 se muestra una mini plataforma donde se tensa el cable para ser inyectado.

- Conectar la línea del cable de poder dentro del panel de control.
- Tener una reunión con los representantes de la compañía acerca de los detalles técnicos, antes de la corrida en el hoyo.
- Calibrar todas las lecturas del contador y cada parámetro, abrir el pozo, empezar la inyección del T cable despacio con una velocidad no mayor a 0.083 m/s , RIH $164,04 \text{ ft}$ para observar el funcionamiento del equipo. En la tabla 3.2 se detalla la velocidad de inyección del cable.

Después de confirmar que el equipo opera normalmente, continuar con la inyección del T – cable con una velocidad mayor a la inicial.

TABLA 3.2 VELOCIDAD DE INYECCIÓN DE T - CABLE

No.	Depth (ft)	Injection speed (m/s)
1	0 - 164	< 0.083
2	164 - 6560	< 0.166

Fuente: Anton Oilfield Service Group

- Durante la inyección normal realizar pruebas de funcionalidad cada 1640 ft (500m).
- Cuando se haya alcanzado la profundidad predeterminada, para la inyección del T cable.
- Observar si la suspensión de sellado del T cable en la boca del pozo es confiable.
- Después de confirmar que el equipo es confiable en la cabeza del pozo, aflojar el peso del T cable y fijar el T cable.
- Verificar la fiabilidad del sello mediante la prueba de presión.
- Mantener el T cable a la longitud adecuada desde la boca del pozo y cortar el T cable.
- Instalar la tapa de presión superior del colgador del T cable, bloquear el tornillo de amarre del colgador de sellado del T cable en la cabeza del pozo.
- Instalar el soporte del T cable y la brida de sello del T cable.
- Restaurar X – mas tree.
- Revisar todos los puntos de instalación para confirmar rápidamente la confiabilidad
- Instalar el equipo de suministro de energía del T cable, incluido el cable de alimentación y la línea de control, prepararlo para trabajar.

- Después de completar la instalación en la cabeza del pozo, desarmar todos los equipos.

3.6 DISEÑO DE OBJETIVOS Y BASES

Para el diseño de bases y objetivos se tomaron algunos datos de referencia del pozo Tarapoa Noroeste 3 en el cual se tomó datos más concisos y además su cercanía al pozo Tarapoa Noroeste 1 permite una correlación de datos.

3.6.1 DATOS BÁSICOS

A continuación, en la tabla 3.3 se observa los datos usados para el diseño del modelo.

TABLA 3.3 PARÁMETROS REFERENCIALES DEL POZO

Porosidad promedio	20 – 30 %	Permeabilidad promedio	2800 md
Densidad del crudo a 60 ° F	0.9882 g/cm ³		
Viscosidad a 120 °F	3993 Cp		
Presión de formación original Mpa	14,7		
Gradiente de temperatura (°C/100m)	1,7	Temperatura de formación (°C)	98
Corte de agua	10 %		
Producción diaria de fluido (bbl/D)	80 – 300		

Fuente: Anton Oilfield Service Group

3.6.2 CURVA DE VISCOSIDAD – TEMPERATURA

En la tabla 3.4 se encuentran los datos obtenidos por pruebas de laboratorio.

TABLA 3.4 DATOS DE TEMPERATURA Y VISCOSIDAD

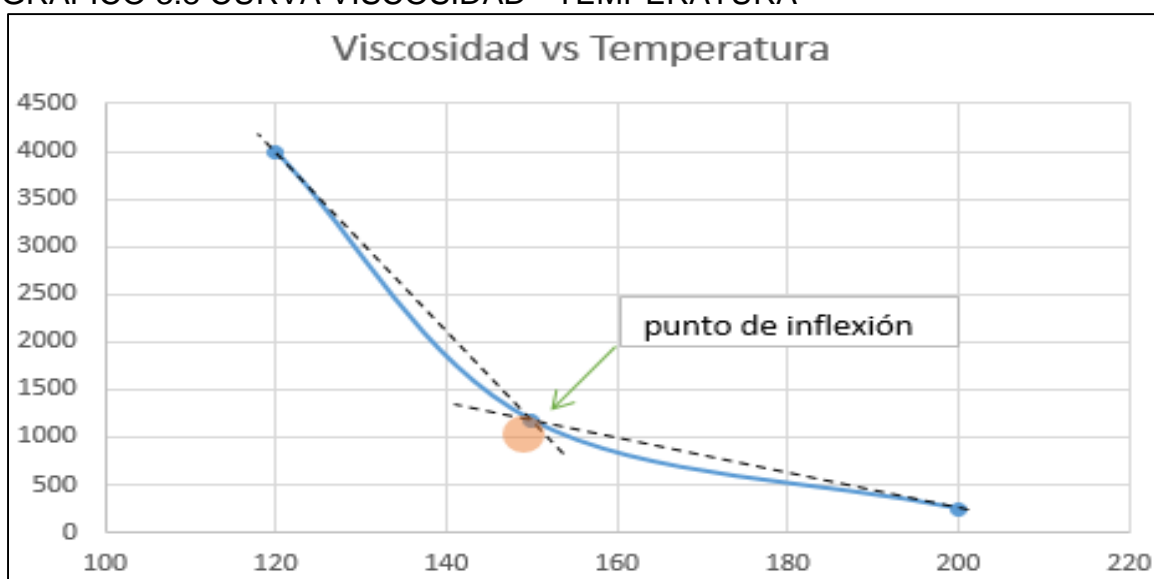
TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (Cp)
120	3993
150	1168
200	244

Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2017

La curva viscosidad vs temperatura de este pozo podría hacerse según la relación entre la medición de la viscosidad y temperatura del pozo TNW1, y el punto de inflexión de la temperatura del pozo podría ser calculador usando esta curva. Mientras la temperatura se incrementa a un cierto valor el fluido tiende a realizar una transición de fluido visco-plástico a fluido pseudo-plastico. Este valor es el punto de inflexión de la temperatura. En el anexo No 4 se tiene la prueba de laboratorio que confirma estos valores de temperatura y viscosidad.

Para producir normalmente crudo pesado, la temperatura del reservorio y la temperatura de fondo de pozo debería mantenerse sobre la temperatura del punto de inflexión. La curva muestra que el punto de inflexión no se muestra claramente pero el rango de temperatura del punto de inflexión es alrededor de 150 ° F como se muestra en el gráfico 3.8.

GRÁFICO 3.8 CURVA VISCOSIDAD - TEMPERATURA



Fuente: Anton Oilfield Service Group
Elaborado por: Kevin Barrera

3.6.3 TEMPERATURAS DEL POZO

En la tabla 3.5 se muestra la medición de temperaturas del pozo TNW3. A pesar de que la temperatura de formación en el pozo TNW1 es más grande que la temperatura de formación del pozo TNW3, estas mediciones de temperatura pueden ser tomadas como referencia:

TABLA 3.5 PARÁMETROS CONOCIDOS DEL POZO

MD	TVD	PRESION	GRADIENTE DE PRESION	TEMPERATURA
Ft	Ft	psi	psi/ft	°F
0				
1000	998	116.8	0.1170	105.3
2000	1963	469.5	0.3654	110.2
3000	2825	797.6	0.3809	120.4
4000	3582	1086.2	0.3812	136.5
5000	4316	1365.3	0.3802	148.6
6000	5060	1647.9	0.3799	160.4
7000	5788	1937.3	0.3972	170.5
8000	6539	2257.9	0.4273	178.9
9000	7299	2583.4	0.4282	185.4
9300	7530	2681.6	0.4251	187.6
10142	8130	2937.7	0.4268	193.3

Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2017

Elaborado por: Kevin Barrera

3.7 PROCESO DE DISEÑO

Acorde a la curva de viscosidad vs temperatura, el punto de inflexión y los datos medidos de temperatura del pozo TNW3. Para la producción normal de crudo pesado, la profundidad de calentamiento es determinada a 5500 fts, la temperatura correspondiente en este punto es 155 °F el cual es 5 ° F más alto que la temperatura del punto de inflexión. Para asegurar buenos resultados, se podría correr en el pozo el T cable a una profundidad máxima de 6560 fts.

La siguiente ecuación es utilizada para calcular el potencial de energía requerido para que se produzca el calentamiento en el pozo a la profundidad objetivo:

$$Q = \frac{C_1 \cdot M_1 \cdot \Delta T}{\frac{864}{H \cdot 1.5}} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

C1: es el calor específico (kcal/kg ° C)

M1: peso de calentamiento (kg)

ΔT: es la diferencia entre la temperatura original y la temperatura ajuste (°F)

H: tiempo de calentamiento (h)

Q: el potencial requerido para el calentamiento (kW)

1.5: coeficiente de absorción de calor del tubo y otros accesorios

864: factor de conversión de energía y potencia

El gradiente geotérmico es 1.23 °F/ 100 ft, y la caída de temperatura desde la cabeza del pozo a 5500 fts es de 28.4°C (83.14 °F). El peso de calentamiento es 42800 kg (300 BFPD), por lo tanto:

$$Q = \frac{0.945 \cdot 42800 \cdot 28.4}{\frac{864}{24 \cdot 1.5}} = 92.1 \text{ kW}$$

La pérdida de calor por metro en la tubería es 1.3 veces sobre el valor calculado, por lo tanto $92.1 \cdot 1.3 = 119.6 \text{ kW}$, para recolectar datos y realizar un mejor servicio, la potencia de calentamiento es ajustada en 150 kW.

Se ajusta el potencial de salida seleccionado para el sistema de calentamiento y se corre directamente el T cable hasta la profundidad de 6000 ft. En este caso la potencia de operación del sistema es 150 kW/h

Este cálculo se lo realiza debido a que en algunos países el precio de la energía es muy elevado y se lo tiene que tomar en cuenta para el respectivo análisis económico del proyecto.

CAPÍTULO 4

POTENCIAL DEL POZO TARAPOA NOROESTE 1

4.1 CÁLCULO POTENCIAL DEL POZO

4.1.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad permite estimar la capacidad de producción máxima que posee un pozo, por lo general se lo puede calcular mediante pruebas de producción, cuando se encuentra cerrado, determinando valores de presión estáticos. (Beggs, 2003)

Se lo puede definir como la relación que existe entre el caudal de fluido y la variación de presión entre la presión de reservorio y la presión de fondo fluyente.

Ecuación del índice de productividad:

$$IP = \frac{q}{P_r - P_{wf}} = \frac{k_o h}{\beta_o \mu_o [\ln(x) - 0.75]} \quad (\text{Ec 4.1})$$

Donde:

IP: índice de productividad, (bfpd/psi)

q: caudal del fluido que ingresa al pozo, (bfpd)

Pr: presión del reservorio, (psi)

Pwf: presión de fondo fluyente, (psi)

De acuerdo al resultado obtenido del índice de productividad se estableció una tabla referencial de la productividad del pozo, como se mira en la tabla 4.1 a continuación.

TABLA 4.1 REFERENCIAL DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALORACIÓN
$J \geq 2$	Excelente Productor
$1 \leq J < 2$	Buen Productor
$0,5 \leq J < 1$	Productividad Media
$J < 0,5$	Productividad Baja

Fuente: Hirschfeldt, 2008

Elaborado: Kevin Barrera

4.1.2 CURVA IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP)

El IPR se define en el rango de presión desde la presión promedio de reservorio y la presión atmosférica.

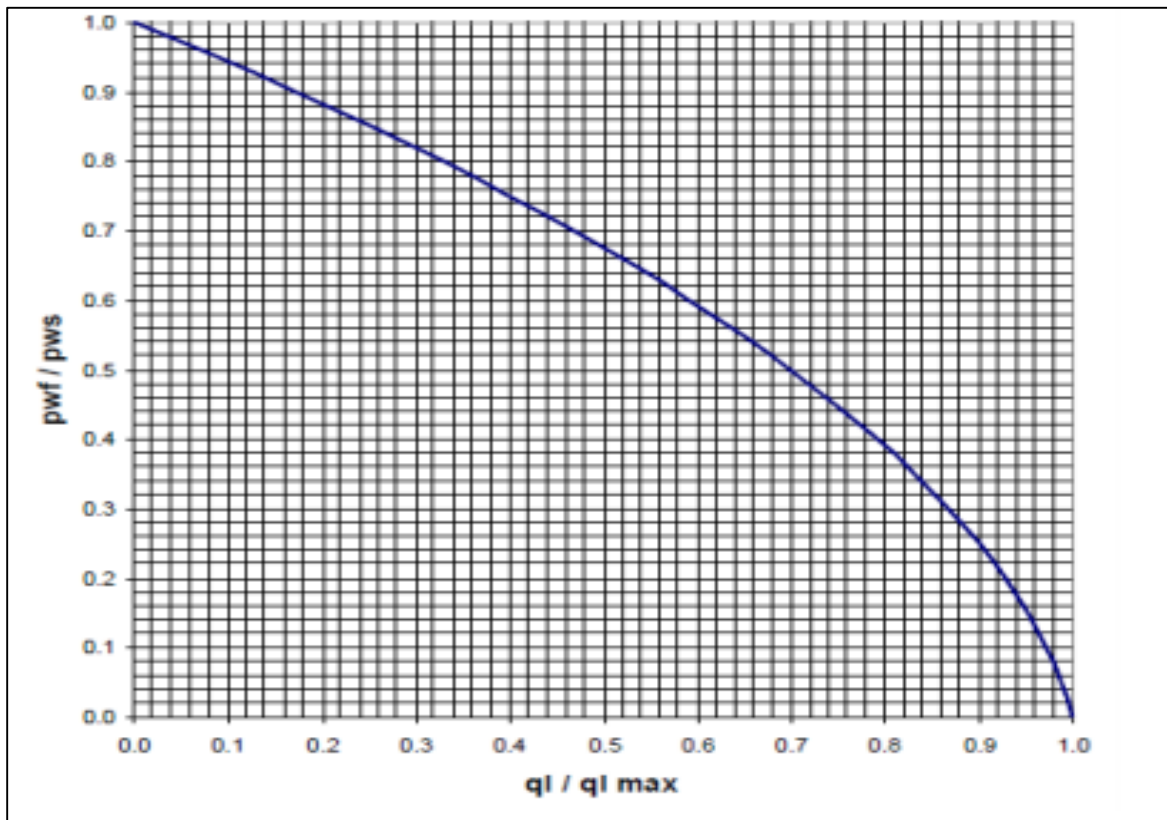
El caudal correspondiente a la presión atmosférica como presión dinámica de fondo, se define a flujo potencial completamente abierto al pozo, Q_{max} , mientras que el caudal a la presión promedio de reservorio en fondo, es siempre cero. (Hirschfeldt, 2008)

Considerando las condiciones del reservorio, propiedades petrofísicas, tipo de flujo y demás consideraciones, se presentan distintas formas y ecuaciones para construir las curvas IPR.

De acuerdo a los datos disponibles para este estudio se representará las curvas IPR mediante la ecuación de Darcy para flujo pseudo estable y la ecuación de Vogel.

En la figura 4.1 se presenta la curva del índice de productividad tomando en cuenta la relación entre la variación del caudal en función de la presión.

GRÁFICA 4.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD



Fuente: Kermit Brown, 1984

4.1.3 ECUACIÓN DE DARCY PARA FLUJO PSEUDO – ESTABLE

Los parámetros que considera la ecuación de Darcy es que la presión del reservorio y la presión de fondo fluente se encuentran por encima de la presión del punto de burbuja. La ecuación de Darcy presenta tres tipos de soluciones dependiendo del tipo de flujo; flujo estable, flujo pseudo- estable y para flujo transitorio. La ecuación para flujo pseudo – estable es la que se utilizará para el desarrollo de este análisis.

El flujo pseudo – estable considera que el reservorio tiene límites y no existe un parámetro externo o interno que conserve la presión constante en el borde del área de drenaje, como consecuencia existe una declinación de presión en distintas zonas del reservorio en función del tiempo. (Brown, 1984)

Ecuación de Darcy para flujo pseudo – estable:

Para daño = 0,

$$P_r - P_{wf} = \frac{141.2 \times q_o \beta_o \mu_o}{k_o h} [\ln(x) - 0.75] \quad (\text{Ec 4.2})$$

Para daño $\neq 0$

$$P_r - P_{wf} = \frac{141.2 \times q_o \beta_o \mu_o}{k_o h} [\ln(x) - 0.75 + s] \quad (\text{Ec 4.3})$$

Dónde:

q_o : caudal de petróleo que ingresa al pozo, (BOPD).

P_r : presión del reservorio, (psi).

p_{wf} : presión de fondo fluuyente, (psi).

k : permeabilidad efectiva del petróleo, (mD).

h : espesor neto de la formación, (ft).

β_o : factor volumétrico del petróleo, (bbl/std bbl).

μ_o : viscosidad de petróleo, (cp).

x : calculo dependiente de la forma y posición del pozo con respecto al área de drenaje.

