

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Optimización de la producción mediante el análisis nodal de pozos perforados por WAYRA ENERGY en el campo OSO en el periodo de junio - noviembre 2019”

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEOS

Presentado por:

José Enrique Chávez Freire

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2019

DEDICATORIA

Este proyecto lo dedico a mis padres Francisco y Lotty, a mis hermanos Francisco y Sergio quienes con su apoyo y esfuerzo incondicional me ayudaron a superar los obstáculos para cumplir mis sueños.

A mis amigos, que fueron parte de mis alegrías durante el tiempo que pasé en la universidad.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por darme la fuerza, sabiduría y energía necesaria para cada día dar lo mejor de mí.

Quiero expresar mi gratitud con la empresa WAYRA ENERGY que me dio la oportunidad de realizar este proyecto.

Agradezco a ESPOL, mi alma mater por darme las oportunidades de estudio y seguir enriqueciendo mi conocimiento en este tiempo.

DECLARACIÓN EXPRESA

"Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; José Chávez, y doy mi consentimiento para que la ESPOI realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

José Enrique Chávez Freire

EVALUADORES

MSc. Danilo Arcentales
PROFESOR DE LA MATERIA

Ing. Karen Loor
PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El presente proyecto realiza un análisis nodal a los pozos perforados por la empresa Wayra Energy en el periodo de junio a noviembre del 2019 en el campo OSO perteneciente al bloque 7. El objetivo que se establece es la de optimizar la producción con la ayuda de esta herramienta que permite generar datos para la interpretación de los ingenieros. Se recopila y analiza información de los pozos OSOA-151, OSOA-152, OSOI-148, OSOI-149 y OSOI-153 para lograr determinar su comportamiento.

El análisis nodal es un método utilizado en la industria petrolera cuya finalidad es la de optimizar el rendimiento del pozo realizando diversas maniobras o cambiando equipos en el sistema de estudio que para este caso comprende el yacimiento y pozo. Para estos pozos, primero se analizó el yacimiento y se realizaron ajustes para que sean semejantes a los datos reales proporcionados por la empresa, luego de ello se realizó el análisis nodal haciendo sensibilidades en la frecuencia de operación.

Los resultados mostraron que el pozo OSOA-151 necesita un trabajo de reacondicionamiento debido a que el yacimiento posee un daño de formación muy elevado, para el resto de los pozos se determinó que se puede incrementar frecuencia siempre y cuando tomen en cuenta los parámetros del equipo y del pozo, así como también el comportamiento del yacimiento.

Palabras clave: Nodal, optimizar, frecuencia, producción.

ABSTRACT

This project performs a nodal analysis of the wells drilled by the company Wayra Energy in the period from June to November 2019 in the OSO field belonging to block 7. The objective is to optimize production with the help of this tool that allows to generate data for the interpretation of the engineers. Information is collected and analyzed from wells OSOA-151, OSOA-152, OSOI-148, OSOI-149 and OSOI-153 to determine their behavior.

Nodal analysis is a method used in the oil industry whose purpose is to optimize the performance of the well by performing some changes of the equipment in the study system that for this case includes the reservoir and well. For these wells, the reservoir was first analyzed, and adjustments were made to be like the actual data provided by the company, after which the nodal analysis was made making sensitivities in the frequency of operation.

The results showed that the OSOA-151 well needs a workover because the reservoir has a very high formation damage, for the rest of the wells it was determined that frequency can be increased as long as the equipment parameters are taken into account and of the well, as well as the behavior of the deposit.

Keywords: Nodal, optimize, frequency, production.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	I
ABSTRACT.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	V
SIMBOLOGÍA.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	IX
CAPÍTULO 1	1
1. Introducción	1
1.1 Descripción del problema	1
1.2 Justificación del problema	2
1.3 Objetivos	2
1.3.1 Objetivo General.....	2
1.3.2 Objetivos Específicos.....	2
1.4 Marco teórico	3
CAPÍTULO 2	9
2. Metodología	9
2.1 Ubicación del campo	9
2.2 Geología del campo	10
2.3 Descripción de los pozos.....	11
2.3.1 OSOA-151	11
2.3.2 OSOA-152.....	15
2.3.3 OSOI-148	17
2.3.4 OSOI-149	20
2.3.5 OSOI-153	23

2.4	Análisis Nodal	27
CAPÍTULO 3		33
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS	33
3.1	Análisis de pozos	33
3.1.1	OSOA-151	33
3.1.2	OSOA-152	35
3.1.3	OSOI-148	36
3.1.4	OSOI-149	37
3.1.5	OSOI-153	38
CAPÍTULO 4		41
4.	Conclusiones y recomendaciones	41
4.1	Conclusiones.....	41
4.2	Recomendaciones.....	42
BIBLIOGRAFÍA		44
ANEXOS		45

ABREVIATURAS

TIDC	Tapered Internal Diameter Tubing Completion
NE-SW	Northeast- Southeast
NNE-SSW	North-Northeast - South-Southwest
TVD	Profundidad vertical, pies
API	American Petroleum Institute
PVT	Presión, volumen, temperatura
IP	Índice de productividad
BAPD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Basic sediments and water
AOF	Absolute Open Flow

SIMBOLOGÍA

° API	Densidad del petróleo
Pb	Presión de burbuja
Rs	Solubilidad del gas
GOR	Relación gas –petróleo
Bo	Factor volumétrico del petróleo
Rs	Relación gas-petróleo en solución
yg	Gravedad específica del gas
TF	Temperatura del yacimiento en grados Fahrenheit
yo	Gravedad específica del petróleo
μ_o	Viscosidad del petróleo, cps
T	Temperatura del sistema, R
a	Factor de compensación
Pr	Presión del yacimiento
Tr	Temperatura del yacimiento en grados Fahrenheit
MidPerf	Mitad de los perforados
K	Permeabilidad
rw	Radio del pozo
S	Daño de formación
re	Radio de drenaje
OD	Diámetro externo
ID	Diámetro interno
MD1	Profundidades medidas en pies

MD2	Profundidades medidas en pies
T1	Temperaturas en °F según las profundidades M1
T2	Temperaturas en °F según las profundidades M2
Psia	Libras por cada pulgada al cuadrado
Hz	Hertz
MMscf	Millones de pies cúbicos estándar

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Pérdida de energía en forma de presión de los componentes del sistema de producción	4
Figura 1.2 Curvas de oferta y demanda del sistema	5
Figura 1.3 Comparación de antes y después de la producción en escala logarítmica	6
Figura 1.4 Tres tipos de completaciones TIDC. (a) Duplex, (b) Triplex, (c) Quad	7
Figura 1.5 Resultados obtenidos implementando las completaciones TIDC.....	8
Figura 2.1 Ubicación del bloque 7	9
Figura 2.2 Ubicación del campo OSO	9
Figura 2.3 Mapa estructural de los pozos.....	11
Figura 2.4 Esquema mecánico del pozo OSOA-151	12
Figura 2.5 Gráfica operacional de la bomba electro sumergible del pozo OSOA-151 ..	13
Figura 2.6 Registro eléctrico del pozo OSOA- 151	14
Figura 2.7 Esquema mecánico del pozo OSOA-152	15
Figura 2.8 Gráfica operacional de la bomba electro sumergible del pozo OSOA-152 ..	16
Figura 2.9 Registro eléctrico del pozo OSOA-152.....	16
Figura 2.10 Esquema mecánico del pozo OSOI-148.....	18
Figura 2.11 Gráfica operacional de la bomba electro sumergible del pozo OSOI-148..	18
Figura 2.12 Registro eléctrico del pozo OSOI-148	19
Figura 2.13 Esquema mecánico del pozo OSOI-149.....	21
Figura 2.14 Gráfica operacional de la bomba electro sumergible del pozo OSOI-149..	21
Figura 2.15 Registro eléctrico del pozo OSOI-149	22
Figura 2.16 Esquema mecánico del pozo OSOI-153.....	24
Figura 2.17 Gráfica operacional de la bomba electro sumergible del pozo OSOI-153..	25
Figura 2.18 Registro eléctrico del pozo OSOI-153	26
Figura 3.1 Curvas de Inflow y Outflow con análisis de sensibilidad de frecuencia de operación del pozo OSOA-151.....	33
Figura 3.2 Resultados de análisis nodal con sensibilidad del pozo OSOA-152	35
Figura 3.3 Resultados de análisis nodal con sensibilidad del pozo OSOI-148.....	36
Figura 3.4 Resultados de análisis nodal con sensibilidad del pozo OSOI-149.....	37

Figura 3.5 Resultados de análisis nodal con sensibilidad del pozo OSOI-153..... 39