En este caso de estudio se asumió un flujo radial, por lo tanto, $X = \frac{r_e}{r_w}$, sin embargo, si es quiere tomar otra configuración dependiendo de la forma y posición del pozo se presenta diferentes valores de X .

4.1.4 ECUACIÓN DE VOGEL

Debido a la declinación de la presión promedio del reservorio en función del tiempo, llegando a un punto en el cual esta presión sea menor a la presión de burbuja, y el gas en solución se comience a liberar, lo cual dará como resultado un cambio a flujo bifásico (líquido y gas). (Boyun & William, 2007)

A partir de este punto es recomendado utilizar la ecuación de Vogel, que está dada por la siguiente expresión:

Ecuación de Vogel para calcular el IPR

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (\text{Ec 4.4})$$

q_o : caudal de producción

$q_{m\acute{a}x}$: caudal de producción, $P_{wf}=0$

P_{wf} : presión de fondo fluyente

P_r : presión de reservorio

4.1.5 IPR COMPUESTO

El IPR compuesto, es una combinación de índices de productividad. Se basa en la ley de Darcy cuando las presiones de reservorio están por encima de la presión de punto de burbuja, y cuando la presión está dada por debajo de esta, se utiliza la ecuación de Vogel. (Hirschfeldt, 2008)

Ecuaciones IPR Compuesto a continuación:

Cuando: $P_{wf} \geq P_b$:

$$q_o = IP(P_r - P_{wf}) \quad (\text{Ec 4.5})$$

Donde:

q_o : caudal de petróleo que ingresa al pozo, (bopd).

IP : índice de productividad, (bopd/psi).

P_r : presión del reservorio, (psi).

P_{wf} : presión de fondo fluyente, (psi).

Cuando: $P_{wf} < P_b$:

$$q_o = q_b + \left(\frac{IP \times P_b}{1.8} \right) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (\text{Ec 4.6})$$

Donde:

q_b : caudal de producción en el punto de burbuja. (bopd)

q_o : caudal de producción que ingresa al pozo. (bopd)

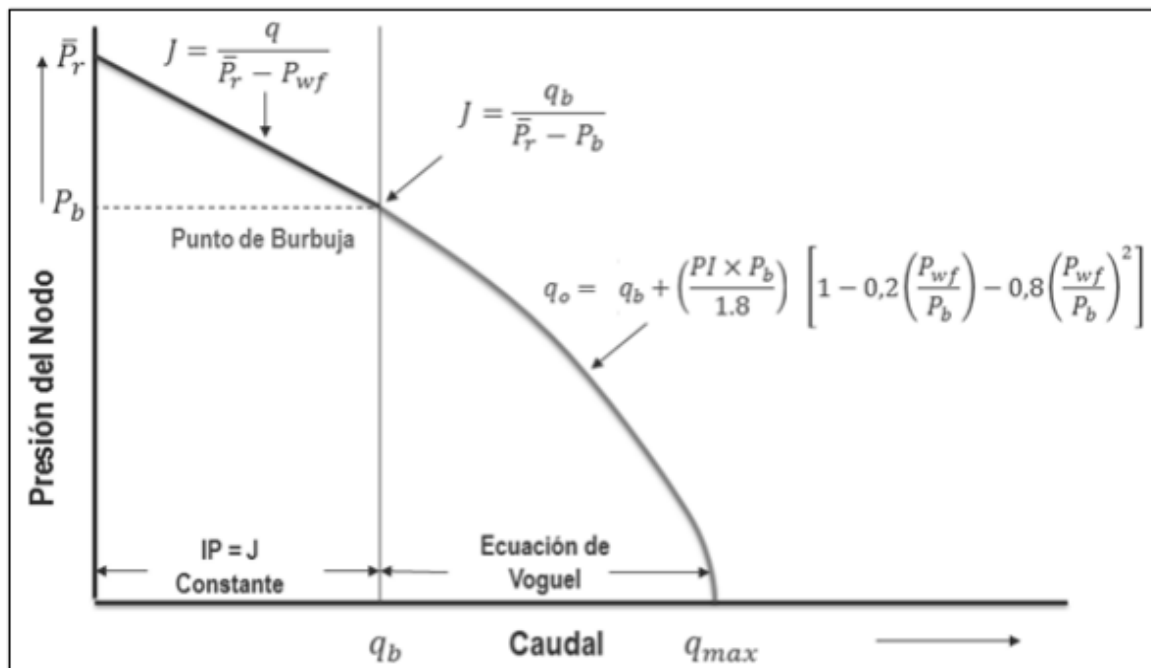
P_{wf} : presión de fondo fluyente. (psi)

P_b : presión en el punto de burbuja. (psi)

IP : índice de productividad. (bopd/psi)

En la figura 4.2 se visualiza la curva IPR construida mediante el método IPR compuesto. Este fue el método utilizado en el estudio para la construcción de las curvas IPR.

GRÁFICA 4.2 CURVA IPR COMPUESTO



Fuente: (Paz J.,2016)

4.2 ANÁLISIS DEL POZO TARAPOA NOROESTE 1

4.2.1 CÁLCULO ÍNDICE PRODUCTIVIDAD MEDIANTE DARCY

El análisis del pozo TNW 1 se lo realizo de acuerdo a datos conocidos del reservorio y a su vez datos obtenidos mediante correlaciones de pozos aledaños que se encuentran en el mismo campo. Se realizó el cálculo del Índice Productividad

mediante la ecuación de Darcy, dado que era la mejor opción debido a los datos que se tenían del pozo, a continuación, en la tabla 4.2 se presentan los datos con los cuales se procederá al cálculo.

TABLA 4.2 DATOS UTILIZADOS MODELO DE DARCY

Indice Productividad	
K (md)	2000
h (ft)	20
u (cp)	1800
Bo (bbl/STB)	1.07
re (ft)	300
rw (ft)	0.38
S (adimen)	1

Elaborado por: Kevin Barrera

$$IP = \frac{kh}{141.2 \beta_o \mu_o \left(\ln \frac{re}{rw} - 0.75 + s \right)}$$

$$IP = \frac{2000(20)}{141.2(1.07 \times 1800) \left(\ln \frac{300}{0.38} - 0.75 + 1 \right)}$$

IP (bfpd/psi)	0.0213
----------------------	---------------

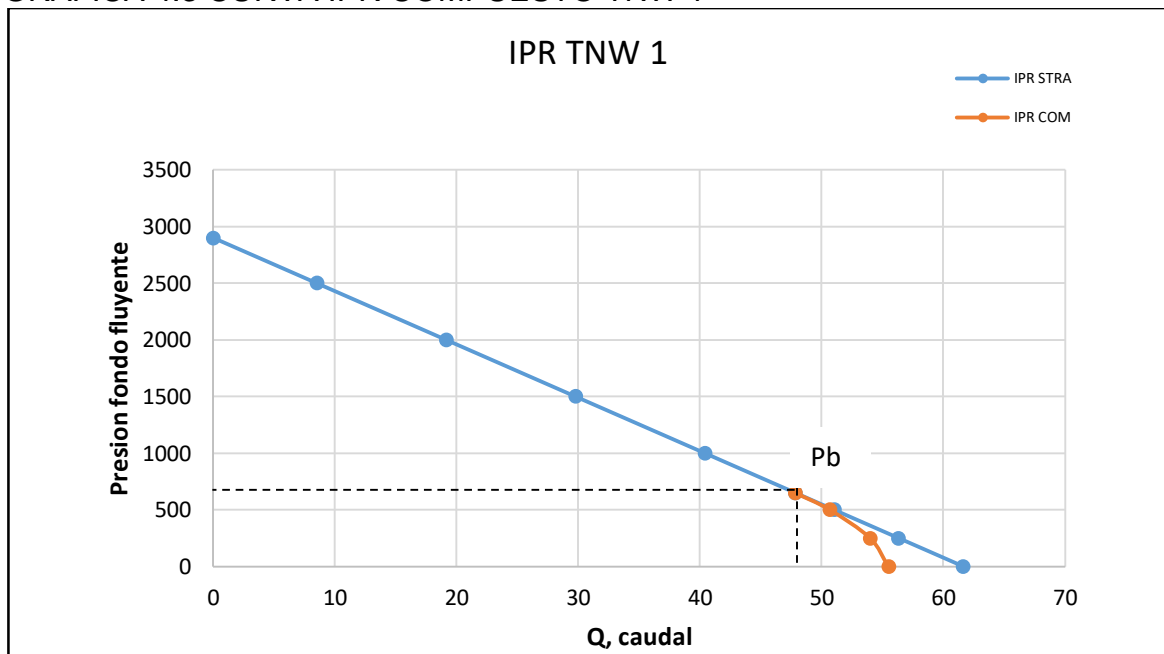
Este resultado nos indica que el pozo tiene un potencial de producción bajo, calcular el índice de productividad mediante la ecuación de Darcy era la mejor opción debido a los datos que se pudo recolectar, a continuación, procedemos a construir la curva IPR de acuerdo a la tabla 4.3 presentada a continuación.

TABLA 4.3 CONSTRUCCIÓN IPR COMPUESTO

Pr	2900		
	Pwf	Qf (BOPD)	Qf (BOPD)
	Pwf > Pb	Pwf < Pb	
2900	0		
2500	9		
2000	19		
1500	30		
1000	40		
650	48	48	
500	51	51	
250	56	54	
0	62	55	

Elaborado por: Kevin Barrera

GRÁFICA 4.3 CURVA IPR COMPUESTO TNW 1



Elaborado por: Kevin Barrera

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede decir que el AOF o Q_{max} calculado es de 62 barriles de fluido por día mediante el método IPR STRAIGHT LINE, y de 55 barriles de fluido con el método de IPR COMPUESTO.

Estos resultados representan el caso más realista del potencial que aporta el pozo de acuerdo a los datos petrofísicos utilizados para este estudio con un cierto margen de incertidumbre.

4.2.2 CONSTRUCCIÓN CURVAS IPR

Basándonos en el resultado de índice de productividad obtenido mediante Darcy y la construcción de la curva IPR, se procedió a realizar diferentes casos para observar el comportamiento del índice de productividad.

Para los siguientes cálculos se utilizó el método del IPR Compuesto.

Se tomó como referencia un límite inferior económico de 50 BOPD para el Bloque Tarapoa por condiciones de costos operativos, con esta referencia y con el resultado de Índice Productividad obtenido mediante Darcy se pudo estimar un intervalo de referencia para la estimación del Índice Productividad en varios casos.

Para el cálculo del Índice de Productividad en el primer caso se mantuvo una presión de fondo fluyente constante como dato de prueba, igual a 900 (psi) que se encuentra por encima del punto de burbuja que es de 650, este valor pudo ser definido debido a que la presión con la que la empresa opera siempre está por encima del punto de burbuja. Y el parámetro como dato de prueba a variar es el caudal de fluido, en la tabla 4.4 se muestran los resultados obtenidos.

Ecuación de línea recta para calcular el índice de productividad:

$$IP = \frac{q}{P_r - P_{wf}} \quad (\text{Ec 4.5})$$

TABLA 4.4 RESULTADOS IP CON Pwf CONSTANTE

Pr	BFPD	BOPD	IP (Fluido)	IP (Crudo)
2879	56	50.4	0.028	0.025
2879	64	57.6	0.032	0.029
2879	72	64.8	0.036	0.033
2879	80	72	0.040	0.036
2879	88	79.2	0.044	0.040
2879	96	86.4	0.049	0.044
2879	104	93.6	0.053	0.047
2879	112	100.8	0.057	0.051
2879	120	108	0.061	0.055
2879	128	115.2	0.065	0.058

Elaborado por: Kevin Barrera

La tendencia que tiene el IP, es incrementar mientras el caudal de fluido producido aumenta. Alcanzando valores IP de fluido producido, entre un rango mínimo de 0,028 y máximo de 0.065 dentro de los parámetros de referencia.

En la tabla 4.5 se encuentran los valores calculados mediante la aplicación del método IPR Compuesto para cada valor de IP del fluido.

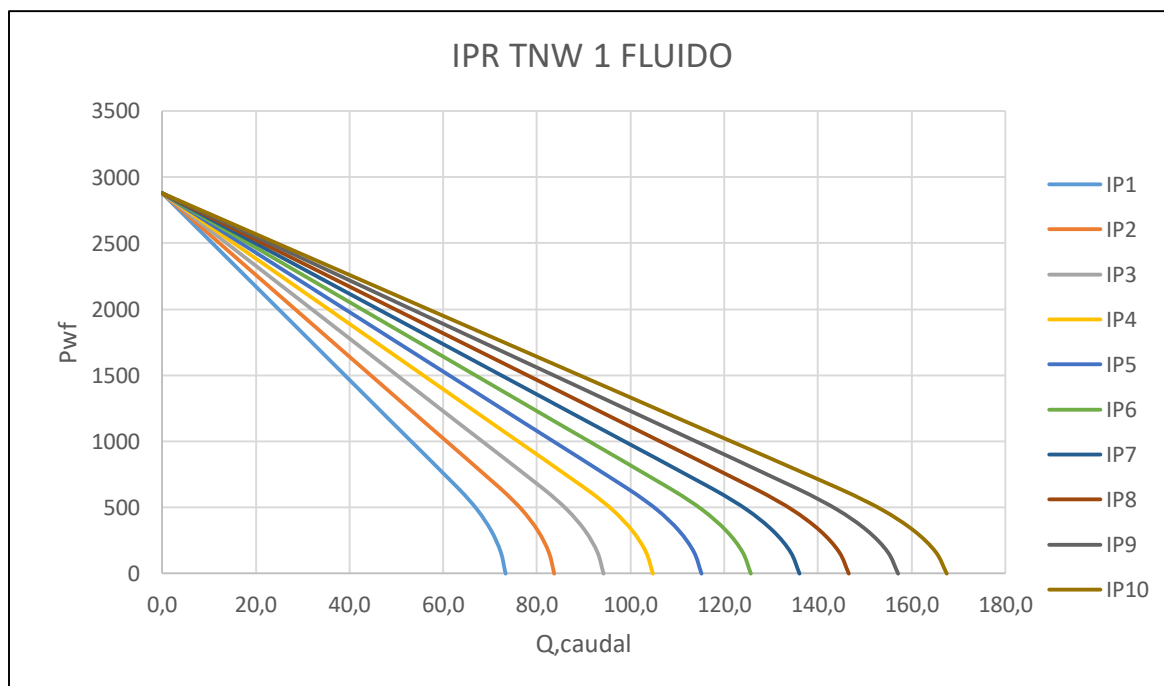
TABLA 4.5 RESULTADOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE CURVA IPR(FLUIDO)

	IP 1	IP 2	IP 3	IP 4	IP 5	IP 6	IP 7	IP 8	IP 9	IP 10
Pwf	Qf	Qf	Qf	Qf	Qf	Qf	Qf	Qf	Qf	Qf
2879	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2265	17	20	22	25	27	30	32	35	37	40
1650	35	40	45	50	55	60	65	70	75	79
1150	49	56	63	70	77	84	91	98	105	112
650	63	72	81	90	99	108	117	126	135	144
488	67	77	86	96	106	115	125	134	144	154
325	70	80	90	100	110	120	130	140	150	161
163	72	83	93	103	114	124	134	145	155	165
0	73	84	94	105	115	126	136	147	157	168

Elaborado por: Kevin Barrera

A continuación, la gráfica 4.4 de la curva IPR con los datos de la tabla 4.5.

GRÁFICA 4.4 CURVAS IPR COMPUESTO (FLUIDO) Pwf CONSTANTE



Elaborado por: Kevin Barrera

De la misma manera se procede con los calculados del índice de productividad para para el crudo, como se muestra en la tabla 4.6 a continuación.

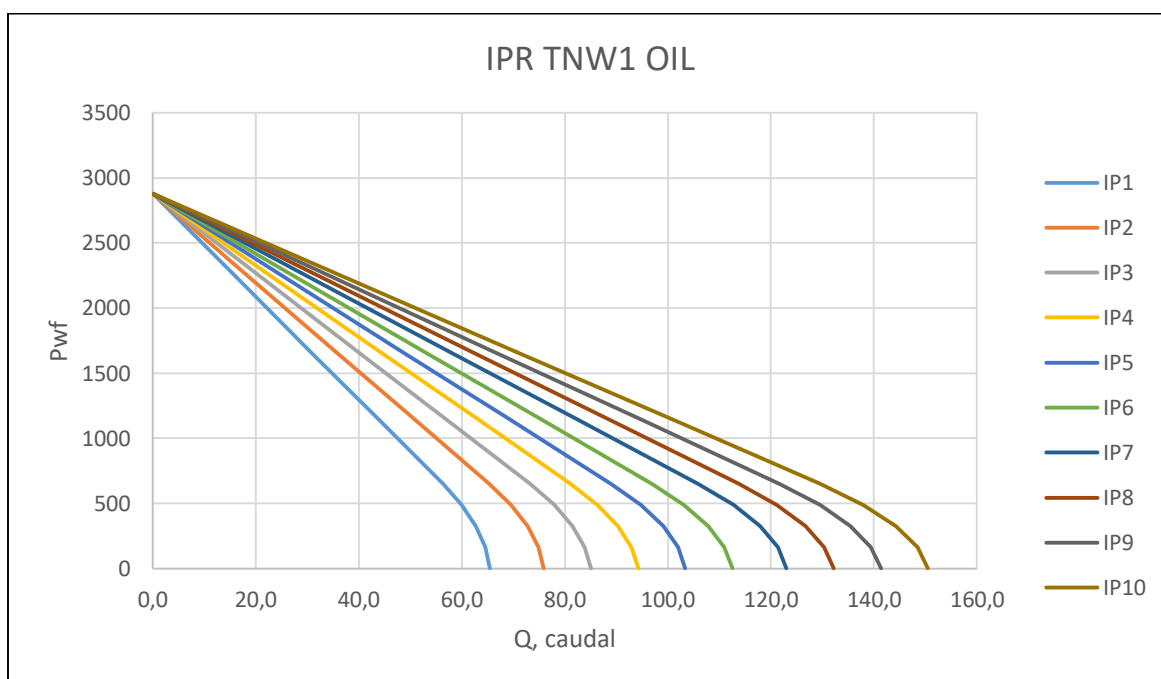
TABLA 4.6 RESULTADOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE CURVA IPR (OIL)

	IP 1	IP 2	IP 3	IP 4	IP 5	IP 6	IP 7	IP 8	IP 9	IP 10
Pwf	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo
2879	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2265	16	18	20	22	25	27	29	31	34	36
1650	31	36	40	45	49	53	58	63	67	71
1150	44	51	57	63	69	75	82	88	94	100
650	56	65	73	81	89	97	106	114	122	130
488	60	70	78	86	95	103	113	121	130	138
325	63	73	82	90	99	108	118	127	135	144
163	65	75	84	93	102	111	121	130	139	148
0	65	76	85	94	103	113	123	132	141	151

Elaborado por: Kevin Barrera

A continuación, la gráfica 4.5 de la curva IPR con los datos de la tabla 4.6.

GRÁFICO 4.5 CURVAS IPR COMPUESTO (OIL) Pwf CONSTANTE



Elaborado por: Kevin Barrera

Para el segundo escenario se tomó como parámetro variable de prueba la presión de fondo fluyente y un caudal de fluido constante de 56 BFPD con un BSW constante igual a 10%, dando como resultado un caudal de petróleo de 50 BOPD, el cual se mantiene en el límite económico tomado como referencia.

Los resultados de las predicciones de pruebas de producción se pueden observar en la tabla 4.7 que se encuentra a continuación:

TABLA 4.7 RESULTADOS IP CON Q(caudal), CONSTANTE

Pr	Pwf	BOPD	IP (fluido)	IP (crudo)
2879	2000	50.4	0.064	0.057
2879	1800	50.4	0.052	0.047
2879	1600	50.4	0.044	0.039
2879	1400	50.4	0.038	0.034
2879	1200	50.4	0.033	0.030
2879	1000	50.4	0.030	0.027
2879	800	50.4	0.027	0.024
2879	600	50.4	0.025	0.022
2879	400	50.4	0.023	0.020
2879	200	50.4	0.021	0.019

Elaborado por: Kevin Barrera

En este segundo caso la tendencia del IP, es decrecer mientras la presión de fondo fluuyente disminuye. Alcanzando valores IP de fluido producido, entre un rango mínimo de 0,021 y máximo de 0.064 dentro de los parámetros de referencia.

En la tabla 4.8 se encuentran los valores calculados mediante la aplicación del método IPR Compuesto para cada valor de IP del fluido.

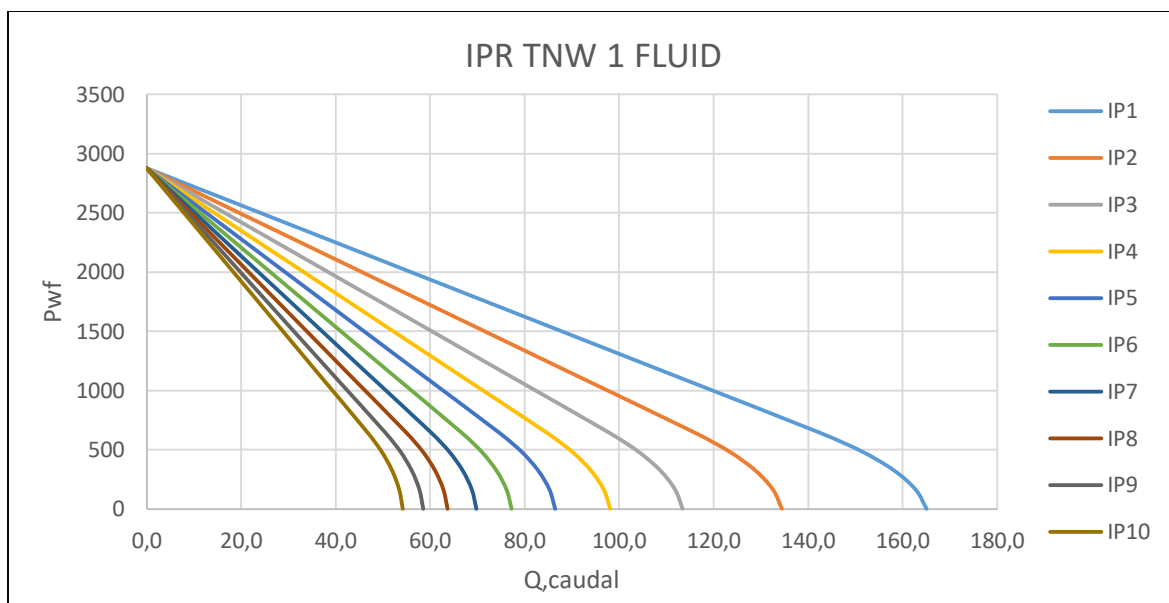
TABLA 4.8 RESULTADOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE CURVA IPR(FLUIDO)

	IP 1	IP 2	IP 3	IP 4	IP 5	IP 6	IP 7	IP 8	IP 9	IP 10
Presion	Qf	Qf	Qf	Qf	Qf	Qf	Qf	Qf	Qf	Qf
2879	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2265	39	32	27	23	20	18	17	15	14	13
1650	78	64	54	47	41	37	33	30	28	26
1150	110	90	76	65	58	52	47	42	39	36
650	142	116	98	84	74	66	60	55	50	47
488	151	123	104	90	79	71	64	58	54	50
325	158	129	109	94	83	74	67	61	56	52
163	163	133	112	97	85	76	69	63	58	53
0	165	134	113	98	86	77	70	64	59	54

Elaborado por: Kevin Barrera

A continuación, la gráfica 4.6 de la curva IPR con los datos de la tabla 4.8.

GRÁFICO 4.6 CURVAS IPR COMPUESTO (FLUIDO) Q, CONSTANTE



Elaborado por: Kevin Barrera

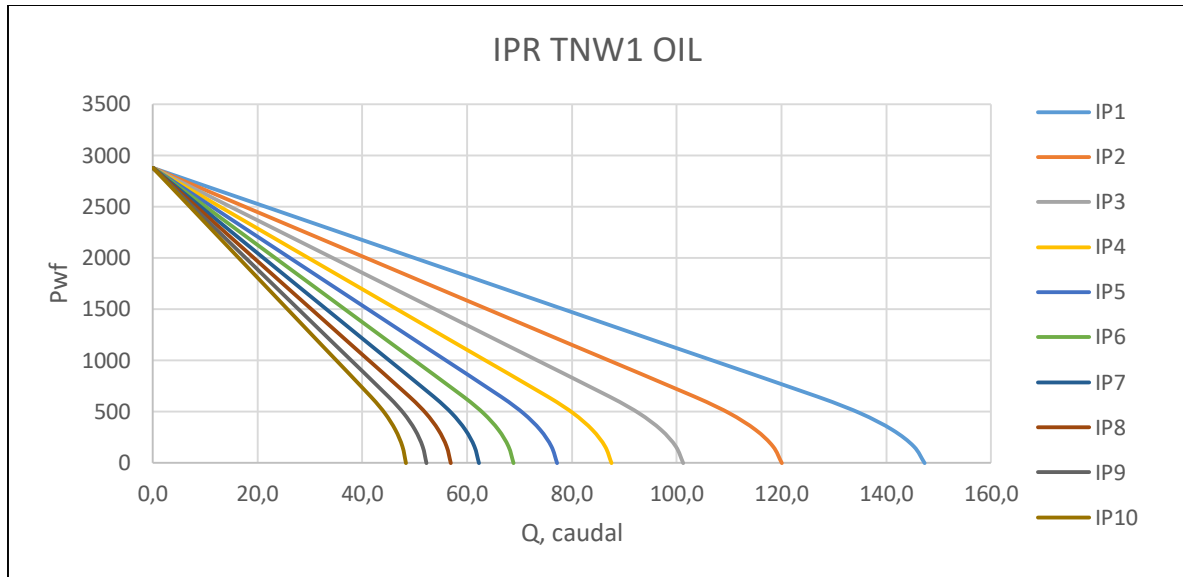
TABLA 4.9 RESULTADOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE CURVA IPR(OIL)

	IP 1	IP 2	IP 3	IP 4	IP 5	IP 6	IP 7	IP 8	IP 9	IP 10
Presion	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo	Qo
2879	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2265	35	28	24	21	18	16	15	13	12	11
1650	70	57	48	42	37	33	30	27	25	23
1150	98	80	68	58	51	46	42	38	35	32
650	127	103	87	75	66	59	54	49	45	42
488	135	110	93	80	71	63	57	52	48	44
325	141	115	97	84	74	66	60	54	50	46
163	145	118	100	86	76	68	61	56	52	48
0	147	120	101	88	77	69	62	57	52	48

Elaborado por: Kevin Barrera

A continuación, la gráfica 4.7 de la curva IPR con los datos de la tabla 4.9

GRÁFICO 4.7 CURVAS IPR COMPUESTO (OIL) Q, CONSTANTE



Elaborado por: Kevin Barrera

Con los valores estimados de Índice de Productividad en ambos casos, además de la construcción de las curvas IPR, se puede tener una referencia de la tendencia que van tomando estos valores de acuerdo a la variación de los parámetros de prueba como presión de fondo fluente y caudal de fluido producido.

4.3 IMPLEMENTACIÓN CABLE CALENTADOR

Para llevar a cabo el análisis de incremento de temperatura producido por el cable calentador en el pozo. Se utilizó el software Wellflo con el cual se realizó el análisis nodal del pozo y así poder determinar si existió un aumento en la productividad del pozo mediante la implementación del cable calentador.

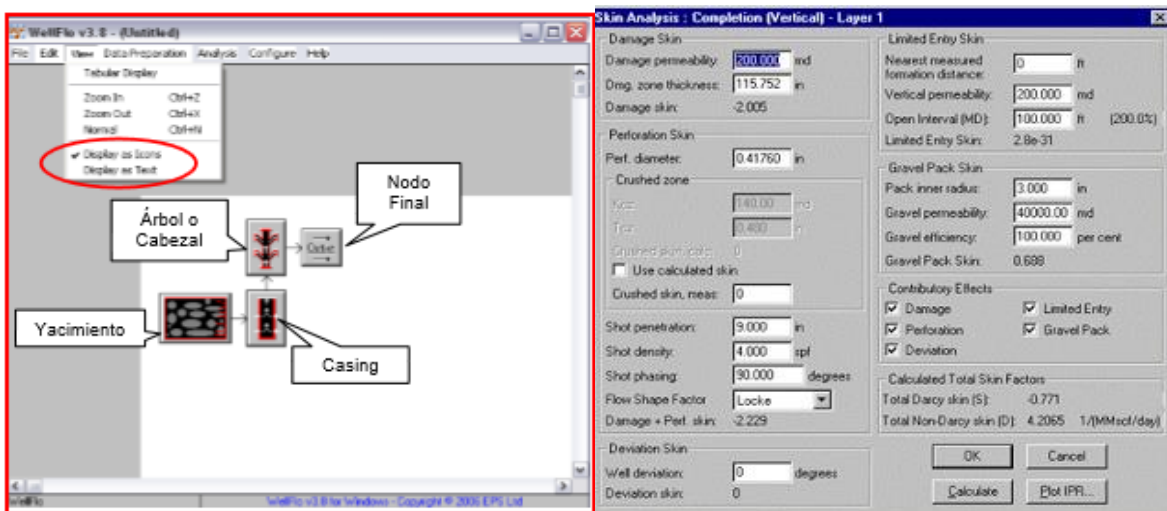
4.3.1 SOFTWARE WELLFLO

El software Wellflo permite realizar análisis de sistemas en pozos de manera autónoma, potente y fácil de usar. Esta aplicación nos permite diseñar, modelar, optimizar y buscar soluciones a problemas presentes en pozos de petróleo y gas, ya sean naturales o artificiales. (PDVSA, 2007)

El programa facilita la construcción de modelos de pozos, utilizando una interfaz amigable con el usuario y guiada paso a paso. Dando como resultado modelos precisos y rigurosos que muestran el comportamiento del flujo de entrada del yacimiento, tubería y flujo de tubería de superficie.

Reduciendo gastos de operación al mejorar el diseño del pozo y completación, solucionando problemas de producción lo cual aumenta los ingresos en base al rendimiento del pozo. En el gráfico 4.8 se muestra los parámetros iniciales con los que trabaja el software.

GRÁFICO 4.8 INTERFASE SOFTWARE WELLFLO



Fuente: Software Wellflo, 2004

Elaborado: Kevin Barrera

4.3.2 SELECCIÓN CASOS A EVALUARSE

De acuerdo a los índices de productividad que se obtuvo mediante la variación de parámetros como el caudal y la presión de fondo fluuyente, así como la tendencia

que se pudo observar de estos resultados, se eligió tres tipos de casos para evaluar el incremento de temperatura producido por el cable calentador.

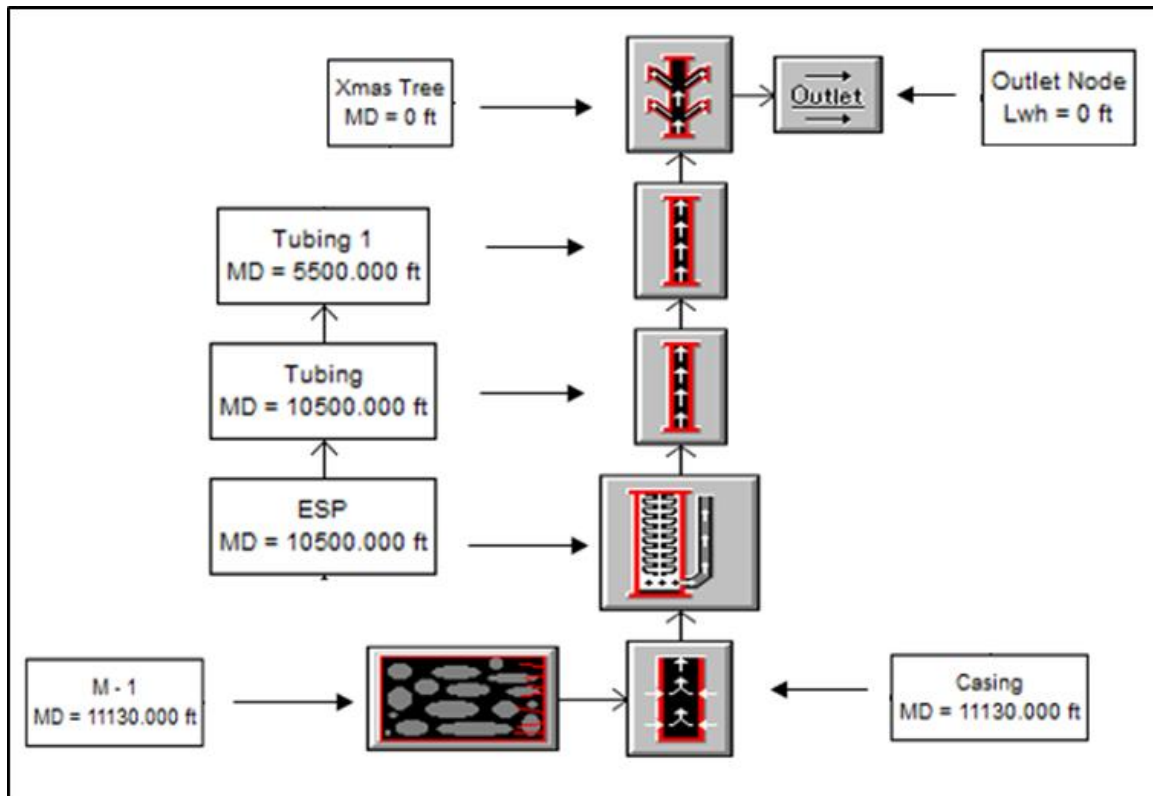
Se eligió el peor, intermedio y mejor caso tomando como referencia los resultados de índice de productividad de acuerdo con la tasa económica referencial de la empresa, además de un presión por encima del punto de burbuja. De la siguiente manera: primer caso $IP=0,025$; segundo caso $IP= 0,045$; tercer caso $IP=0,065$.