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Resultados de la interpretación petrofísica OSOA-151	15
Tabla 2.2 Resultados de la interpretación del pozo OSOA-152.....	17
Tabla 2.3 Resultados de la interpretación del pozo OSOI-148	20
Tabla 2.4 Resultados de la interpretación del registro de pozo OSOI-149	23
Tabla 2.5 Resultados de la interpretación del registro de pozo OSOI-153	26
Tabla 2.6 Resultados de análisis PVT sintético	27
Tabla 2.7 Datos ingresados al software por pozo.....	30
Tabla 2.8 Datos de tuberías por pozos.....	31
Tabla 2.9 Datos para gradiente de temperatura por pozo	32
Tabla 3.1 Resultados de análisis de sensibilidad del pozo OSOA-151	34
Tabla 3.2 Resultados de sensibilidad de factor de daño del pozo OSOA-151	34
Tabla 3.3 Resultados de análisis de sensibilidad del pozo OSOA-152.....	36
Tabla 3.4 Resultados de análisis de sensibilidad de frecuencia del pozo OSOI-148	37
Tabla 3.5 Resultados de análisis de sensibilidad de frecuencia del pozo OSOI-149	38
Tabla 3.6 Resultados de análisis de sensibilidad de frecuencia del pozo OSOI-153	40

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Uno de los objetivos principales de la Ingeniería de operaciones petroleras es la optimización de la productividad de los pozos para obtener su máximo beneficio económico. Se efectúa este estudio con el objetivo de optimizar la producción mediante el análisis nodal en los pozos perforados por WAYRA ENERGY durante el período de junio a noviembre del 2019. Estos pozos se encuentran localizados en el Oriente ecuatoriano dentro del Bloque 7 en el campo OSO. En la actualidad los pozos perforados poseen el sistema de bombeo electro sumergible de la compañía Alkorayef y son operados por WAYRA ENERGY.

El análisis nodal es el estudio más usado dentro de la industria petrolera para evaluar el comportamiento del pozo; este método realiza un análisis del sistema para determinar la caída de presión donde se involucra al yacimiento, la cara del pozo, el fondo del pozo, la completación, cualquier equipo de levantamiento artificial y las condiciones de superficie hasta llegar al separador. Esto se debe a que existen restricciones de flujo desde que el fluido sale del yacimiento hasta que llega al separador, lo cual hace que pierda energía y a su vez el pozo no produzca de manera óptima.

Una vez realizado el estudio del sistema, se detecta el problema que se debe solucionar. Un correcto análisis nodal nos permite seleccionar el diámetro de la tubería de producción, así como también el diámetro de la línea de flujo en superficie, el diseño de empaques de grava, entre otros. Para el presente estudio, la aplicación del análisis nodal ayuda a rediseñar el equipo de bombeo electro sumergible y proponer trabajo de reacondicionamiento de pozo.

1.1 Descripción del problema

La WAYRA ENERGY realiza un trabajo en conjunto con los diferentes departamentos que conforman la empresa. Para el desarrollo de un nuevo pozo, el departamento de geociencias se encarga de realizar las simulaciones numéricas del yacimiento para determinar las coordenadas objetivo del pozo y estimar un índice de productividad lo cual es usado para que el departamento de operaciones

diseñe el equipo de bombeo electro sumergible, es decir, que se involucra un análisis de yacimiento. Por lo tanto, es conveniente la realización del presente estudio a los pozos perforados por la empresa donde se involucran las condiciones de yacimiento, pozo y superficie para lograr una optimización en la producción. Al realizar el análisis nodal se obtendrán resultados que identifican el lugar del problema para los cuales se propondrán trabajos de reacondicionamiento y/o rediseño del equipo de levantamiento artificial.

1.2 Justificación del problema

La implementación del análisis nodal en este proyecto permite un estudio en conjunto del yacimiento, pozo y superficie para determinar las caídas de presión en el sistema y así poder rediseñar el equipo de levantamiento artificial y/o proponer un trabajo de reacondicionamiento de los pozos. Este análisis se lo realizará simulando las condiciones del pozo, yacimiento y superficie para determinar el problema y así proponer una solución económicamente rentable.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Realizar el análisis nodal de los pozos OSOA-151, OSOA-152, OSOI-148, OSOI-149 y OSOI-153; mediante el uso de software para determinar la óptima producción de los pozos.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Recopilar información de los pozos OSOA-151, OSOA-152, OSOI-148, OSOI-149 y OSOI-153 perforados por WAYRA ENERGY para realizar análisis de los mismos.
- Analizar el historial de producción, presiones y eventos de los pozos OSOA-151, OSOA-152, OSOI-148, OSOI-149 y OSOI-153 para conocer su comportamiento y estado actual.
- Revisar los equipos de bombeo electro sumergibles de la compañía Alkorayef mediante la verificación de sus catálogos para conocer los parámetros operacionales.

- Realizar el análisis nodal de los pozos OSOA-151, OSOA-152, OSOI-148, OSOI-149 y OSOI-153 mediante la información ingresada al software para conocer las pérdidas de energía en el sistema que involucra al yacimiento, pozo y superficie.
- Recomendar una optimización en la producción de los pozos OSOA-151, OSOA-152, OSOI-148, OSOI-149 y OSOI-153 en base a los resultados obtenidos de los análisis nodales realizados en los pozos.

1.4 Marco teórico

En la producción de un pozo de petróleo están involucrados las condiciones de yacimiento, pozo y superficie en el cual el fluido comienza su recorrido desde el radio de drenaje en el yacimiento con una presión estática, su viaje sigue por el medio poroso hasta llegar al final de la zona no invadida donde tendrá una presión de fondo fluyente estática, para este instante el fluido ya tiene una pérdida de energía en forma de presión cuya significancia depende de las características del yacimiento que limitan la capacidad de flujo tales como porosidad, permeabilidad y movilidad; así como también la viscosidad del fluido que es el parámetro que se define como la resistencia al flujo. El fluido sigue su recorrido atravesando la zona invadida en el cual la pérdida de energía depende del daño de la formación que es una reducción del flujo causado por las operaciones de perforación y completación del pozo, este segmento abarca hasta la cara del pozo. Luego atraviesa el cemento y la tubería de producción perforada por lo tanto el fluido tiene una caída de presión que depende de la trituración del cemento y tubería a causa de los disparos en la operación de completación, este ingresa al fondo del pozo donde tendrá una presión de fondo fluyente.

El fluido continúa su camino por la tubería de producción hasta llegar al cabezal del pozo. En este trayecto tiene una caída de presión a causa de la gravedad, válvulas de restricción de flujo, fricción en las paredes internas de la tubería y otros accesorios en la tubería que causen pérdidas de presión. Al llegar a superficie, el fluido tiene una presión de cabeza debido a las diversas válvulas que posee el cabezal del pozo lo cual provoca una caída de presión en el sistema, pero sigue siendo suficiente para que el fluido llegue al separador. Para el presente estudio, el análisis nodal se enfoca hasta el cabezal de producción.

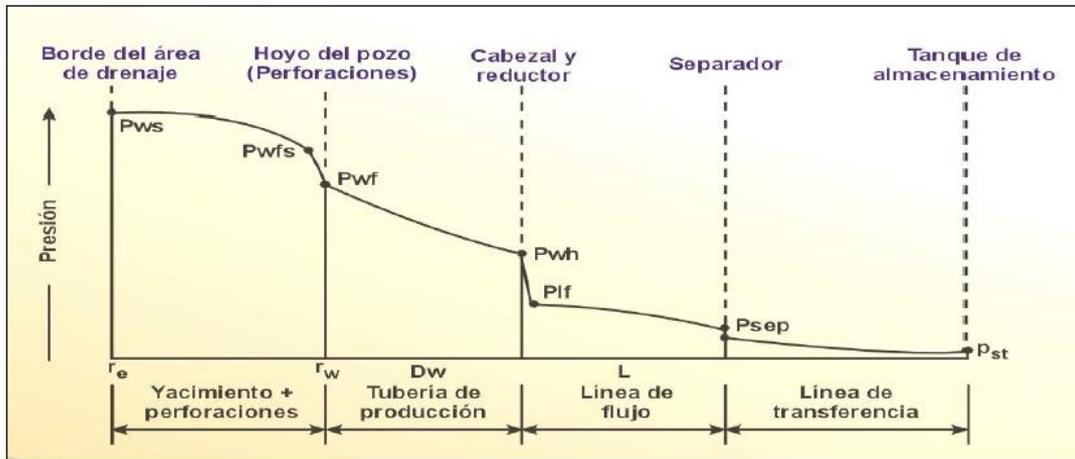


Figura 1.1 Pérdida de energía en forma de presión de los componentes del sistema de producción
Fuente: (Maggiolo, 2008)

Para estudiar este comportamiento y determinar el punto del problema en el cual al solucionarlo se mejorará la productividad del pozo, durante muchos años se ha usado el análisis nodal para conocer el estado del sistema de producción y la interacción de cada uno de sus componentes. Este análisis fue propuesto por Gilbert en 1954 y discutido por Nind en 1964 para finalmente Brown en 1978, así lo publica en su libro "Production Optimization using NODAL Analysis" (Beggs, 1991)

El proceso de este análisis consiste en la selección de un punto o también llamado nodo, mediante el cual divide al sistema. Lo que está aguas arriba del nodo comprende en el análisis el segmento de la curva "inflow" u oferta, lo que se encuentra aguas abajo del nodo involucra el segmento de "outflow" o demanda. Para cada componente del sistema existe una relación entre la caída de presión y el caudal de flujo siempre y cuando se cumpla que el flujo que entra al nodo es igual al flujo que sale (Ley de conservación de la masa); y solo una presión puede existir en el nodo.

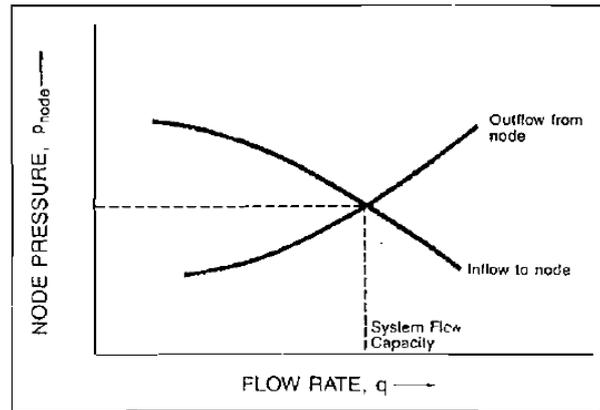


Figura 1.2 Curvas de oferta y demanda del sistema
Fuente: (Beggs, 1991)

Existen varios beneficios al aplicar este análisis en el sistema de producción debido a la eficiencia que se tiene al analizar cada uno de los componentes; nos ayuda a seleccionar el tamaño correcto de la tubería de producción, así como también seleccionar el tamaño correcto de la tubería de flujo en superficie, ayuda al diseño del empaque de grava, el dimensionamiento de la válvula estranguladora en superficie, también de la válvula de seguridad en el pozo, permite analizar la existencia de una restricción al flujo anormal, el diseño de un sistema de levantamiento artificial, la simulación de una estimulación al pozo, analiza los efectos de la densidad de disparos, predice los efectos de depletación según la capacidad de producción, analiza un sistema de producción que involucra varios pozos y ayuda a conocer el comportamiento del campo en el tiempo.

Se ha realizado una extensa revisión de los estudios recientes relacionados a la optimización de la producción usando el análisis nodal. En el 2019 Abdulazziz Al-Qasim (Al-Qasim et al., 2019) realizó un estudio sobre las aplicaciones del análisis nodal para optimizar la producción en el cual analizó 11 diferentes pozos cuyas producciones eran de diferentes tipos de arena y tipos de levantamiento artificial, es decir, que las características de la roca y fluido variaban según el pozo. Mediante el análisis nodal, obtuvo diversos resultados positivos logrando la optimización de la producción, de entre los cuales para uno de los pozos de estudio que tenía un factor de daño muy elevado, en la simulación cambió el diámetro de la tubería de producción y recomendó una estimulación con ácido a la arena para disminuir el factor de daño a un valor óptimo logrando aumentar la producción en 500 %.

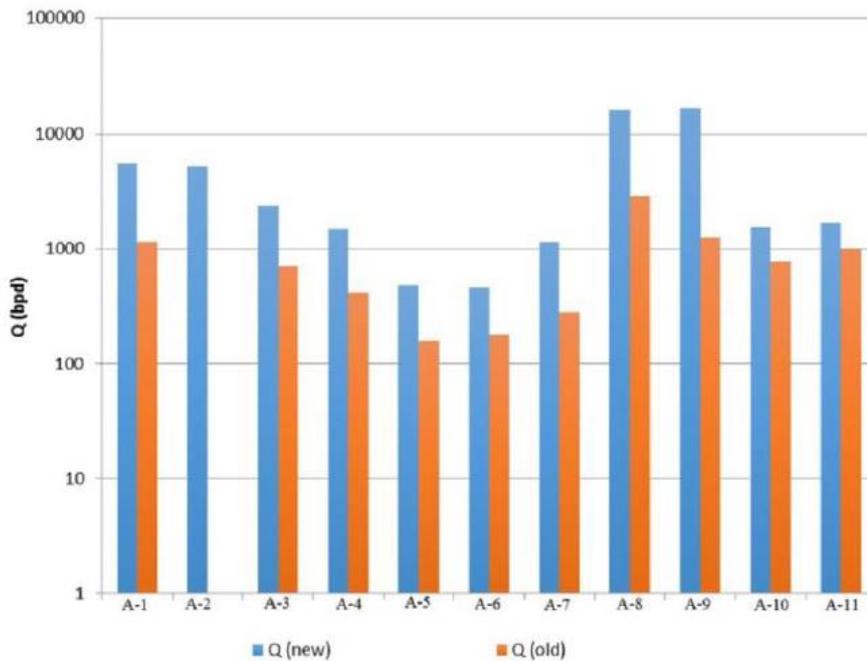


Figura 1.3 Comparación de antes y después de la producción en escala logarítmica
Fuente: (Al-Qasim et al., 2019)

Por otro lado, Zainub Noor (Noor et al., 2017) junto con otros colaboradores hicieron una publicación en el 2017 sobre el diseño de pozos usando la simulación de yacimientos junto con el análisis nodal. Realizaron un análisis de sensibilidad para investigar los efectos de las posibles completaciones en la productividad del pozo y su repercusión económica. Al realizar estas simulaciones en conjunto pudieron estudiar el reservorio en estado estático y dinámico para conocer diversos posibles escenarios en el cual pudieron diseñar el pozo y seleccionar el tipo de levantamiento artificial óptimo. Una aplicación importante del análisis nodal es que nos ayuda a visualizar el posible comportamiento del pozo a través del tiempo.

Un caso de estudio se publicó en el 2018 por Izurieta (Izurieta et al., 2018) en el cual presentó junto a colaboradores los resultados de la conocida como mayor campaña de fracturación hidráulica en un mismo campo, esto ocurrió en el campo Drago localizado en el Oriente Ecuatoriano. Estos reacondicionamientos de pozos se realizaron con la finalidad de incrementar la producción mediante la fractura hidráulica y análisis nodal completo, dentro de estos trabajos lograron mejorar el factor de daño de los pozos y determinaron que se completen con el sistema de bombeo electro sumergible. Los

resultados fueron positivos ya que se incrementó la producción del campo en aproximadamente 200 % y por consiguiente la rentabilidad de este mejoró.

En el 2009 M. Rafiqul Awal (Awal et al., 2009) junto a un colaborador publicaron acerca del uso del análisis nodal para mejorar la completación de los pozos y obtener un mejor desempeño en la producción de los campos maduros. Este estudio exploratorio lo realizaron debido a que generalmente en un campo maduro las operadoras invierten en ellos cuando el precio del barril de crudo se encuentra un valor alto, es por ello que introdujeron el concepto de TIDC (Tapered Internal Diameter Tubing Completion) en el cual, para no realizar trabajos de reacondicionamiento en el yacimiento, propusieron la realización de un análisis nodal en la tubería de producción.

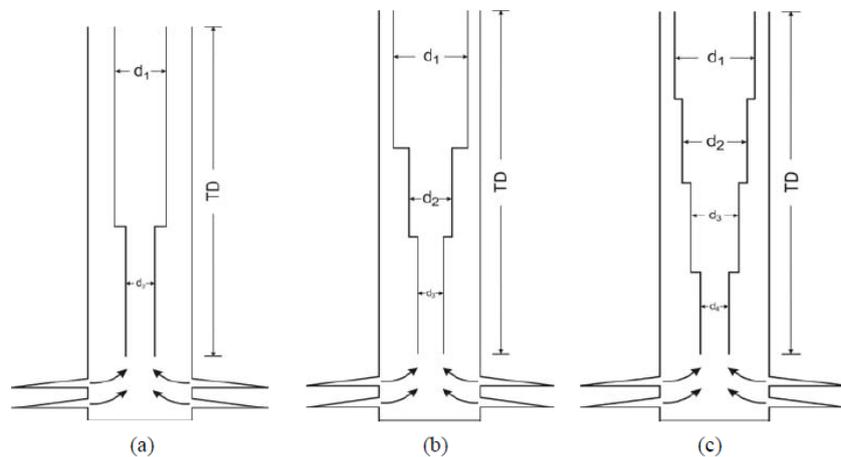


Figura 1.4 Tres tipos de completaciones TIDC. (a) Duplex, (b) Triplex, (c) Quad
Fuente: (Awal et al., 2009)

Este concepto se refiere a la colocación de tuberías de producción de diferentes diámetros formando una especie de cono. Los resultados de esta simulación concluyeron que la producción aumentó a medida que se adicionaban de cambios en el diámetro en la tubería.