4.3.3 CONSTRUCCIÓN MODELO DE POZO TNW 1

Se llevó a cabo la construcción del modelo de pozo Tarapoa Noroeste 1 en el software Wellflo de la siguiente manera, en primer lugar, se realizó la configuración del sistema, la parte física del pozo como se puede ver en la figura 4.9.

Para posteriormente realizar el ingreso de todos los datos disponibles como se muestra en el gráfico 4.10, de tal manera que el programa nos proporcione resultados muchos más confiables y precisos.

GRAFICO 4.9 DISEÑO DEL MODELO DE POZO TNW 1



Fuente: Software Wellflo
Elaborado por: Kevin Barrera

GRÁFICO 4.10 INGRESO DE DATOS DEL POZO TNW 1

The image shows two windows from the Wellflo software. The left window, titled 'Inflow Performance: Oil (Manual Data) - M - 1', contains the following data:

- Layer Parameters:** Layer pressure: 2879.000 psia; Layer temperature: 210.000 degrees F; Relative injectivity: 0 per cent; Mid-perf depth (MD): 11130.00 ft.
- Manual data (total liquid):** Productivity index (J): 0.0250 STB/day/psi; Non-Darcy flow coeff. (F): 0 psi/(lbs/day)²; Include non-Darcy effects.
- Calculated values (total liquid):** Abs. open flow (AOF): 65.1 STB/day.
- IPR Model:** Current IPR Model: Vogel; Buttons: OK, Calculate, Cancel, Relative Perm..., Choose IPR...

The right window, titled 'Oil fluid parameters', contains the following data:

- Produced fluid data:** Oil API gravity: 8.000 deg API; Oil specific gravity: 1.01434 sp grav; Gas specific gravity: 0.850 sp grav; Water salinity: 24000.0 ppm; Water specific gravity: 1.015633 sp grav.
- Layer data:** Layer name: M - 1; Prod. GOR: 130.000 SCF/STB; Water cut: 10.000 per cent; Button: Copy Previous Data.
- Correlations:** Pb, Rs, Bo: Glaso*; Uo: Beggs et al*; Ug: Carr et al; Surface Tension: Advanced; Buttons: OK, Cancel, Check..., Match..., Emulsion Viscosity...

Fuente: Software Wellflo
Elaborado por: Kevin Barrera

De la misma manera el programa nos facilita la opción de diseñar la bomba electrosumergible que se va a utilizar como método de levantamiento artificial, en el gráfico 4.11 se diseñó la BES con características similares a la propuesta enviada por la prestadora de servicios Antonoil.

GRÁFICO 4.11 DISEÑO DE LA BOMBA ESP EN WELLFLO

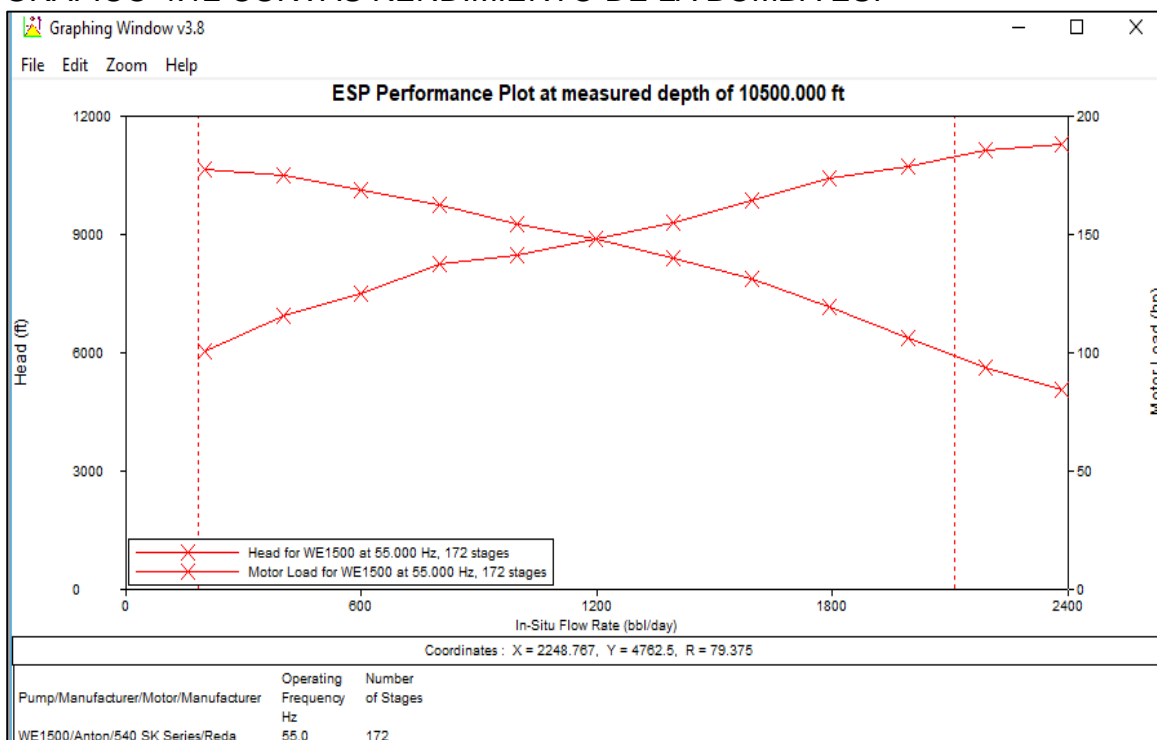
The image shows the 'System Editor: ESP Data' window with the following data:

- Pump environment:** Measured depth: 10500.00 ft; Min Equ't O.D.: 0 in; Max Equ't O.D.: 6.184 in; Operating frequency: 55.0 Hz; Upstream temperature: 60.000 degrees F; Pump name: ESP.
- Wear factors/Efficiencies:** Pump wear factor: 1.000 (fraction); Head Factor Power Factor; Motor wear factor: 1.000 (fraction); Gas separator present; Separator efficiency: 1.000 (fraction); Buttons: OK, Cancel, Delete, Plot.
- Calculation options:** Viscosity corrections; Gassiness corrections; Lower threshold: 1.000; Upper threshold: 2.000; Design pump only Analyse pump.
- Analysis equipment:** Pump model: WE1500 - Anton; Min flow rate: 183.3 bbl/day; Max flow rate: 2108.3 bbl/day; Number of stages: 172; Motor model: 540 SK Series - Reda; Nameplate rating: 400.000 hp, 2440.0 V, 99.00 A; Operating rating: 366.667 hp, 2236.7 V, 99.00 A; Cable size: #2.

Fuente: Software Wellflo
Elaborado por: Kevin Barrera

Las curvas de la bomba electrosumergible que el programa nos da como resultado se pueden visualizar en el gráfico 4.12, se puede observar las curvas de rendimiento de la bomba.

GRÁFICO 4.12 CURVAS RENDIMIENTO DE LA BOMBA ESP



Fuente: Software Wellflo
Elaborado por: Kevin Barrera

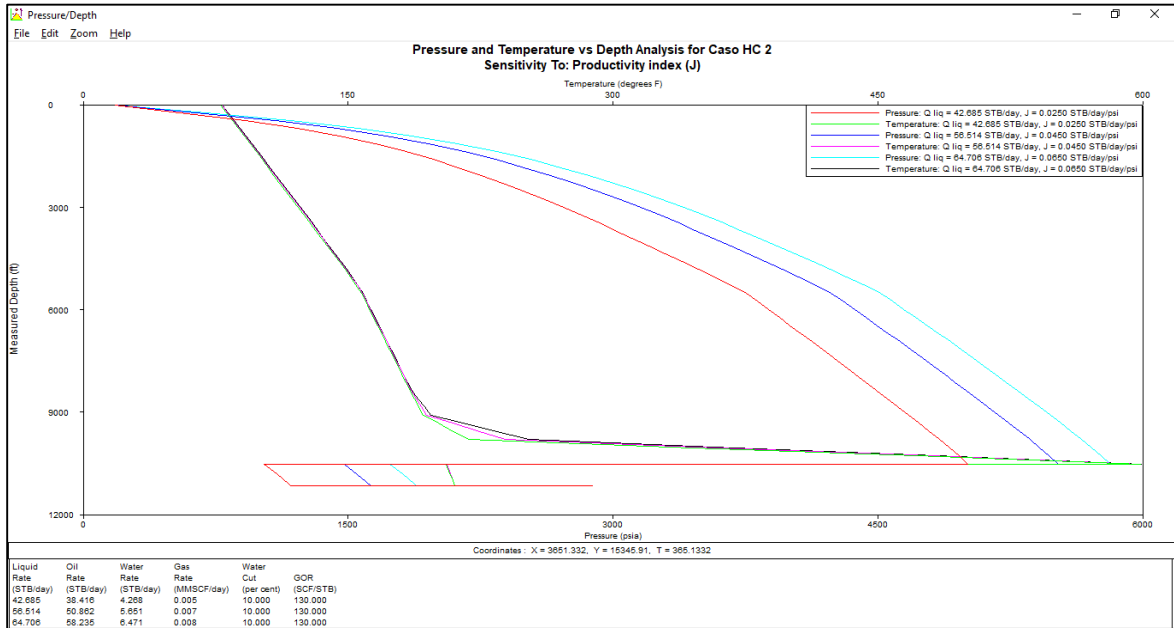
4.3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Luego de la construcción del modelo de pozo con las características y propiedades que tenemos disponibles, se procedió a realizar las simulaciones con los 3 casos seleccionados a evaluarse.

Añadiendo también el diseño de la bomba electrosumergible que se propuso para este proyecto y que fue diseñada especialmente para crudos extrapesados.

Utilizando la opción de sensibilidades que el programa nos facilita, conseguimos un perfil de presión y temperatura vs profundidad para los tres casos de índices de productividad seleccionados, como se muestra en el gráfico 4.13 a continuación.

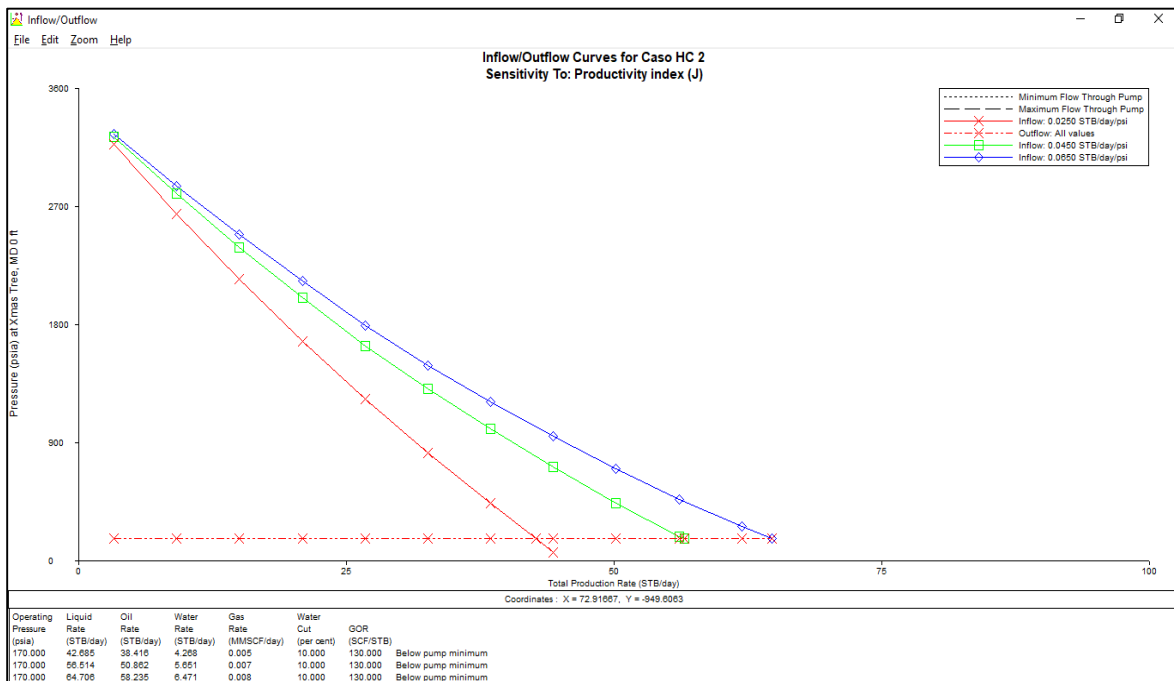
GRÁFICO 4.13 CURVAS PRESIÓN Y TEMPERATURA VS PROFUNDIDAD



Fuente: Software Wellflo
Elaborado por: Kevin Barrera

En este perfil se puede notar como los tres casos presentan un comportamiento de presión y temperatura similar con respecto a la variación de profundidad.

GRÁFICO 4.14 CURVAS INFLOW / OUTFLOW

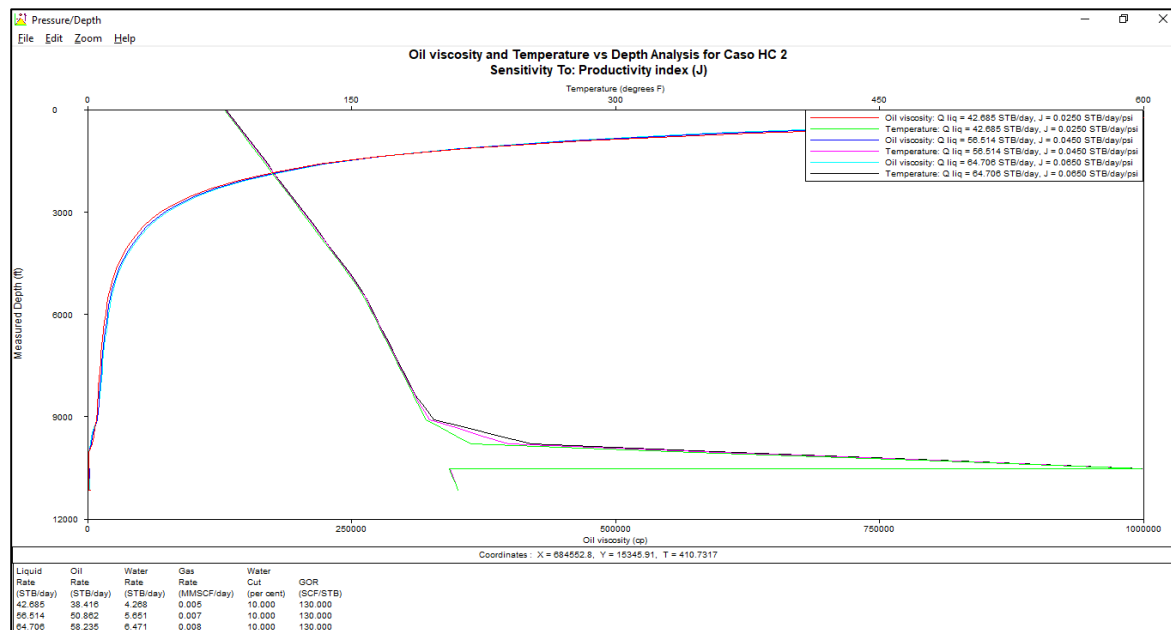


Fuente: Software Wellflo
Elaborado por: Kevin Barrera

En el gráfico 4.14 se realizó de la misma manera el análisis de la curva inflow / outflow para los tres casos de IP, tomando en cuenta que el nodo de solución está ubicado en el Xmas Tree, por esa razón es que la curva outflow se muestra de esa forma.

La curva viscosidad – temperatura es otro parámetro que vamos a considerar para el análisis del comportamiento causado por el aumento de temperatura producido por el cable calentador, en el gráfico 4.15 de la misma manera se tomó en cuenta las sensibilidades para todos los casos.

GRÁFICO 4.15 CURVAS VISCOSIDAD Y TEMPERATURA VS PROFUNDIDAD



Fuente: Software Wellflo

Elaborado por: Kevin Barrera

Como se puede visualizar prácticamente la curva de viscosidad - temperatura para los tres casos es la misma, esto es debido a que estas variables son independientes a los diferentes índices de productividad seleccionados.