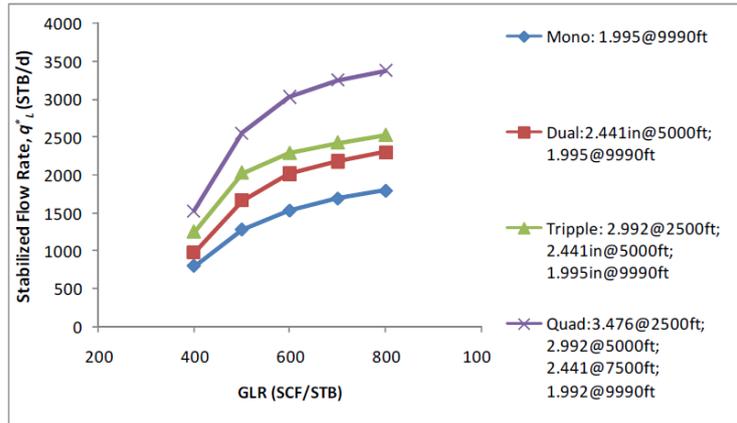


Figura 1.5 Resultados obtenidos implementando las completaciones TIDC.
Fuente: (Awal et al., 2009)

Para este proyecto se realizará el análisis nodal a los pozos OSOA-151, OSOA-152, OSOI-148, OSOI-149 y OSOI-153; se estudiará el yacimiento colocando un nodo y realizando el análisis nodal, en caso de que se concluya que la formación este dañada, se propondrá un trabajo de reacondicionamiento del pozo. Otra zona de estudio es el pozo, para cual se colocará un nodo para analizar el comportamiento del fluido mientras realiza su recorrido a superficie; entonces, si luego de la simulación se concluye que el sistema de levantamiento artificial presenta alguna anomalía, se propondrá un rediseño del equipo.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

2.1 Ubicación del campo

El campo OSO pertenece al Bloque 7 ubicado a 15 km al sur de la ciudad del Coca hacia el sureste del campo Gacela, en el centro-occidente de la Cuenca Oriente.

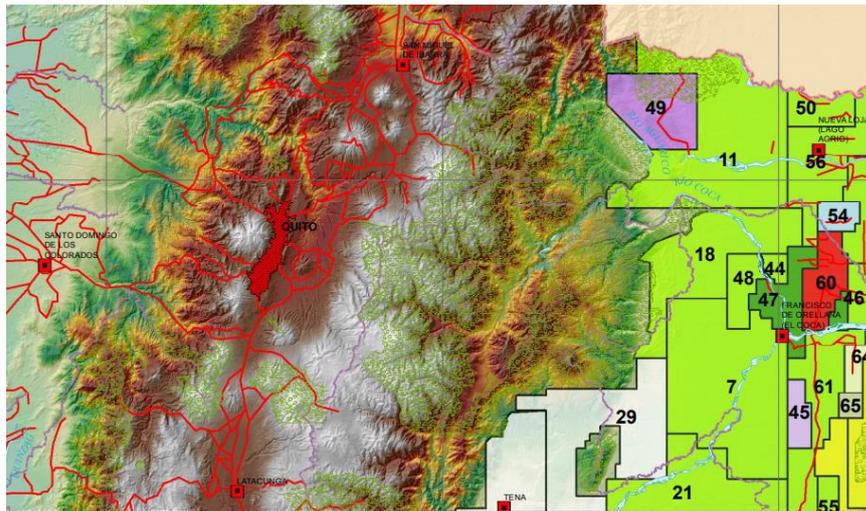


Figura 2.1 Ubicación del bloque 7

Fuente: (PETROAMAZONAS/WAYRA ENERGY, 2019a)

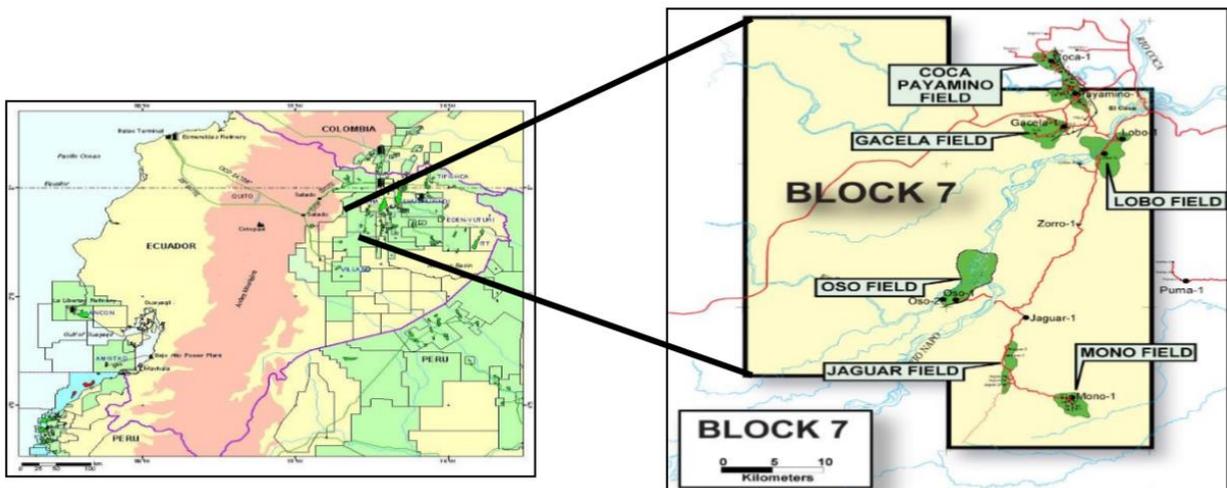


Figura 2.2 Ubicación del campo OSO

Fuente: (PETROAMAZONAS/WAYRA ENERGY, 2019a)

2.2 Geología del campo

Dentro del marco geológico, el Bloque 7 está situado en la parte centro-occidental de la Cuenca Oriente del Ecuador, cerca de la transición entre la planicie selvática de la Amazonía y la zona subandina con presencia de fallas y levantamientos.

La estructura geológica del Bloque es un anticlinal asimétrico ligeramente alargado en sentido NE-SW con una longitud de aproximadamente 14 km y ancho de 8 km. La estructura está controlada hacia el Sur y Este por una falla inversa de alto ángulo, que se origina en el basamento, producto de la inversión tectónica de antiguas fallas normales, la misma que está orientada principalmente NNE-SSW. Los pozos que fueron perforados durante este periodo producen desde la formación Hollín.

El tope de la Formación Hollín se caracteriza en las líneas sísmicas, por un reflector variable, de amplitud positiva fuerte a débil, normalmente discontinuo. Este reflector se genera en el fuerte contraste de impedancia acústica existente entre la denominada Arenisca Hollín Superior y el intervalo lutítico que conforma la base de la Formación Napo.

La Arenisca Hollín Superior es un depósito de barras arenosas cuarzo-glaucónificas englobadas en una secuencia arcilloso-calcáreo. Las barras arenosas tienen escasa distribución areal, aunque localmente pueden presentar un desarrollo limitado.

La Arenisca Hollín Principal está constituida por facies de planicie fluvial ramificada. En la mayor parte de la Cuenca Oriente, esta formación consta de areniscas fluviales, de baja a alta sinuosidad (planicie aluvial), con limitada presencia de lutitas de ribera y canal.

Se presume la existencia de hidrodinamismo del contacto Agua-Petróleo en el cuerpo geológico que rige el mecanismo de producción de este yacimiento. No existe pruebas fehacientes de la presencia de compartimientos que rijan contactos diferentes que puedan ser atribuidos a zonas o plataformas, por tanto, se presume la existencia de un contacto Agua-Petróleo inclinado.

A continuación, se muestra la ubicación de los pozos OSOA-151, OSOA-152, OSOI-148, OSOI-149 Y OSOI-153 en el mapa estructural.