Cabe mencionar que estos resultados son simulados antes del aumento de temperatura que será proporcionado por la implementación del cable calentador, es decir que solo se toma en cuenta el levantamiento artificial que nos proporciona la bomba electrosumergible que se diseñó para este pozo.

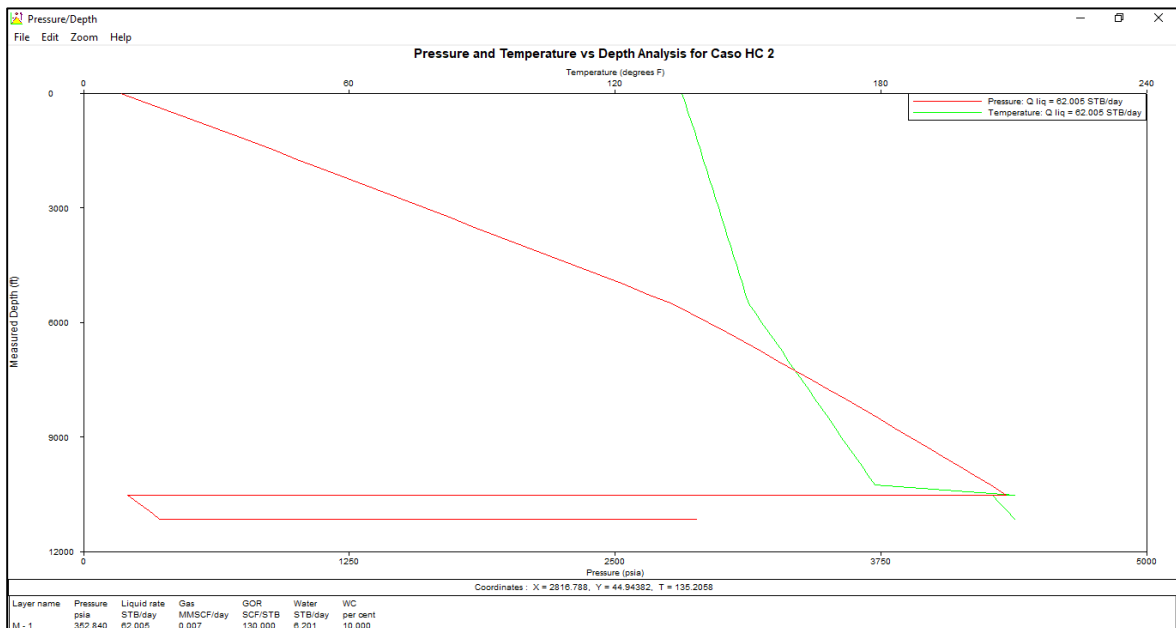
Los resultados que veremos a continuación, son simulaciones en las cuales ya se consideró el aumento de temperatura que aporta el cable calentador al pozo,

consideraciones que tenemos que tener presente en estos resultados es que el aumento de temperatura se producirá a partir de los 5500 ft de profundidad y con una temperatura alrededor de los 150 ° F, esta profundidad, así como la temperatura son parámetros que fueron calculados con anterioridad en la parte de diseño del cable calentador.

4.3.4.1 Caso # 1 Cable Calentador, $IP = 0.025$

Se procedió a realizar la simulación del incremento de temperatura como se puede observar en el gráfico 4.16, dando como resultado las siguientes curvas de presión y temperatura vs profundidad.

GRÁFICO 4.16 PRESIÓN Y TEMPERATURA VS PROFUNDIDAD CASO # 1



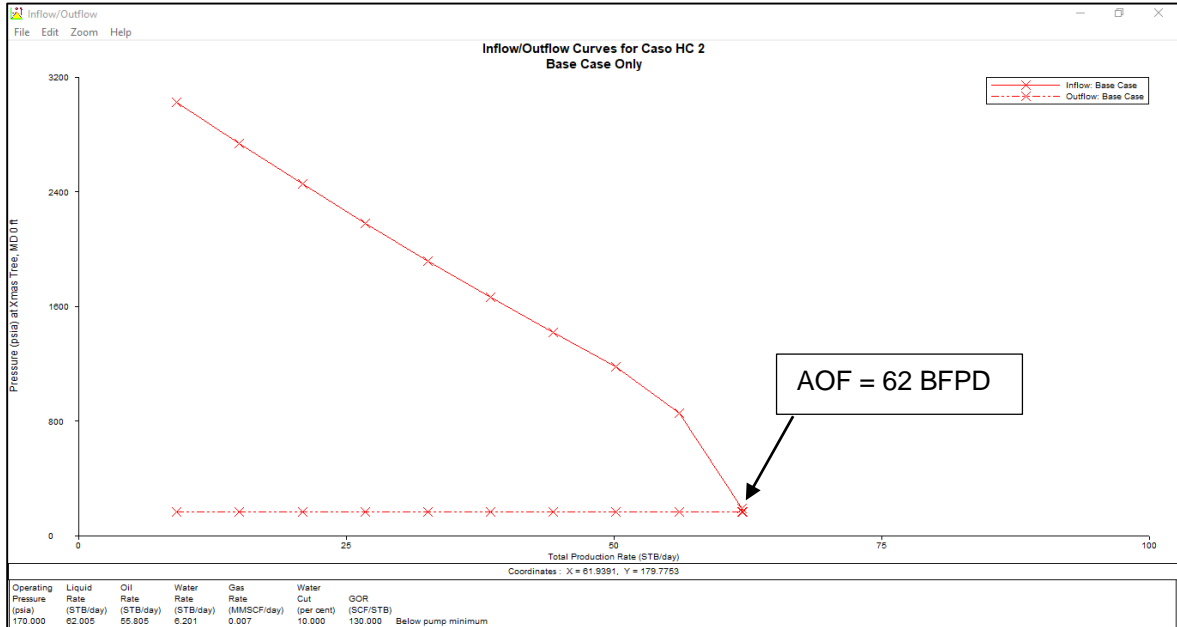
Fuente: Software Wellflo

Elaborado por: Kevin Barrera

En esta gráfica se puede ver como a una profundidad de 5500 ft se produce una variación de temperatura, evitando que la temperatura siga disminuyendo en función de la profundidad, provocando que el fluido llegue a superficie con una temperatura mayor a 120 °F.

En el gráfico 4.17 curva se podrá reflejar la acción que tuvo el aumento de temperatura en la producción del fluido.

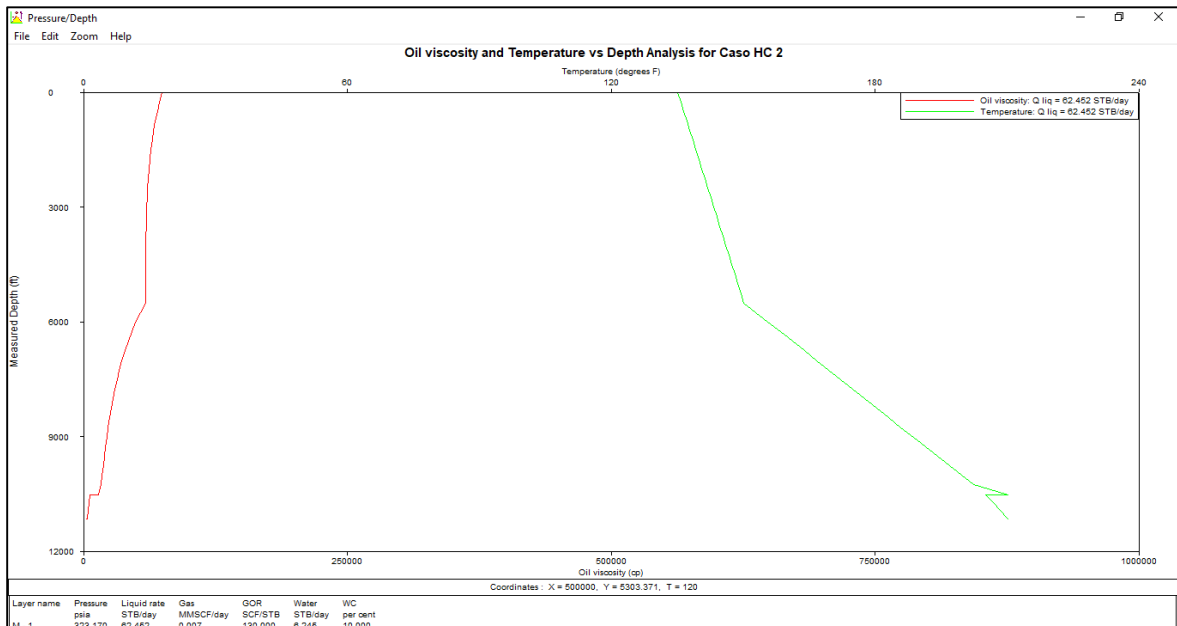
GRÁFICO 4.17 CURVAS INFLOW / OUTFLOW CASO # 1



Fuente: Software Wellflo
Elaborado por: Kevin Barrera

En el gráfico 4.18 se puede evidenciar como la curva de la viscosidad también tiene una variación debido al aumento de temperatura producido.

GRÁFICO 4.18 VISCOSIDAD Y TEMPERATURA VS PROFUNDIDAD CASO # 1



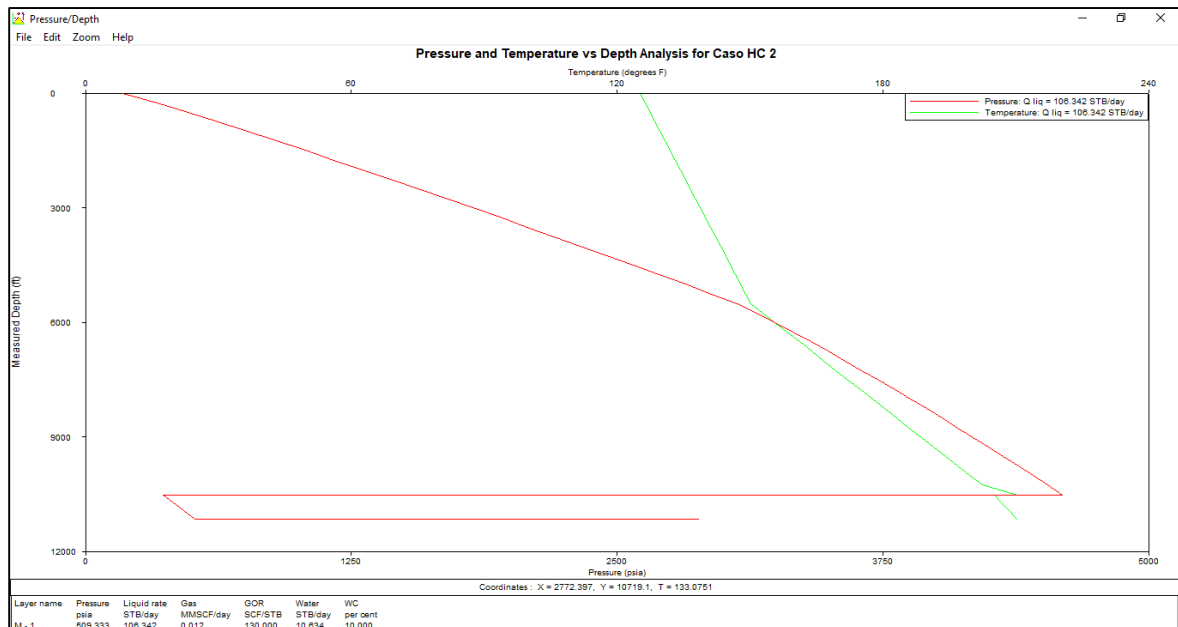
Fuente: Software Wellflo
Elaborado por: Kevin Barrera

En esta grafica se puede ver claramente como la viscosidad no toma valores demasiados altos y tiene tendencia a mantenerse constante. Lo cual ayuda a la movilidad del crudo y a su vez al aumento de caudal de fluido producido.

4.3.4.2 Caso # 2 Cable Calentador, $IP = 0.045$

De la misma manera que en el caso anterior se simulo la implementación del cable calentador, mediante el aumento de temperatura a partir del punto de inflexión que se lo determino anteriormente y que se encuentra a una profundidad de 5500 ft.

GRÁFICO 4.19 PRESIÓN Y TEMPERATURA VS PROFUNDIDAD CASO # 2



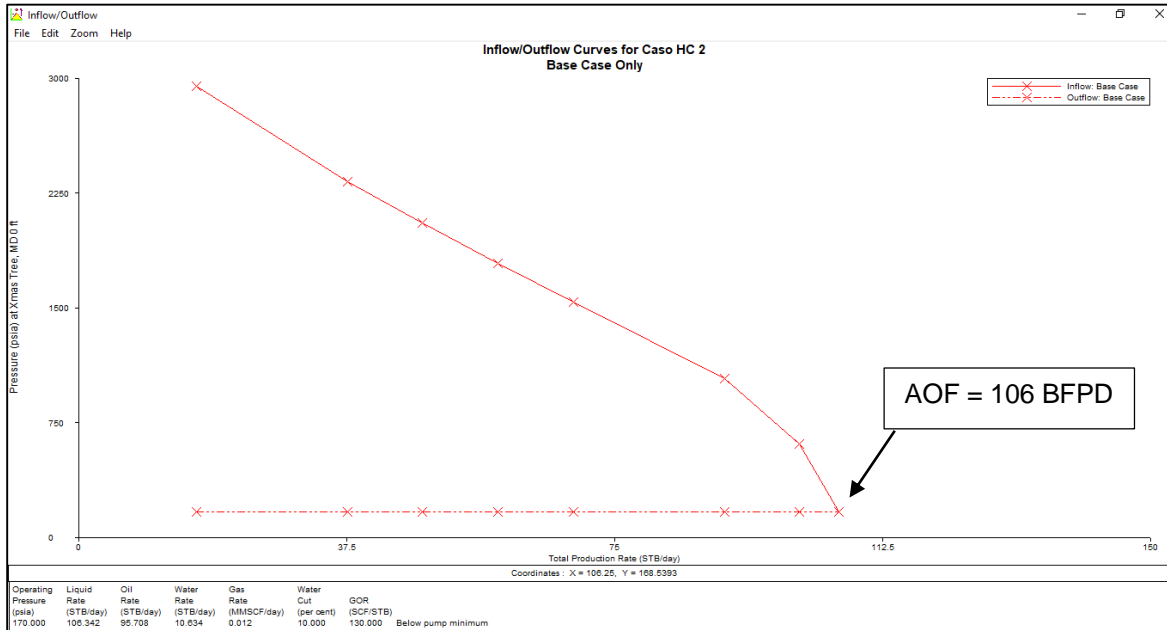
Fuente: Software Wellflo

Elaborado por: Kevin Barrera

En la gráfica 4.19 se puede apreciar el comportamiento que toma la temperatura, de manera muy similar al primer caso, la temperatura con la que llega el fluido a superficie es un poco menor a la temperatura con que llega en el primer caso.

En la gráfica 4.20 se muestra la curva inflow/outflow, se puede ver notoriamente como la producción de fluido aumenta considerablemente debido al aumento de temperatura.

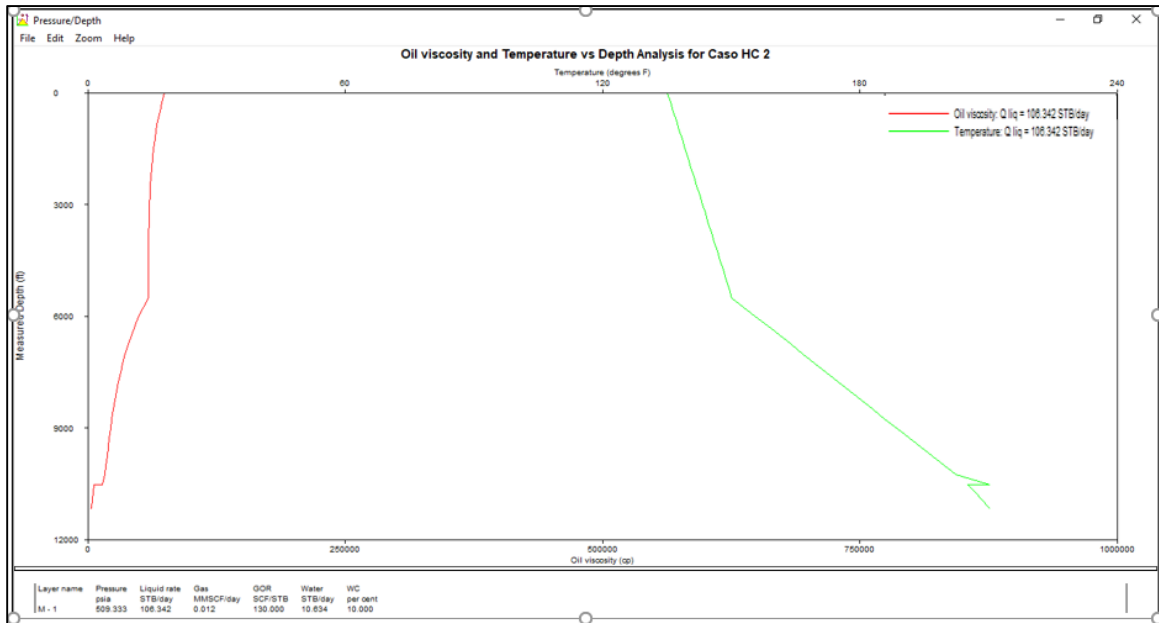
GRÁFICO 4.20 CURVAS INFLOW / OUTFLOW CASO # 2



Fuente: Software Wellflo
 Elaborado por: Kevin Barrera

El gráfico 4.21 se puede observar el comportamiento de la viscosidad en función de la profundidad y temperatura.

GRÁFICO 4.21 VISCOSIDAD Y TEMPERATURA VS PROFUNDIDAD CASO # 2



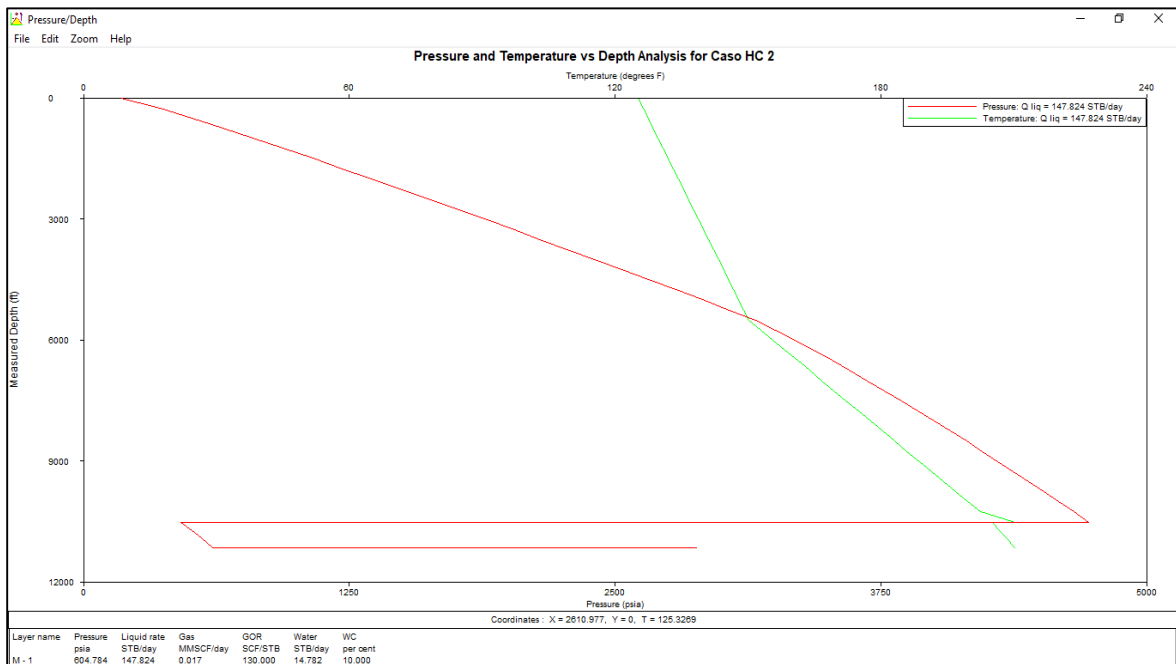
Fuente: Software Wellflo
 Elaborado por: Kevin Barrera

El gráfico nos muestra el comportamiento de la viscosidad a través de la profundidad, además de la acción que tiene el incremento de temperatura en la viscosidad.

4.3.4.3 Caso # 3 Cable Calentador, $IP = 0.065$

Por último, se realizó la simulación del tercer caso y posteriormente se comparará los resultados obtenidos. En el grafico 4.22 se presentan las curvas de comportamiento de la presión y temperatura en función de la profundidad.

GRÁFICO 4.22 PRESIÓN Y TEMPERATURA VS PROFUNDIDAD CASO # 3

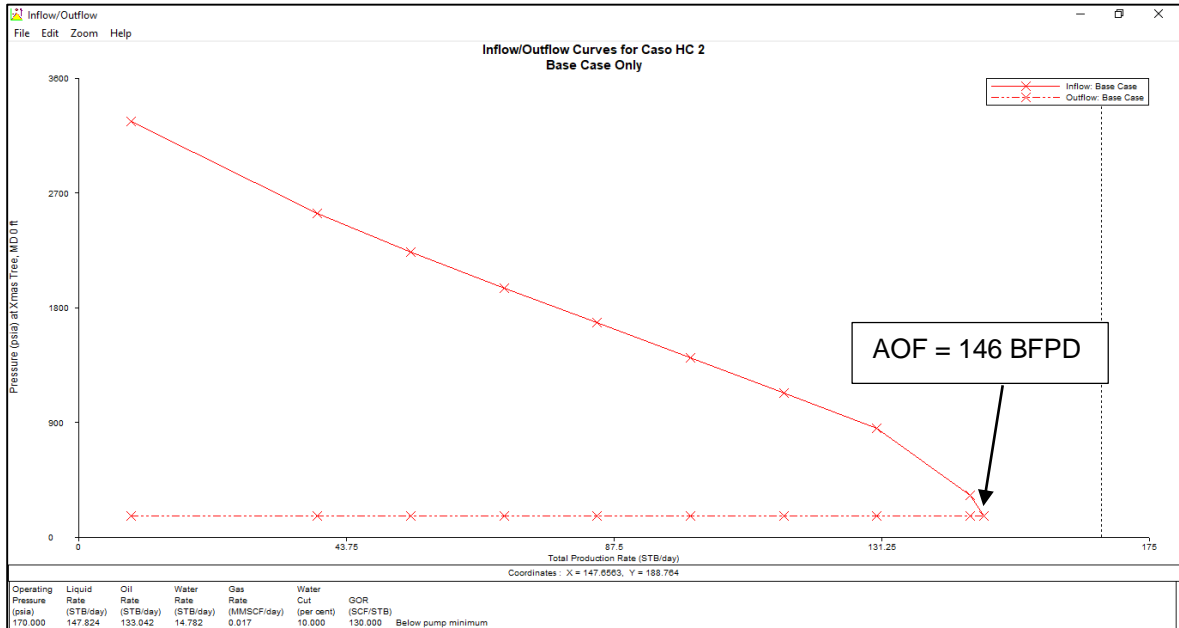


Fuente: Software Wellflo

Elaborado por: Kevin Barrera

De la misma manera como en casos anteriores en el gráfico 4.23 que corresponde a la curva inflow / outflow se puede observar como el método de calentamiento utilizado ayuda a mejorar de manera considerable la recuperación del crudo.

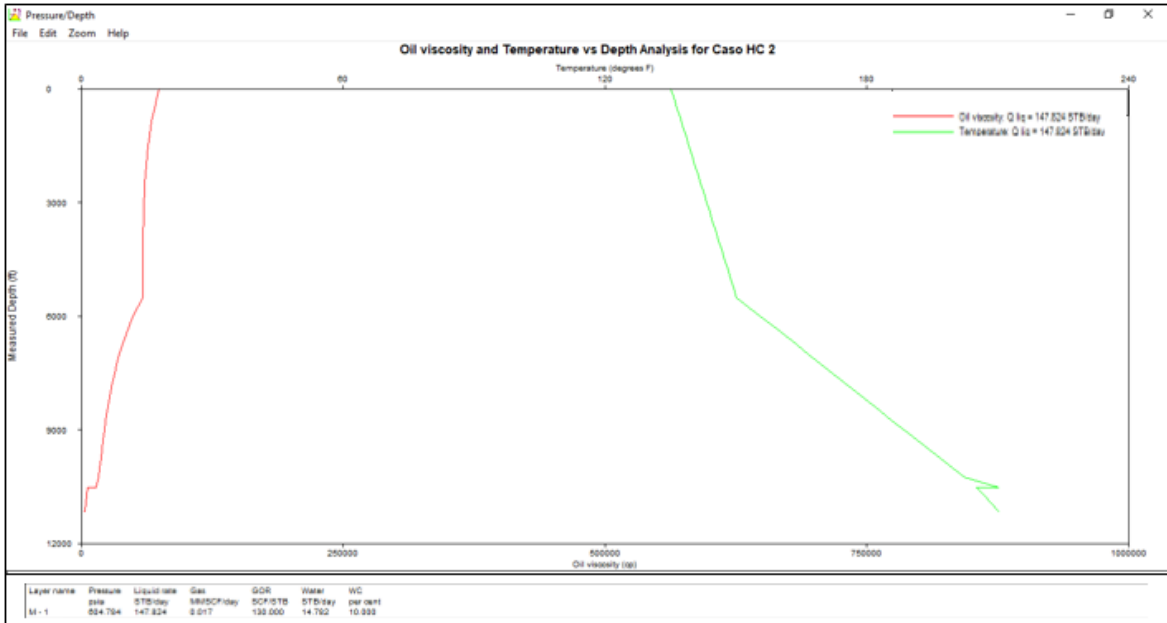
GRÁFICO 4.23 CURVAS INFLOW / OUTFLOW CASO # 3



Fuente: Software Wellflo
 Elaborado por: Kevin Barrera

El resultado obtenido en el tercer caso nos muestra como el incremento de temperatura ayuda a mejorar el caudal de fluido que producirá el pozo.

GRÁFICO 4.24 VISCOSIDAD Y TEMPERATURA VS PROFUNDIDAD CASO # 3



Fuente: Software Wellflo
 Elaborado por: Kevin Barrera

Se puede observar que prácticamente la gráfica de viscosidad vs temperatura en los tres casos es la misma, debido a que estos parámetros son independientes del índice de productividad del pozo.

Luego de realizar la simulación y el análisis de todos los casos propuestos para este estudio se evidencio en las gráficas como la variación de temperatura influyo en el incremento de producción del fluido, así como también en el comportamiento de la viscosidad la cual a su vez tiene una gran importancia al momento de analizar la movilidad del fluido.

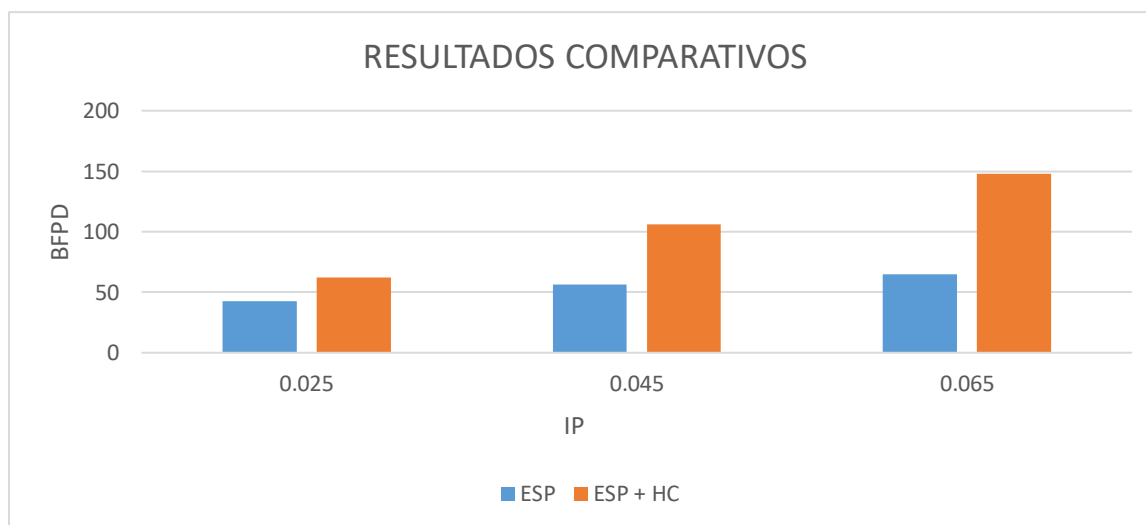
En la tabla 4.10 se presentan los valores resultantes para los diferentes casos en los que se tomó en cuenta la BES y el cable calentador (HC).

TABLA 4.10 RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES EN WELLFLO

Caso, (IP)	Q, caudal(bfpd) ESP	Q, caudal(bfpd) ESP + HC
0.025	42	62
0.045	56	106
0.065	64	147

Elaborado por: Kevin Barrera

GRÁFICO 4.25 RESULTADOS COMPARATIVOS



Elaborado por: Kevin Barrera

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1 INTRODUCCIÓN

El análisis económico, es determinar si el proyecto de implementación de cable calentador es viable y económicamente rentable para la empresa ANDES PETROLEUM, de acuerdo a sus políticas de desarrollo.

Los resultados obtenidos en el capítulo anterior nos ayudaran a evaluar diferentes escenarios de análisis económico, mediante el uso de indicadores financieros que nos ayudaran a concluir si es factible la realización del proyecto o no.

5.2 INDICADORES FINANCIEROS

Los indicadores financieros que se aplicara para el análisis son:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)

5.2.1 VALOR ACTUAL NETO

Este indicador financiero calcula el valor presente de todos los flujos de caja futuros, proyectados a partir del primer periodo de operación, y le resta la inversión expresada en el momento 0; es decir que mide el excedente después de haber recuperado la inversión. Sapag 2011

Criterio de evaluación:

- $VAN > 0$: proyecto viable, ganancia a lo largo del proyecto.
- $VAN < 0$: proyecto no viable, perdida con la inversión.
- $VAN = 0$: el proyecto no muestra perdidas ni ganancias.

5.2.2 TASA INTERNA DE RETORNO

Es una de las medidas más eficientes y adecuadas para determinar la rentabilidad de un proyecto. Es la tasa que surge de la relación entre la inversión inicial y los flujos netos de caja. Se define como el rendimiento de una unidad de capital invertido a una unidad de tiempo.

- $TIR > i$: proyecto es rentable, el rendimiento supera al costo de capital invertido.
- $TIR < i$: proyecto no es rentable, el rendimiento no alcanza a cubrir el costo del capital invertido.
- $TIR = i$: proyecto es indiferente, cubre el costo de capital invertido.

5.2.3 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El periodo de recuperación de la inversión (PRI) es un criterio para valorar inversiones que queda definido como el periodo de tiempo que se requiere para recuperar el capital invertido en la fase inicial de un proyecto.

Por su facilidad de cálculo y aplicación, el Periodo de Recuperación de la Inversión es considerado un indicador que mide tanto la liquidez del proyecto como también el riesgo relativo pues permite anticipar los eventos en el corto plazo.

Es importante anotar que este indicador es un instrumento financiero que al igual que el Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno, permite optimizar el proceso de toma de decisiones.

5.2.4 DATOS COSTOS REFERENCIALES

Para realizar el análisis económico se tomaron valores referenciales para todos los casos expuestos en proyecto, estos valores se muestran en la tabla 5.1, con estos datos podremos comparar los ingresos y egresos que el proyecto implica, y así poder llegar a la conclusión si el proyecto es viable o no.

TABLA 5.1 DATOS DE COSTOS OPERATIVOS

Casos	Equipo	Costo/día(\$)	Chemicals(\$)	Power(Kv/h)	Generadores (\$)	WO Cost (M \$)	Tarifa (\$)	WTI (\$)	TASA DE DESCUENTO
Caso 1	ESP	350	1,20	120,00	0,21	180,00	35,00	50,00	10%
Caso 1.1	ESP + HC	800	1,20	230,00	0,21	220,00	35,00	50,00	10%
Caso 2	ESP	350	1,20	120,00	0,21	180,00	35,00	50,00	10%
Caso 2.1	ESP + HC	800	1,20	230,00	0,21	220,00	35,00	50,00	10%
Caso 3	ESP	350	1,20	120,00	0,21	180,00	35,00	50,00	10%
Caso 3.1	ESP + HC	800	1,20	230,00	0,21	220,00	35,00	50,00	10%

Fuente: Andes Petroleum Ecuador
Elaborado por: Kevin Barrera

5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO CASO # 1

Se procedió a realizar el análisis económico con los resultados que se obtuvieron en el primer caso desarrollado, en la tabla 5.2 se puede visualizar los ingresos y egresos, hasta el punto donde el flujo operativo es positivo, los valores entre paréntesis representan flujo negativo.

Los resultados que tomaremos para el análisis son los obtenidos mediante la implementación del cable calentador.