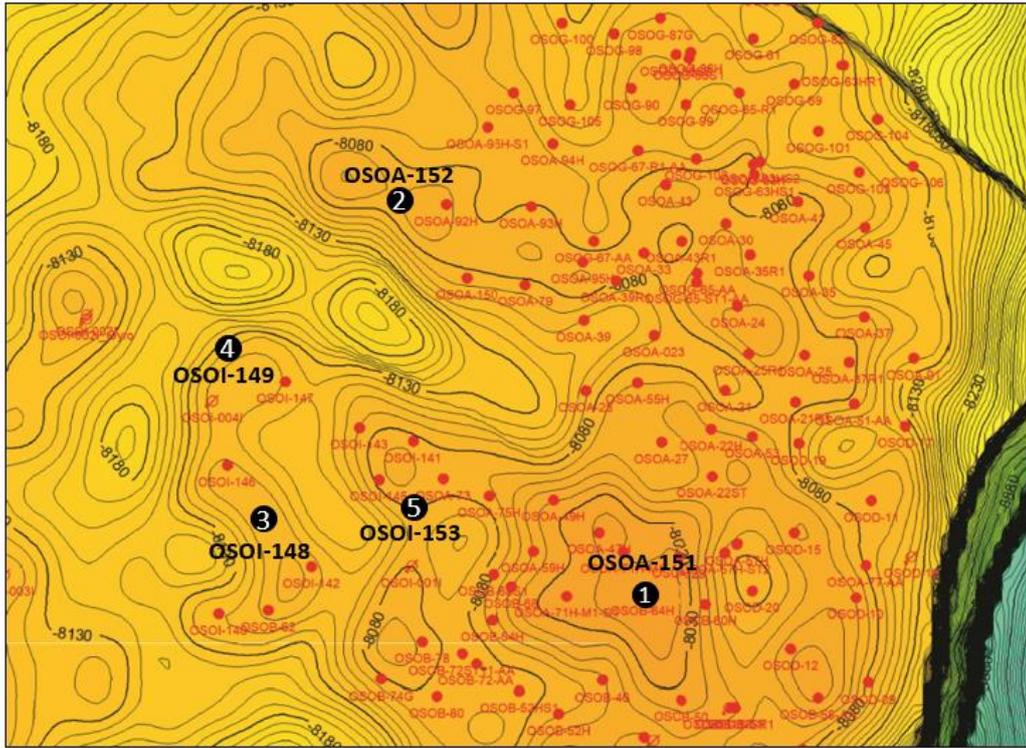


Figura 2.3 Mapa estructural de los pozos
Fuente: (Wayra Energy, 2019c)

2.3 Descripción de los pozos

2.3.1 OSOA-151

Es un pozo direccional tipo S, cuya perforación la realizó Wayra Energy a través del taladro SINOPEC 185. Las operaciones de perforación iniciaron el 16 de mayo de 2019 y finalizaron el 10 de junio del 2019, alcanzando una profundidad de 9153 pies en TVD (10085 pies en MD).

La completación inició el 10 de junio de 2019 y finalizó el 17 de junio del mismo año. El pozo posee una completación simple y con el sistema de bombeo electro sumergible de la compañía Alkorayef. Se seleccionó una bomba WD3000 de 288 etapas en tándem de 96 etapas para este pozo, con un motor 560 Series de la misma compañía.

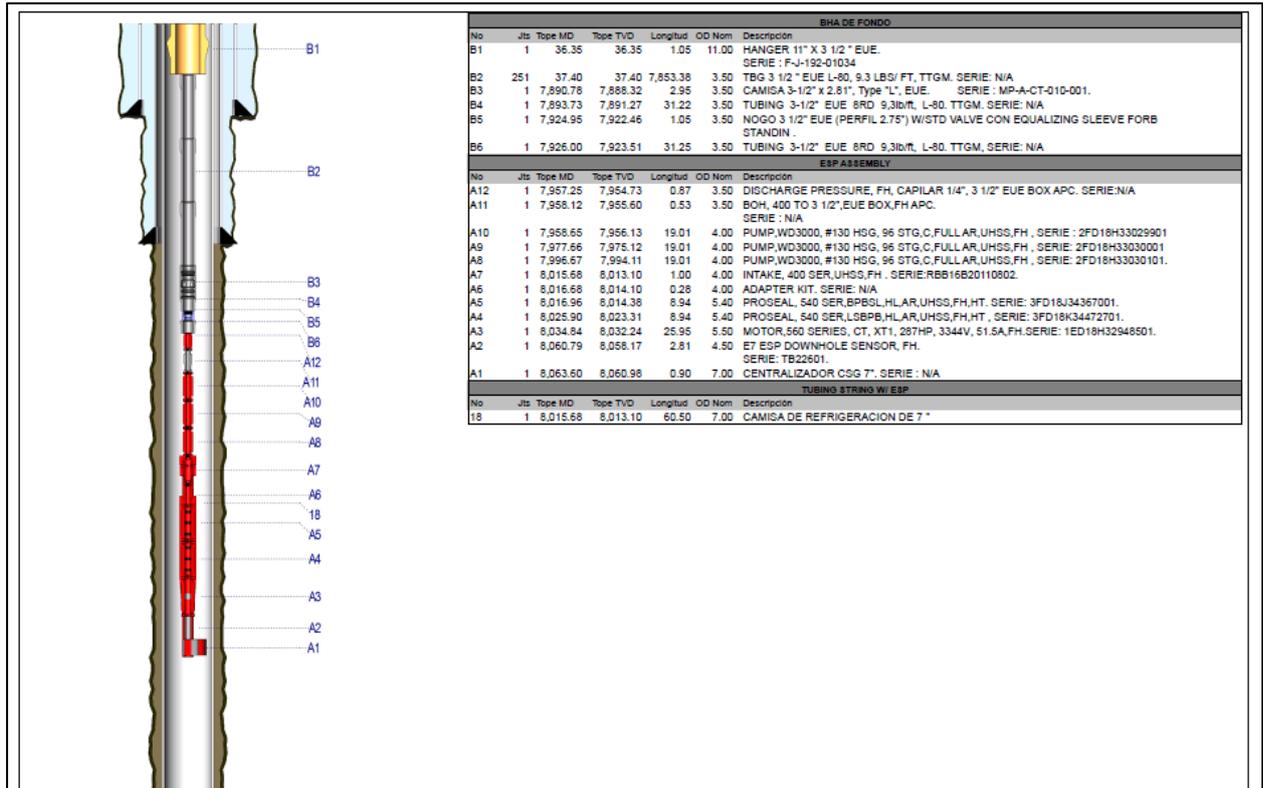


Figura 2.4 Esquema mecánico del pozo OSOA-151
Fuente: Anexo A

Se muestra a continuación la gráfica del rango operacional de la bomba usada en este pozo.

WD-3000

400 series

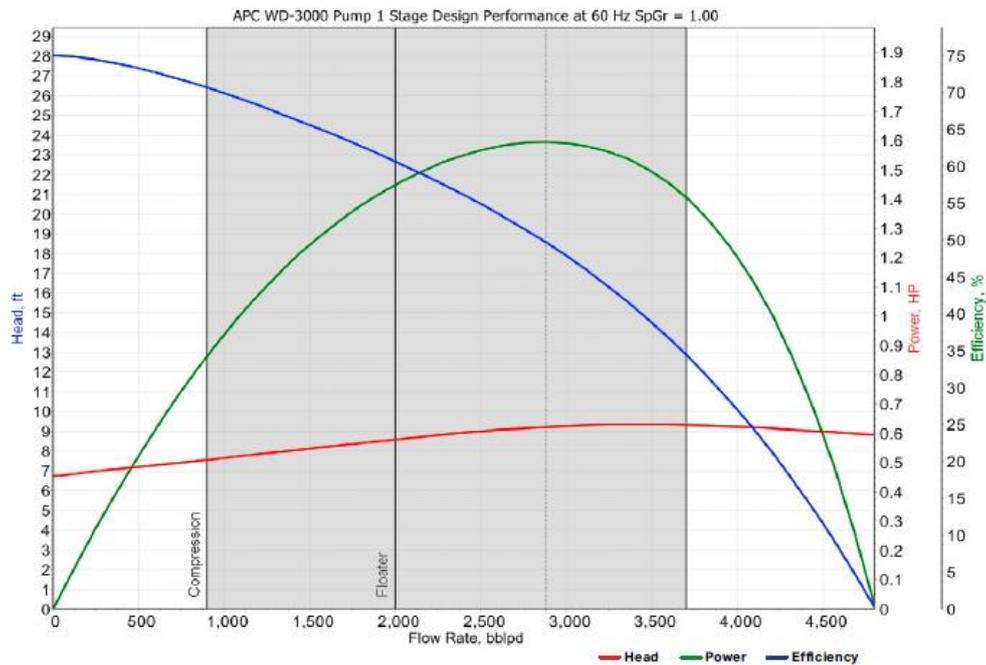


Figura 2.5 Gráfica operacional de la bomba electro sumergible del pozo OSOA-151
Fuente: (Alkhorayef Product Catalog, 2019)

De acuerdo con el registro eléctrico realizado al pozo, se procedió a realizar la respectiva interpretación en la cual se determinó disparar a la arenisca Hollín en un intervalo de 28 de pies en varias secciones tal como se muestra en la siguiente ilustración.

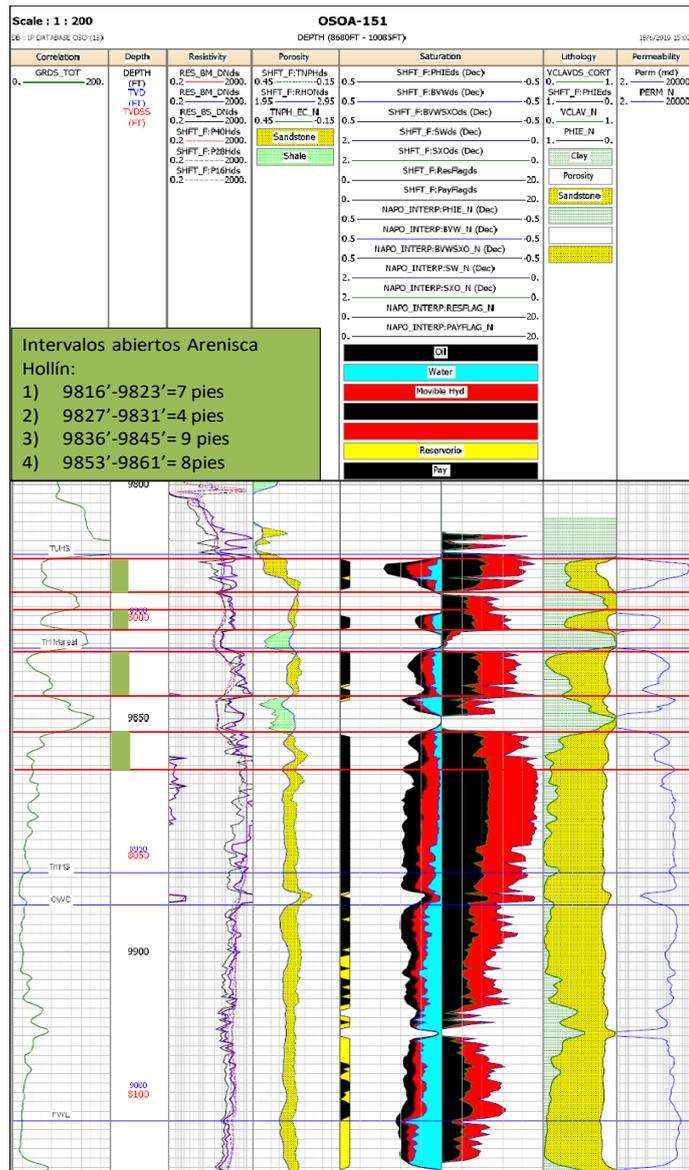


Figura 2.6 Registro eléctrico del pozo OSOA- 151
Fuente: (PETROAMAZONAS/WAYRA ENERGY, 2019a)

Los resultados de la interpretación petrofísica de la arenisca Hollín se muestran a continuación.

Tabla 2.1 Resultados de la interpretación petrofísica OSOA-151
Fuente: (PETROAMAZONAS/WAYRA ENERGY, 2019f)

Parámetros Arenisca Hollín, pozo OSOA-151						
Profundidad MD	Tope TVD	Base TVD	Espesor TVD	Espesor Neto TVD	Porosidad	Saturación de agua
9836 pies	8909 pies	8962 pies	53 pies	45 pies	0,16	0,17

2.3.2 OSOA-152

Es un pozo direccional tipo J, cuya perforación la realizó Wayra Energy a través del taladro SINOPEC 185. La perforación inició el 17 de junio del 2019 logrando una profundidad objetivo de 9183 pies en TVD (12510 pies en MD), las operaciones de perforación finalizaron el 19 de julio del 2019.

Inmediatamente iniciaron las operaciones de completación el día 19 de julio del 2019 y finalizaron el 26 de julio del 2019. El pozo posee una completación simple con "Y-tool" y una bomba electro sumergible de la compañía Alkorayef, esta es una bomba WD3000 de 288 etapas en tándem de 96 etapas con un motor 560 Series de la misma compañía.

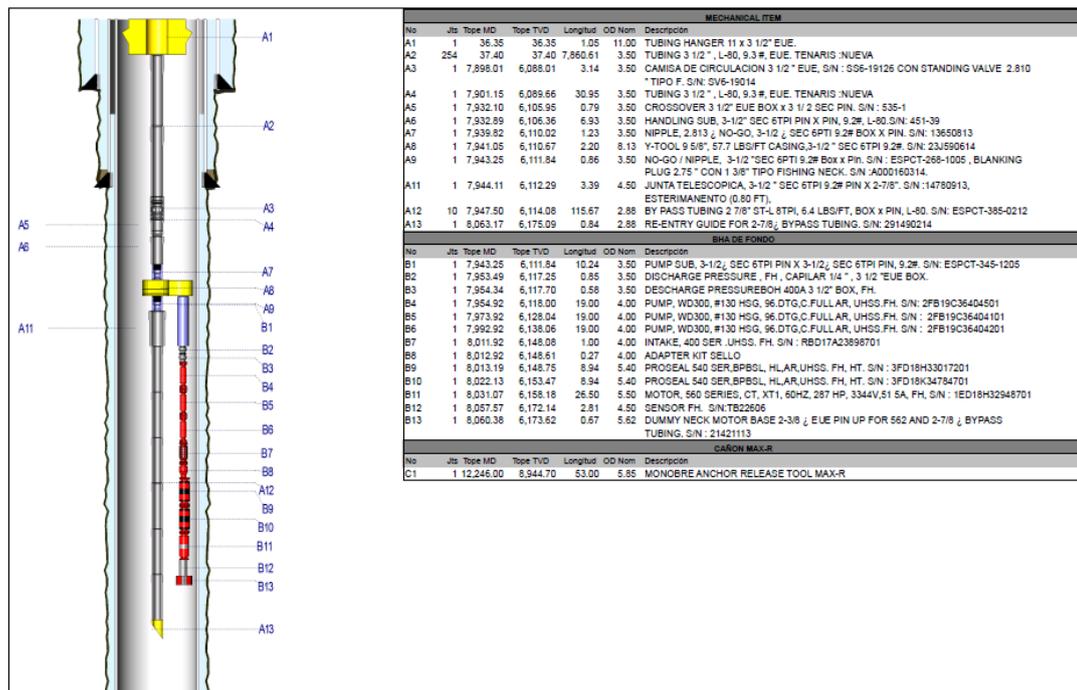


Figura 2.7 Esquema mecánico del pozo OSOA-152
Fuente: Anexo B

Los resultados de la interpretación se muestran a continuación. Se determinó abrir un intervalo del yacimiento Hollín de 35 pies (8950 pies a 8985 pies en TVD).

Tabla 2.2 Resultados de la interpretación del pozo OSOA-152
Fuente: (PETROAMAZONAS/WAYRA ENERGY, 2019g)

Parámetros Arenisca Hollín, pozo OSOA-152						
Profundidad MD	Tope TVD	Base TVD	Espesor TVD	Espesor Neto TVD	Porosidad	Saturación de agua
12261 pies	8958 pies	9006 pies	48 pies	44,1 pies	0,146	0,233

2.3.3 OSOI-148

Es un pozo tipo “S” cuya perforación la realizó Wayra Energy a través del taladro SINOPEC 185. Las operaciones de perforación iniciaron el 1 de agosto del 2019 y finalizaron el 26 de agosto del mismo año, logrando una profundidad objetivo de 9545 pies en MD (9316 pies en TVD).

Las actividades de completación iniciaron el 26 de agosto del 2019 y finalizaron el 2 de septiembre del 2019. El pozo posee una completación simple con “Y-tool” y un sistema de bombeo electro sumergible de la compañía Alkorayef. La bomba es WE1500 de 104 etapas con un motor 540 Series de la misma compañía.