TABLA 5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO CASO # 1

CASO # 2		Costos Incrementales									Ingreso Bruto	Flujo Operativo
Days	Month	BFPD	BOPD	BWPD	ESP Rental	Chemical	Power	WO Cost	Total Opex	US\$/bbl		
30	1	62,00	55,80	6,20	24.000	2.232	34.776	220.000	281.008	167,87	58.590	(222.418)
60	2	60,76	54,68	6,08	24.000	2.187	34.776		60.963	37,16	57.418	(3.545)
90	3	59,54	53,59	5,95	24.000	2.144	34.776		60.920	37,89	56.270	(4.650)
120	4	58,35	52,52	5,84	24.000	2.101	34.776		60.877	38,64	55.144	(5.732)
150	5	57,19	51,47	5,72	24.000	2.059	34.776		60.835	39,40	54.042	(6.793)
180	6	56,04	50,44	5,60	24.000	2.018	34.776		60.794	40,18	52.961	(7.833)
210	7	54,92	49,43	5,49	24.000	1.977	34.776		60.753	40,97	51.902	(8.852)
240	8	53,82	48,44	5,38	24.000	1.938	34.776		60.714	41,78	50.863	(9.850)
270	9	52,75	47,47	5,27	24.000	1.899	34.776		60.675	42,60	49.846	(10.829)
300	10	51,69	46,52	5,17	24.000	1.861	34.776		60.637	43,45	48.849	(11.788)
330	11	50,66	45,59	5,07	24.000	1.824	34.776		60.600	44,31	47.872	(12.727)
360	12	49,65	44,68	4,96	24.000	1.787	34.776		60.563	45,18	46.915	(13.648)
390	13	48,65	43,79	4,87	24.000	1.751	34.776		60.527	46,08	45.977	(14.551)
420	14	47,68	42,91	4,77	24.000	1.716	34.776		60.492	46,99	45.057	(15.435)
450	15	46,73	42,05	4,67	24.000	1.682	34.776		60.458	47,92	44.156	(16.302)
480	16	45,79	41,21	4,58	24.000	1.648	34.776		60.424	48,87	43.273	(17.152)
510	17	44,88	40,39	4,49	24.000	1.616	34.776		60.392	49,84	42.407	(17.984)
540	18	43,98	39,58	4,40	24.000	1.583	34.776		60.359	50,83	41.559	(18.800)

Elaborado por: Kevin Barrera

Como se puede observar en la tabla 5.3, el flujo operativo es negativo, es decir que no se recupera en ningún momento el valor de inversión, lo cual demuestra que en este caso solo existen pérdidas para la empresa.

TABLA 5.3 RESULTADOS ECONÓMICOS CASO # 1

PARAMETROS			RESULTADOS		
DESCRIPTION	UNIT	TOTAL	VAN TASA DESCUENTO	UNIT	Results
Initial Investment	US\$M	220	10%	US\$M	(271.115)
Operational Cost	US\$M	1.092	12%	US\$M	(256.367)
Total Reserves	MBO	110	Tarifa Contrato		35,00
Recover Reserves (540 Days)	MBO	29	Average US\$/ bbl		45,67
Qf expected (AVG BLS)	BFPD	62	PAYOUT (Months)		N/A
Initial Production	BOPD	56	TIR		N/A

Elaborado por: Kevin Barrera

Esta tabla nos muestra un resumen de los resultados obtenidos para el primer caso, donde se tiene una producción de fluido de 62.0 BFPD.

En este caso todos los resultados son negativos, en ningún periodo de tiempo se recupera la inversión debido a que el flujo operativo no satisface el valor de inversión y costos operativos.

5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO CASO # 2

Vamos a evaluar el segundo caso tomando los mismos parámetros como referencia, la única variación es el cambio en la producción de fluido como se indica en la tabla 5.4 a continuación.

TABLA 5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO CASO # 2

CASO # 2		Costos Incrementales									Ingreso Bruto	Flujo Operativo
Days	Month	BFPD	BOPD	BWPD	ESP Rental	Chemical	Power	WO Cost	Total Opex	US\$/bbl		
30	1	106,00	95,40	10,60	24.000	3.816	34.776	220.000	282.592	98,74	100.170	(182.422)
60	2	103,88	93,49	10,39	24.000	3.740	34.776		62.516	22,29	98.167	35.651
90	3	101,80	91,62	10,18	24.000	3.665	34.776		62.441	22,72	96.203	33.762
120	4	99,77	89,79	9,98	24.000	3.592	34.776		62.368	23,15	94.279	31.912
150	5	97,77	87,99	9,78	24.000	3.520	34.776		62.296	23,60	92.394	30.098
180	6	95,82	86,23	9,58	24.000	3.449	34.776		62.225	24,05	90.546	28.320
210	7	93,90	84,51	9,39	24.000	3.380	34.776		62.156	24,52	88.735	26.578
240	8	92,02	82,82	9,20	24.000	3.313	34.776		62.089	24,99	86.960	24.871
270	9	90,18	81,16	9,02	24.000	3.247	34.776		62.023	25,47	85.221	23.198
300	10	88,38	79,54	8,84	24.000	3.182	34.776		61.958	25,97	83.517	21.559
330	11	86,61	77,95	8,66	24.000	3.118	34.776		61.894	26,47	81.846	19.952
360	12	84,88	76,39	8,49	24.000	3.056	34.776		61.832	26,98	80.209	18.378
390	13	83,18	74,86	8,32	24.000	2.994	34.776		61.770	27,50	78.605	16.835
420	14	81,52	73,36	8,15	24.000	2.935	34.776		61.711	28,04	77.033	15.322
450	15	79,89	71,90	7,99	24.000	2.876	34.776		61.652	28,58	75.492	13.840
480	16	78,29	70,46	7,83	24.000	2.818	34.776		61.594	29,14	73.982	12.388
510	17	76,72	69,05	7,67	24.000	2.762	34.776		61.538	29,71	72.503	10.965
540	18	75,19	67,67	7,52	24.000	2.707	34.776		61.483	30,29	71.053	9.570

Elaborado por: Kevin Barrera

En este caso se puede ver como ya existe un valor positivo de flujo operativo, devolviendo la inversión realizada en un plazo de 12 meses y de la misma manera obteniendo una tasa interna de retorno positiva del 12 % hasta 1100 días de operación, a partir de este punto los valores de flujo operativo son negativos.

En la tabla 5.5 se encuentran resumidos los resultados del análisis económico para el caso # 2.

TABLA 5.5 RESULTADOS ECONÓMICOS CASO # 2

PARAMETROS			RESULTADOS		
DESCRIPTION	UNIT	TOTAL	VAN TASA DESCUENTO	UNIT	Results
Initial Investment	US\$M	220	10%	US\$M	20.514
Operational Cost	US\$M	1.116	12%	US\$M	3.494
Total Reserves	MBO	110	Tarifa Contrato		35,00
Recover Reserves (540 Days)	MBO	49	Average US\$/bbl		27,20
Qf expected (AVG BLS)	BFPD	106	PAYOUT (Months)		12
Initial Production	BOPD	95	TIR	%	5

Elaborado por: Kevin Barrera

5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO CASO # 3

Para finalizar se realizó el análisis para el caso más favorable, dependiendo del aporte que brinda el reservorio, a continuación, la tabla 5.6 con los resultados.

TABLA 5.6 ANÁLISIS ECONÓMICO CASO # 3

CASO # 2				Costos Incrementales					US\$/bbl	Ingreso Bruto	Flujo Operativo	
Days	Month	BFPD	BOPD	BWPD	ESP Rental	Chemical	Power	WO Cost				Total Opex
30	1	147,00	132,30	14,70	24.000	5.292	34.776	220.000	284.068	71,57	138.915	(145.153)
60	2	144,06	129,65	14,41	24.000	5.186	34.776		63.962	16,44	136.137	72.175
90	3	141,18	127,06	14,12	24.000	5.082	34.776		63.858	16,75	133.414	69.556
120	4	138,36	124,52	13,84	24.000	4.981	34.776		63.757	17,07	130.746	66.989
150	5	135,59	122,03	13,56	24.000	4.881	34.776		63.657	17,39	128.131	64.474
180	6	132,88	119,59	13,29	24.000	4.784	34.776		63.560	17,72	125.568	62.009
210	7	130,22	117,20	13,02	24.000	4.688	34.776		63.464	18,05	123.057	59.593
240	8	127,61	114,85	12,76	24.000	4.594	34.776		63.370	18,39	120.596	57.226
270	9	125,06	112,56	12,51	24.000	4.502	34.776		63.278	18,74	118.184	54.906
300	10	122,56	110,30	12,26	24.000	4.412	34.776		63.188	19,10	115.820	52.632
330	11	120,11	108,10	12,01	24.000	4.324	34.776		63.100	19,46	113.504	50.404
360	12	117,71	105,94	11,77	24.000	4.237	34.776		63.013	19,83	111.234	48.220
390	13	115,35	103,82	11,54	24.000	4.153	34.776		62.929	20,20	109.009	46.080
420	14	113,05	101,74	11,30	24.000	4.070	34.776		62.846	20,59	106.829	43.983
450	15	110,79	99,71	11,08	24.000	3.988	34.776		62.764	20,98	104.692	41.928
480	16	108,57	97,71	10,86	24.000	3.909	34.776		62.685	21,38	102.598	39.914
510	17	106,40	95,76	10,64	24.000	3.830	34.776		62.606	21,79	100.546	37.940
540	18	104,27	93,84	10,43	24.000	3.754	34.776		62.530	22,21	98.535	36.006

Elaborado por: Kevin Barrera

De acuerdo a los resultados que se observan en la tabla 5.7 se puede decir que el periodo en el que recupera la inversión inicial es mucho más rápido que en el caso anterior, y de la misma manera se puede notar que dependiendo de la producción que aporta el pozo, se tendrá un mayor periodo operativo hasta que alcance un flujo de caja negativo.

TABLA 5.7 RESULTADOS ECONÓMICOS CASO # 3

PARAMETROS			RESULTADOS		
DESCRIPTION	UNIT	TOTAL	VAN TASA DESCUENTO	UNIT	Results
Initial Investment	US\$M	220	10%	US\$M	292.259
Operational Cost	US\$M	1.139	12%	US\$M	245.637
Total Reserves	MBO	110	Tarifa Contrato		35,00
Recover Reserves (540 Days)	MBO	68	Average US\$/bbl		19,95
Qf expected (AVG BLS)	BFPD	147	PAYOUT (Months)		4
Initial Production	BOPD	132	TIR	%	15

Elaborado por: Kevin Barrera

En apenas 4 meses se recupera la inversión inicial y la tasa interna de retorno es un valor bastante considerable, esto es debido a que la producción de fluido es mucho mayor que en casos anteriores de tal manera se recupera un mayor número de reservas, dando como resultado cantidades que aportan una ganancia neta a la empresa.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- En el campo Tarapoa Noroeste se presenta crudo extrapesado de 8 °API, debido a las características que tiene este hidrocarburo se calculó la capacidad de producción del pozo por medio del método de Darcy, dando como resultado un caudal máximo de 61 bfpd lo cual indica que este pozo tiene un índice de productividad bajo.
- El punto de inflección que se calculó en el proceso de diseño para la implementación del cable calentador se encontraba en una temperatura alrededor de los 150 °F, esta temperatura se confirmó al momento de realizar la simulación en el software y analizar el comportamiento de la viscosidad antes de realizar la variación de temperatura.
- Luego de realizar los casos propuestos se pudo evidenciar el incremento de la producción de acuerdo a los siguientes resultados, en el primer caso la producción incremento de 42 a 62 bfpd, en el segundo caso se incrementó de 56 a 106 bfpd, y en el tercer caso el incremento de producción fue de 64 a 142 bfpd.
- Las gráficas resultantes del comportamiento de la viscosidad debido al calentamiento del fluido muestran como la viscosidad del fluido tiende a mantenerse constante luego del cambio de temperatura que se produce en el tubing de esta forma ayuda a mejorar la movilidad del fluido hacia el cabezal.
- El análisis económico que se realizó para los diferentes casos propuestos indica como en el primer caso con una tasa de flujo de 62 bfpd, los costos

operativos son mucho mayores a los ingresos que se genera lo cual resulta en una pérdida de capital para la empresa a lo largo de todo el periodo productivo, con valores de valor actual neto negativos de la misma manera que la tasa interna de retorno.

- Al contrario del segundo y tercer caso propuesto con una caudal de producción de 106 y 147 bfpd respectivamente, en estos casos ya se obtiene valores de ingresos mayores a los egresos, tanto con una tasa de castigo de 12 % así como con una tasa de 15 %, lo cual representa ganancia para la empresa durante el periodo de tiempo referencial que se tomó para este proyecto que es de 18 meses.

6.2 RECOMENDACIONES

- Previo a realizar un diseño de completación adecuado para la producción de hidrocarburos se debe tener datos confiables para que el diseño trabaje eficientemente y pueda tener una vida útil más larga.
- Trabajar con un equipo de completación que se adapte a las condiciones que el pozo presenta en este caso para la producción de crudo extrapesado, es esta forma se evita que la bomba trabaje fuera de rango y tenga menos desgaste, así como menos probabilidad de fallar
- Para la aplicación del método de calentamiento por medio de cable calentador es recomendable realizar la inyección de químicos que ayuden inicialmente a remover la costra que se puede formar en el pozo debido a la alta viscosidad del fluido, hasta poder tener una movilidad más continua del crudo y así poder suspender la inyección de químicos.
- Antes de llevar a cabo el proyecto de implementación de cable calentar, realizar un trabajo de limpieza en el pozo hasta alcanzar la profundidad de asentamiento PBTD, de esta manera se evitará restricciones al momento de bajar la completación del pozo.
- Llevar control durante todo el proceso de implementación de cable calentador, así como recolectar toda la información posible para poder diagnosticar problemas y soluciones de acción inmediata y estas no afecten al éxito del proyecto.

GLOSARIO

Interpretación Sísmica: análisis de datos sísmicos para generar modelos y predicciones acerca de las propiedades y estructura del subsuelo.

Columna Estratigráfica: es una representación utilizada en el área de geología que se utiliza para describir la ubicación vertical de unidades de roca.

Porosidad: unidad de medida que permite conocer la capacidad de almacenamiento de fluido en la roca.

Permeabilidad: capacidad que tiene la roca de permitir el flujo de fluidos en el medio poroso completamente saturado de fluido.

Casing: tubería de revestimiento que se baja para proteger las formaciones, aislar zonas delicadas, controlar la circulación de fluido.

Relación de Solubilidad: es la capacidad de una sustancia de disolverse en otra llamada disolvente, determinada masa de soluto que se puede disolver.

API: medida de densidad que en comparación con el agua a temperaturas iguales. Precisa cuan liviano o pesado es el petróleo.

Workover: mantenimiento y reparación del pozo, se refiere a procesos de sacar y reemplazar la tubería dañada.

Viscosidad: propiedad característica de los fluidos la cual indica resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte.

Flujo Pseudo – Estable: el cambio de la presión con respecto al tiempo es constante.

Levantamiento Artificial: cualquier tipo de sistema que agrega energía a la columna de fluido de un pozo con el objetivo de iniciar y mejorar la producción del pozo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alvarado, D. (2002). *Recuperación Térmica de Petróleo*. Caracas.
- Andes Petroleum Ecuador. (2015). Ubicación de Bloque Tarapoa. Departamento de Ingeniería de Desarrollo, Reservorios y Facilidades de Producción.
- Antonoil Service Group. (2019). T- Cable
- Baker Hughes. (2017). Componentes de la BES
- Beggs, D. (2003). *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Oklahoma: Inc. Petroskills.
- Boyun, G., & William, L. (2007). *Petroleum Production Engineering*. Luisana: Elsevier Science.
- Callarotti, R. C. (2006). *Calentamiento Electromagnético del Petróleo*. Venezuela: Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas.
- Carrizales. (2008). *Production Improvement of Heavy Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineer.
- Chet Sandberg & Associates. (2014). Advanced in electrical heating technology for Heavy Oil. *SPE*.
- Chung, C. K. (2011). Latest Development and Project Utilization of Heater Cable in ESP Production System. *SPE*.
- Díaz (2009). Estudio del calentamiento eléctrico como método de recuperación térmica de petróleo pesado y extrapesado en la faja petrolífera del Orinoco.
- Escobar, & Remolina. (2012). Production increase with electrical heating Production Line. *SPE*.
- Hirschfeldt, M. (2008). *Oil Production*. Buenos Aires.
- Huamani, M. (2017). *Efecto Skin en conductores*. Cite energía.
- Brown, K. (1984). The Technology of Artificial Lift Methods
- Monroy. (2005). Diseño del completamiento de un pozo que se sometera a estimulación con calentamiento eléctrico. *SPE*.
- Nava, M. (2016). *Venología*. Obtenido de Petróleo grado API: venologia.com/archivos/9589/
- Pacheco, C., & Soto, J. (2009). *Medida de conductividad eléctrica por inducción magnética*.
- PDVSA. (2007). *WellFlo Básico 3.8*.