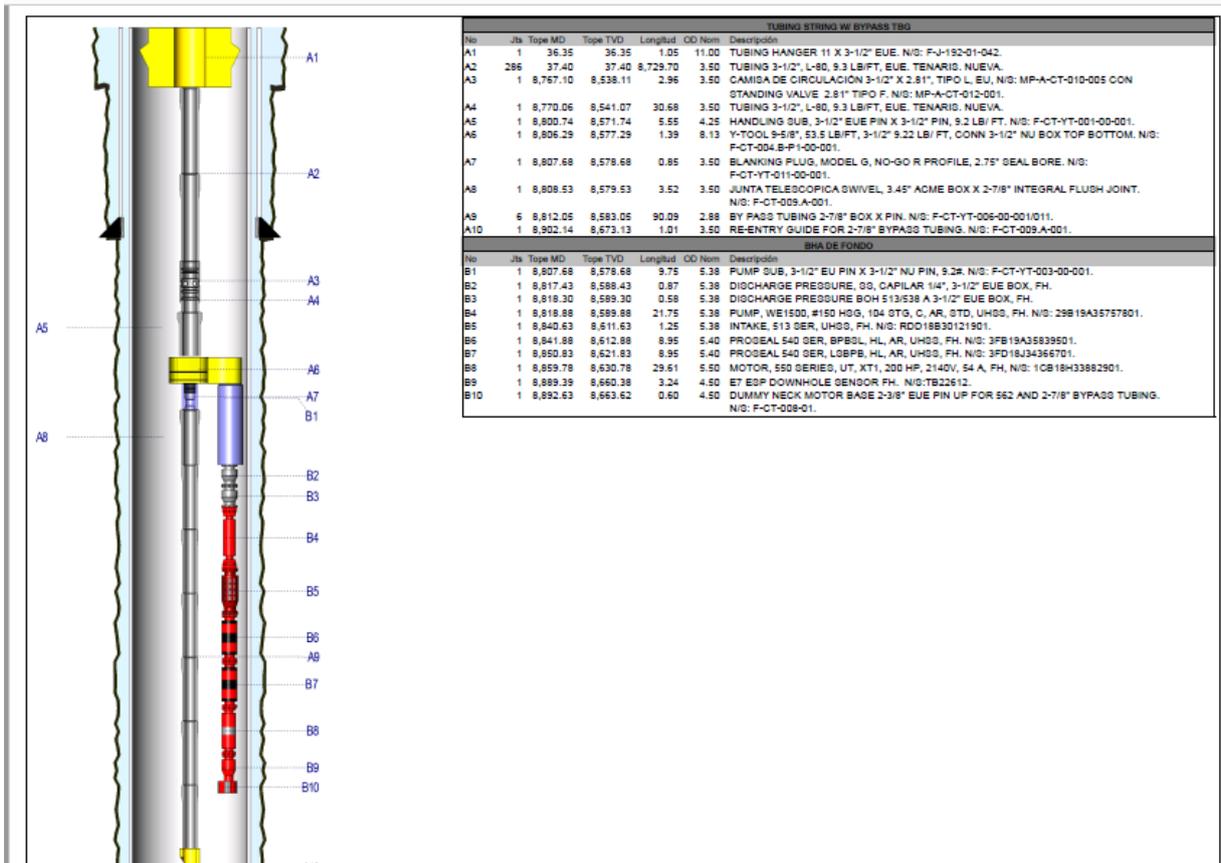


Figura 2.10 Esquema mecánico del pozo OSOI-148
Fuente: Anexo C

WE-1500 538 series

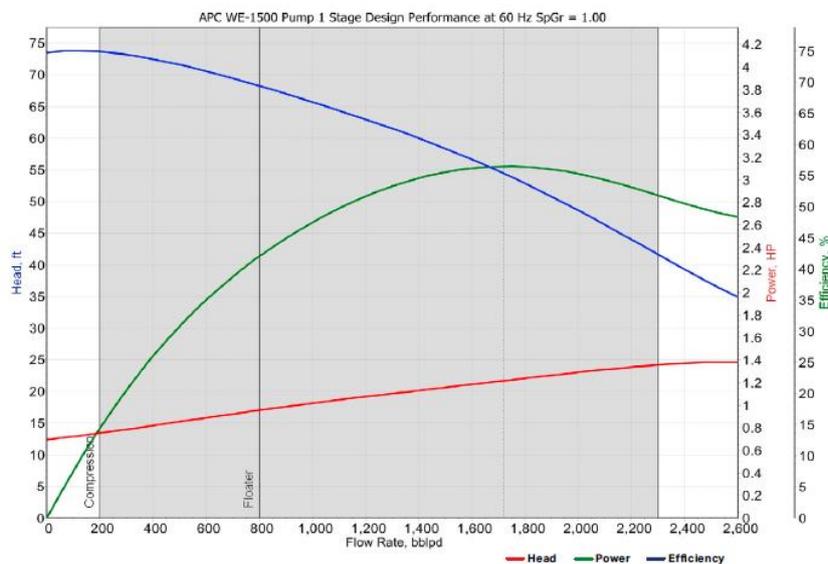


Figura 2.11 Gráfica operacional de la bomba electro sumergible del pozo OSOI-148
Fuente: (Alkhorayef Product Catalog, 2019)

A continuación, se muestra el registro eléctrico realizado al pozo donde se observa 7 tracks en la cual luego del análisis se determinó abrir un intervalo de producción de 10 pies (9295 pies a 9305 pies en TVD).

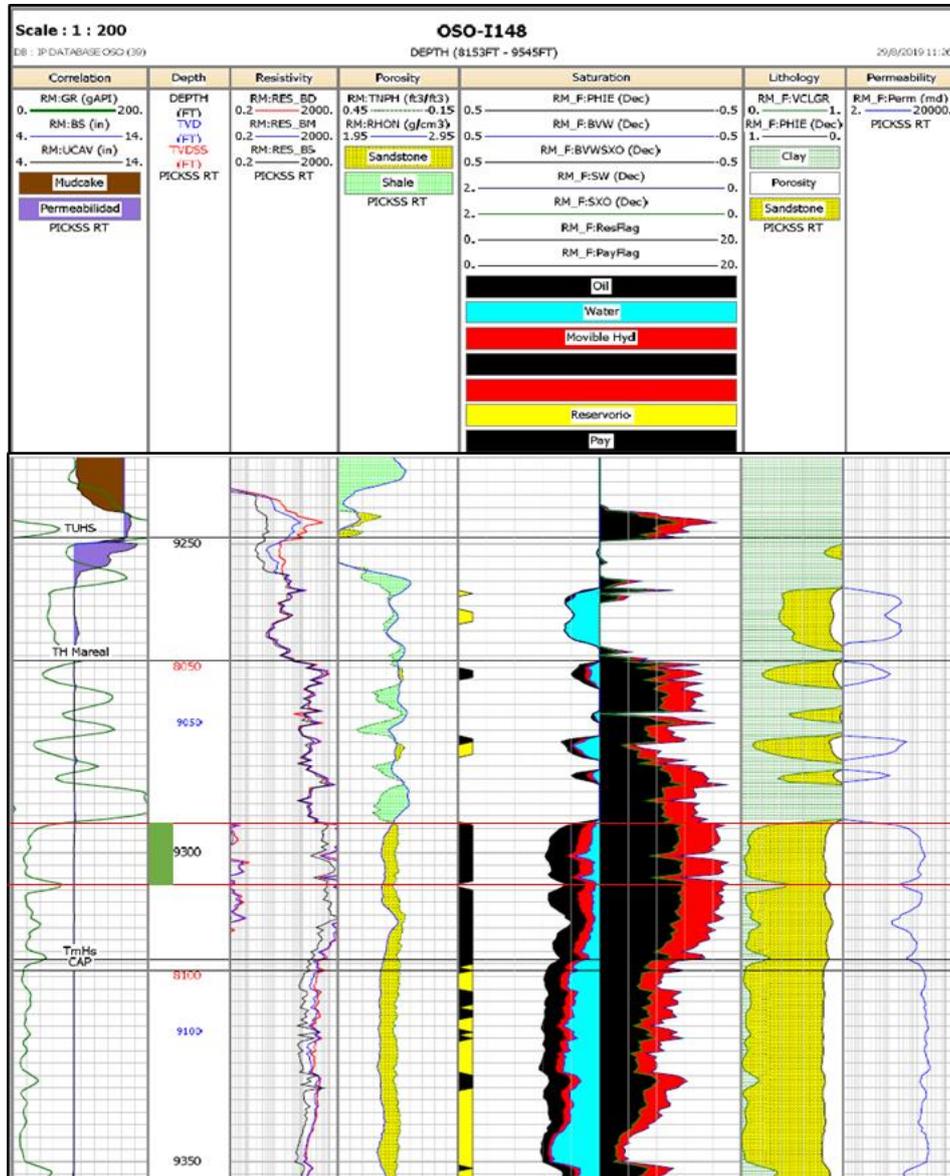


Figura 2.12 Registro eléctrico del pozo OSOI-148
 Fuente: (Wayra Energy, 2019a)

Tabla 2.3 Resultados de la interpretación del pozo OSOI-148

Fuente: Software para análisis de yacimiento

Parámetros Arenisca Hollín, pozo OSOI-148						
Profundidad MD	Tope TVD	Base TVD	Espesor TVD	Espesor Neto TVD	Porosidad	Saturación de agua
9295 pies	9040 pies	9088 pies	48 pies	23 pies	0,15	0,22

2.3.4 OSOI-149

Es un pozo direccional tipo “J”, su perforación inició a cargo de la compañía Wayra Energy a través del taladro SINOPEC 185 el 3 de septiembre del 2019, las actividades de perforación finalizaron el 22 de septiembre del 2019 logrando una profundidad objetivo de 10265 pies en MD (9282 pies en TVD).