Robles, J. (2001). Application of Advanced Heavy Oil Production Technologies in the Orinoco Heavy- Oil-Belt-Venezuela. (SPE)

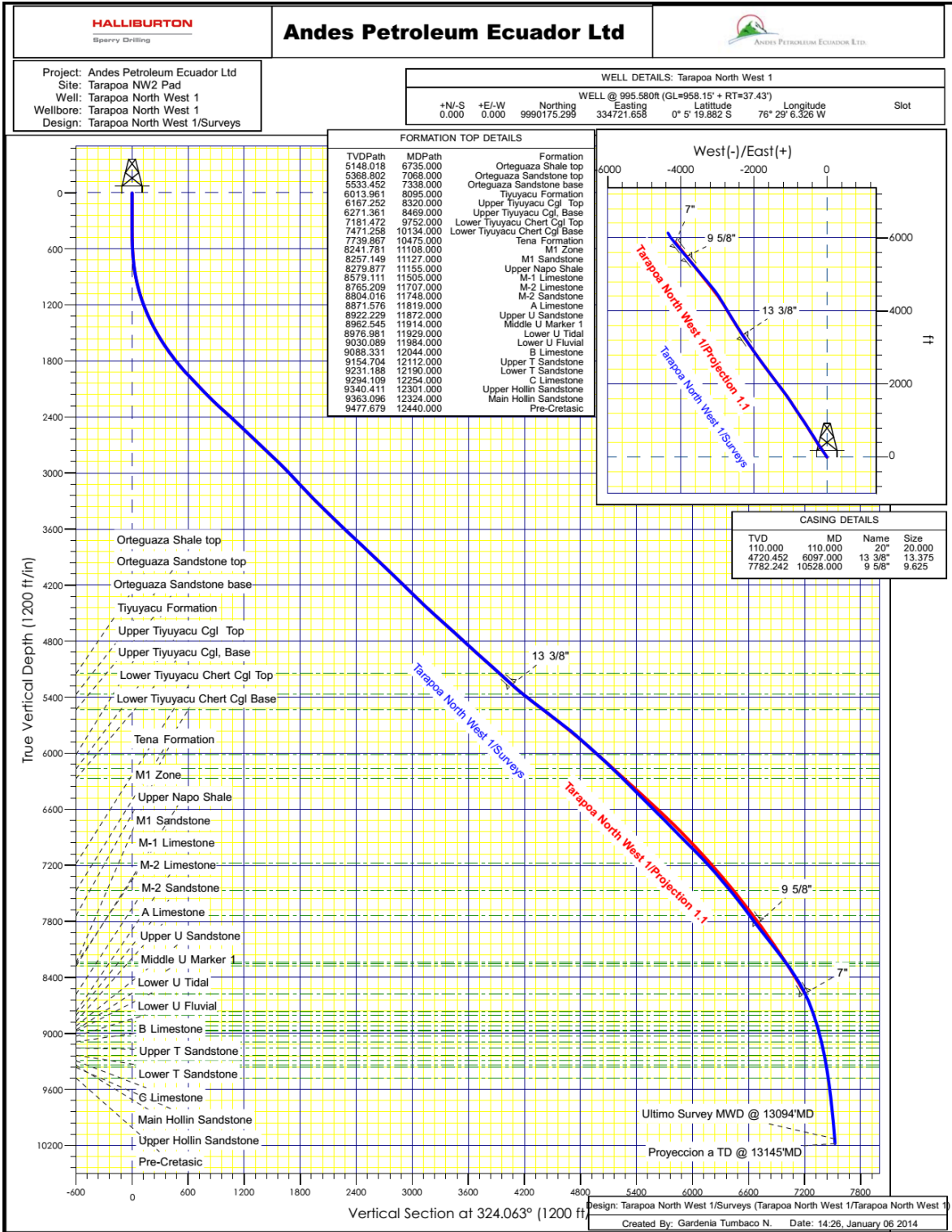
Roff Oilfiel Servicies. (2011). Instalacion del cable calentador en tuberia de cola.
Roffco.

Romero, R. (2011). Calentamiento eléctrico a pozos petroleros para incrementar la producción de hidrocarburos. México D.F. (SPE 1)

ANEXOS

ANEXO No 1

DIAGRAMA DE PERFORACIÓN POZO TNW 1



ANEXO No 2
SISTEMA BES WO # 1 (PROPUESTA)



TNW-01_STRING TO PRODUCE HEAVY OIL

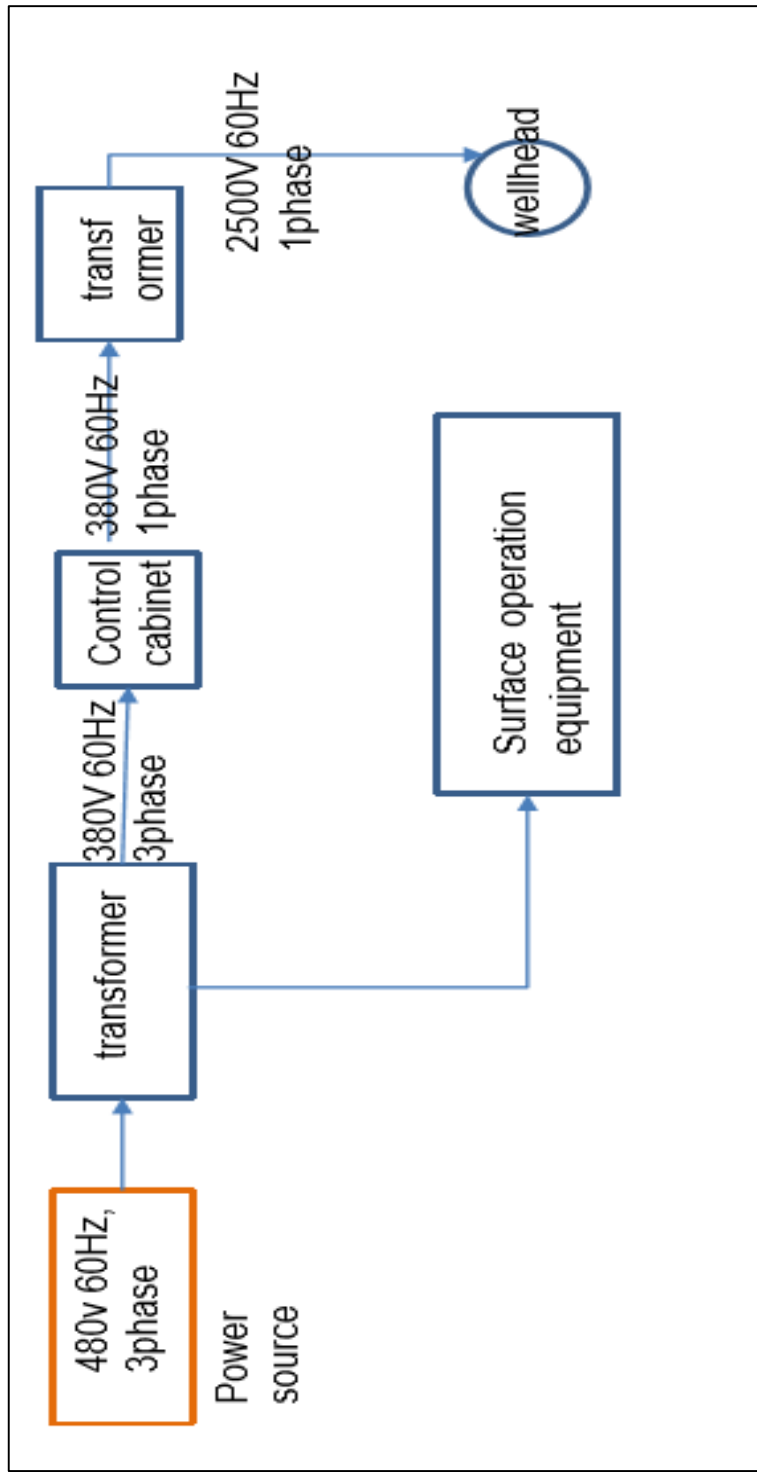


Prepared For	Phone	Deviation (deg)	Prepared By	Max Dogleg (deg/100ft)	Completion Fluid
		53.08	Freddy Chicaiza	4.6	
Rig Name	Revision / Date	RKB (ft)	BHP (psia)	BHT (°F)	Field
TBA	Rev 3.0	30.00			

Casing Data						Tubing Data								
Type	OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	ID (in)	Drift ID (in)	Conn	Depth (ft)	OD (in)	Weight (lbm/ft)	Material	Yield Stress (ksi)	ID (in)	Drift ID (in)	Conn
Surface	13-3/8	83.00	K55	12.415	12.259	BTC	6907.00	4-1/2	12.75	L80	80.00	3.958	3.833	EUE
Intermediate Csg	9-5/8	47.00	N80	8.681	8.525	BTC	10528.00							
Production Liner	7	29.00	P110	6.184	6.059	BTC	11326.00							

Item	Description	OD (in)	ID (in)	Length (ft)	Top Depth (ft)	Bottom Depth (ft)	Comments
INNER STRING							
C1	SPACE OUT PUP JOINTS 2-3/8 4.6# NV Box x Pin	2.375	1.810	15.00	0.00	20.50	ANDES
C2	Inner Production Tubing 2-3/8 4.6 # NV Box x Pin (10081.74 ft)	2.375	1.810	10081.74	20.50	10102.24	ANDES
C3	XO 2-3/8 4.6 NV Box Up x 2-7/8 6.5 EUE Pin Down	2.375	1.810	1.50	10102.24	10103.74	SLB-CPL
C4	2-7/8 6.5# EUE Sliding Sleeve, ID = 2.312" L profile CERRADA	2.875	1.810	2.60	10103.74	10106.34	SLB-CPL
C5	2-7/8 6.5# EUE Box x Pin TUBING PUP JOINT	2.875	2.440	10.00	10106.34	10116.34	SLB-CPL
C6	XO 2-7/8 6.5# EUE Box Up x 2-3/8 4.6# NV Pin Down	2.875	1.991	1.00	10116.34	10117.34	SLB-CPL
C7	Pup Joint, 2-3/8 4.6# NV Box Up x Pin Down	2.875	1.991	12.00	10117.34	10129.34	SLB-CPL
C8	Slinger Assembly, 2-3/8 4.6# NV Box Up	2.750	1.810	6.00	10129.34	10135.34	SLB-CPL
Y-TOOL WITH BY-PASS SYSTEM							
K1	SPACE OUT PUP JOINTS 5-1/2 17# BTC Box x Pin	5.500	4.892	20.00	0.00	20.00	ANDES
K2	5-1/2 17# BTC Box x Pin HANDLING TUBING	5.500	4.892	15.00	20.00	35.00	ANDES
K3	XO 5-1/2 17# BTC Box Up x 4-1/2 12.75# EUE Pin Down	5.500	3.958	1.50	35.00	36.50	SLB-CPL
K4	4-1/2 12.75# EUE Box x Pin OUTER PRODUCTION TUBING (10080.34ft)	5.500	3.958	10080.34	36.50	10116.84	ANDES
K5	Model SR Wireline Profile Nipples L-80, 3.75" R Profile x 4-1/2" EUE 8 RD	5.500	3.750	1.00	10116.84	10117.84	SLB-CPL
K6	XO 4-1/2 12.75# EUE Box Up x 4-1/2 12.6# PMJ Box Down	5.500	3.958	1.50	10117.84	10119.34	SLB-CPL
K7	Handling Sub 4-1/2 12.6# PMJ Pin up x 4-1/2 12.6# PMJ Pin Down	6.063	3.958	8.00	10119.34	10127.34	SLB-CPL
K8	Flow X-over, 4-1/2 12.6# PMJ B Up x 3-1/2 PMJ B, 3-1/2 PMJ B Down	8.500	2.992	1.50	10127.34	10128.84	SLB-CPL
K9	3-1/2 9.2# PMJ Pin UP x Pin Down Adapter	3.500	2.992	0.50	10128.84	10129.34	SLB-CPL
K10	3-1/2 9.2# PMJ Pin Up x Pin Down 2.750 PBR	4.500	2.750	6.00	10129.34	10135.34	SLB-CPL
K11	Adjustable Union, 3-1/2 PMJ Pin Up x 2-7/8 8.6# STL Pin Down	4.563	2.250	4.00	10135.34	10139.34	SLB-CPL
K12	Bypass tubing set, 2-7/8 8.6# STL Box Up x Pin Down	2.875	2.259	64.16	10139.34	10203.50	SLB-CPL
K13	BYPASS X-over, 2-7/8 8.6# STL Box Up x 2-7/8 6.4# PMJ Pin Down	2.875	2.259	3.50	10203.50	10207.00	SLB-CPL
K14	Pump Support Sub 8.125x 2 7/8 VAM FJL	8.125	2.259	1.00	10207.00	10208.00	SLB-CPL
K15	LOWER HANDLING SUB, 3-1/2 9.2# PMJ B Up x 3-1/2 9.3# EUE P Down	3.500	2.992	6.00	10208.00	10214.00	SLB-CPL
K16	3-1/2 9.3# EUE Box x Pin TUBING	3.500	2.992	876.50	10214.00	11090.50	SLB-CPL
K17	XO 3-1/2 9.3# EUE Box Up x 2-7/8 6.5# PMJ Box Down	4.500	2.440	1.50	11090.50	11092.00	SLB-CPL
K18	2-7/8 6.5# EUE Box x Pin BLAST JOINTS	2.875	2.259	62.00	11092.00	11154.00	SLB-CPL
K19	2-7/8 6.5# EUE 8 RD BOX x PIN, 6.5#, L-80 Integral Centralizers (6" OD Blades)	5.750	2.443	1.00	11154.00	11155.00	SLB-CPL
K20	Model SF Wireline Profile Nipples L-80, 1.875" F Profile x 2 7/8" EUE 8 RD	3.500	1.875	1.00	11155.00	11156.00	SLB-CPL
K21	2-7/8 6.5# EUE Box x Pin BLAST JOINTS WITH ICD NOZZLE (15 EA X 2.5 MM)	2.875	2.259	31.00	11156.00	11187.00	SLB-CPL
K22	2-7/8 6.5# EUE 8 RD BOX x PIN, 6.5#, L-80 Integral Centralizers (6" OD Blades)	5.750	2.443	1.00	11187.00	11188.00	SLB-CPL
K23	2-7/8 6.5# EUE Box x Pin TUBING PUP JOINT	2.875	2.445	10.00	11188.00	11198.00	SLB-CPL
K24	Model SR Wireline Profile Nipples L-80, 1.812" R Profile x 2 7/8" EUE 8 RD	3.500	1.810	1.00	11198.00	11199.00	SLB-CPL
K25	WIRE LINE RE-ENTRY GUIDE	3.900	2.443	1.00	11199.00	11200.00	SLB-CPL
UPPER ESP EQUIPMENT							
M1	3-1/2 9.2# PMJ Pin Up x 3-1/2 9.3# EUE Pin Down PUMP SUB	3.500	2.992	11.00	10128.84	10139.84	SLB-CPL
M2	Discharge Sensor	4.000	0.000	0.50	10139.84	10140.34	SLB-AL
M3	Discharge Sensor	4.000	0.000	0.72	10140.34	10141.06	SLB-AL
M4	Pump Upper	4.000	0.000	17.50	10141.06	10158.56	SLB-AL
M5	Pump Lower	4.000	0.000	17.50	10158.56	10176.06	SLB-AL
M6	Intake	5.130	0.000	1.10	10176.06	10177.16	SLB-AL
M7	Protector Upper	5.130	0.000	6.30	10177.16	10183.46	SLB-AL
M8	Protector Lower	5.130	0.000	6.30	10183.46	10189.76	SLB-AL
M9	Motor	5.620	0.000	14.40	10189.76	10204.16	SLB-AL
M10	Sensor	4.600	0.000	1.84	10204.16	10206.00	SLB-AL
M11	Spearg	2.870	0.000	1.00	10206.00	10207.00	SLB-AL
FLOW CROSS OVER + ESP SUPERIOR							
K8	Flow X-over, 4-1/2 12.6# PMJ B Up x 3-1/2 PMJ B, 3-1/2 PMJ B Down	8.500	2.25	1.50	10127.34	10128.84	SLB-CPL
Tabular String							
B1	Blanking Plug	1.875	0.000	1.00	11198.00	11199.00	SLB-CPL

ANEXO No 3
DIAGRAMA EQUIPO DE SUPERFICIE T- CABLE



ANEXO No 4
PRUEBAS DE LABORATORIO TEMPERATURA Y
VISCOSIDAD

ANEXO No 5
PRUEBAS CORELAB DE LA VISCOSIDAD EN FUNCIÓN
DE LA PRESIÓN

4000		2433.7		
3000		1993.6		
2879	Reservoir pressure	1940.3		
2000		1553.5		
1000		1113.4		
505	Saturation pressure	895.52		
300		1263.06	0.0135	93,750.150
150		1614.04	0.0133	121,552.912
0		2343.94		

Reservoir Fluid Viscosity v Pressure at 210°F