Las operaciones de completación iniciaron el 23 de septiembre del 2019 y culminaron el 30 de septiembre del 2019, el pozo posee una completación simple con “Y-tool” y además consta de una bomba electro sumergible de la compañía Alkorayef. Este equipo se llama WD3000 de 192 etapas en tándem de 96 etapas con un motor eléctrico 450 Series de la misma compañía.

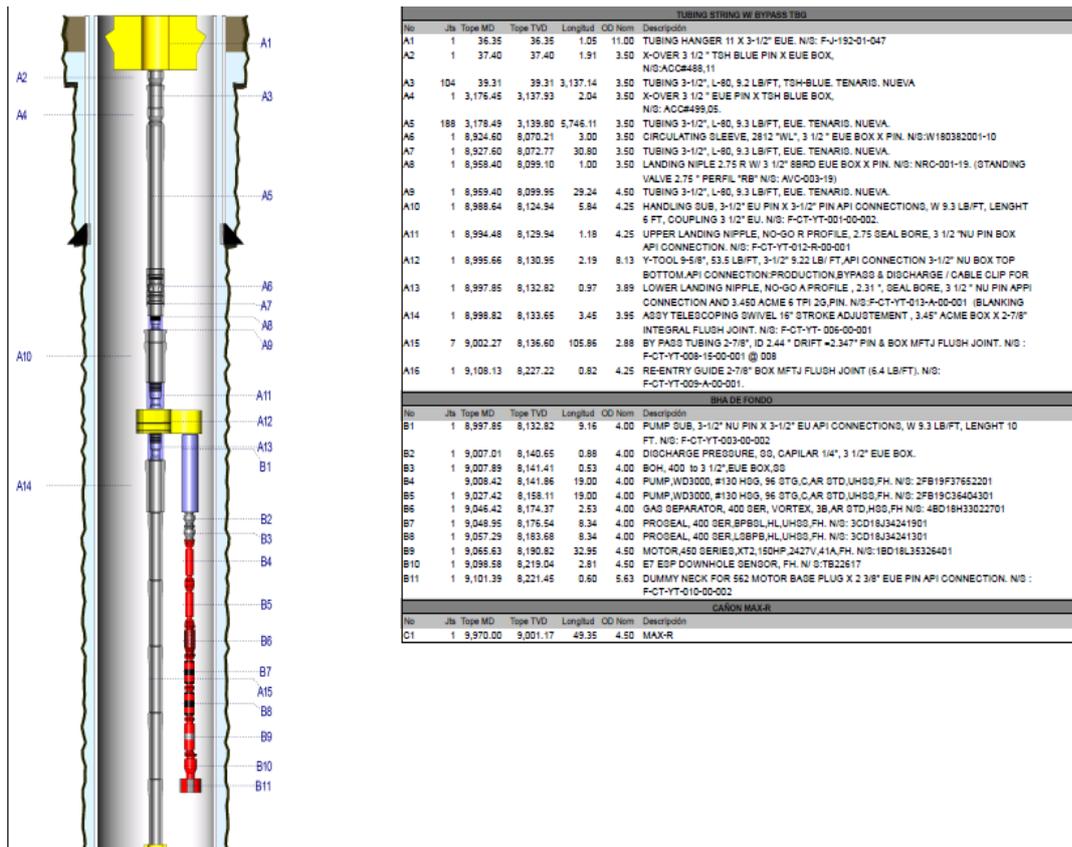


Figura 2.13 Esquema mecánico del pozo OSOI-149
Fuente: Anexo D

WD-3000
400 series

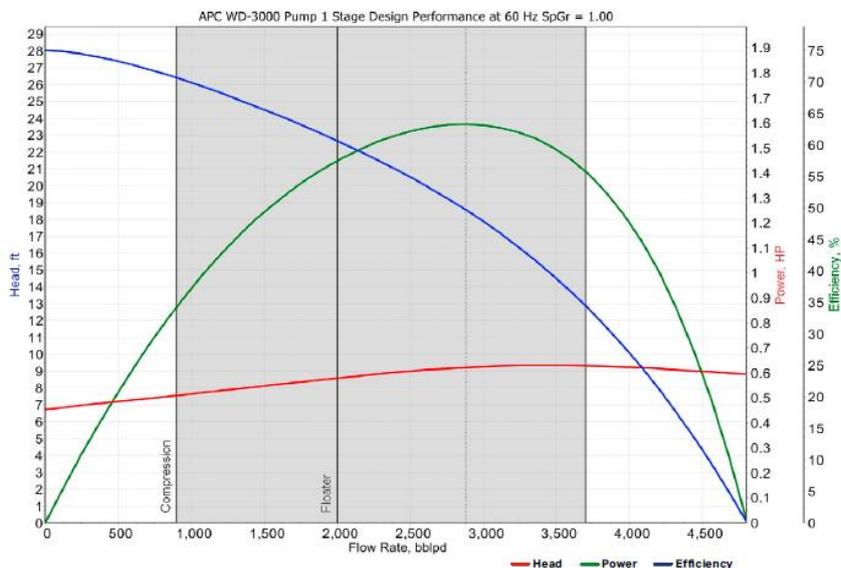
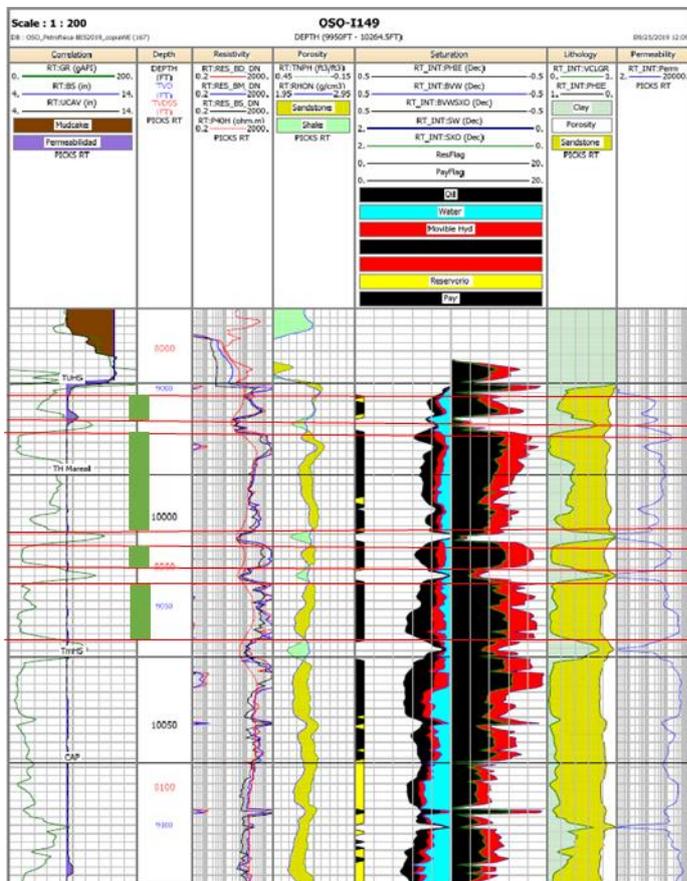


Figura 2.14 Gráfica operacional de la bomba electro sumergible del pozo OSOI-149
Fuente: (Alkhorayef Product Catalog, 2019)

A continuación, se muestra el registro eléctrico del pozo en el cual de acuerdo con la interpretación del mismo se dispuso a disparar los siguientes intervalos de la formación:



- Intervalos perforados:
- 9970' - 9977' (7 FT) MD
 - 9979' - 9980,6' (1,6 FT) MD
 - 9982,11 - 10001,96' (19,85 FT) MD
 - 10006' - 10012' (6 FT) MD

Figura 2.15 Registro eléctrico del pozo OSOI-149
Fuente: (PETROAMAZONAS/WAYRA ENERGY, 2019a)

Del registro eléctrico que posee seis tracks se puede concluir los siguientes resultados que se muestran a continuación.

Tabla 2.4 Resultados de la interpretación del registro de pozo OSOI-149
Fuente: (PETROAMAZONAS/WAYRA ENERGY, 2019a)

Parámetros Arenisca Hollín, pozo OSOI-149					
Tope TVD	Base TVD	Espesor TVD	Espesor Neto TVD	Porosidad	Saturación de agua
8999 pies	9061 pies	62 pies	44 pies	0,15	0,26

2.3.5 OSOI-153

Es un pozo direccional tipo “J” perforado por Wayra Energy a través del taladro SINOPEC 185. La perforación inició el 16 de octubre del 2019 y finalizó el 6 de noviembre del 2019, alcanzando una profundidad de 10590 pies en MD (9272 pies en TVD).

El pozo posee una completación simple con “Y-tool” y una bomba electro sumergible de la compañía Alkorayef. La bomba es WD1750 de 200 etapas en tándem de 100 etapas con un motor 450 Series de la misma compañía. Las actividades de completación iniciaron el 6 de noviembre del 2019 y finalizaron el 14 de noviembre del 2019.

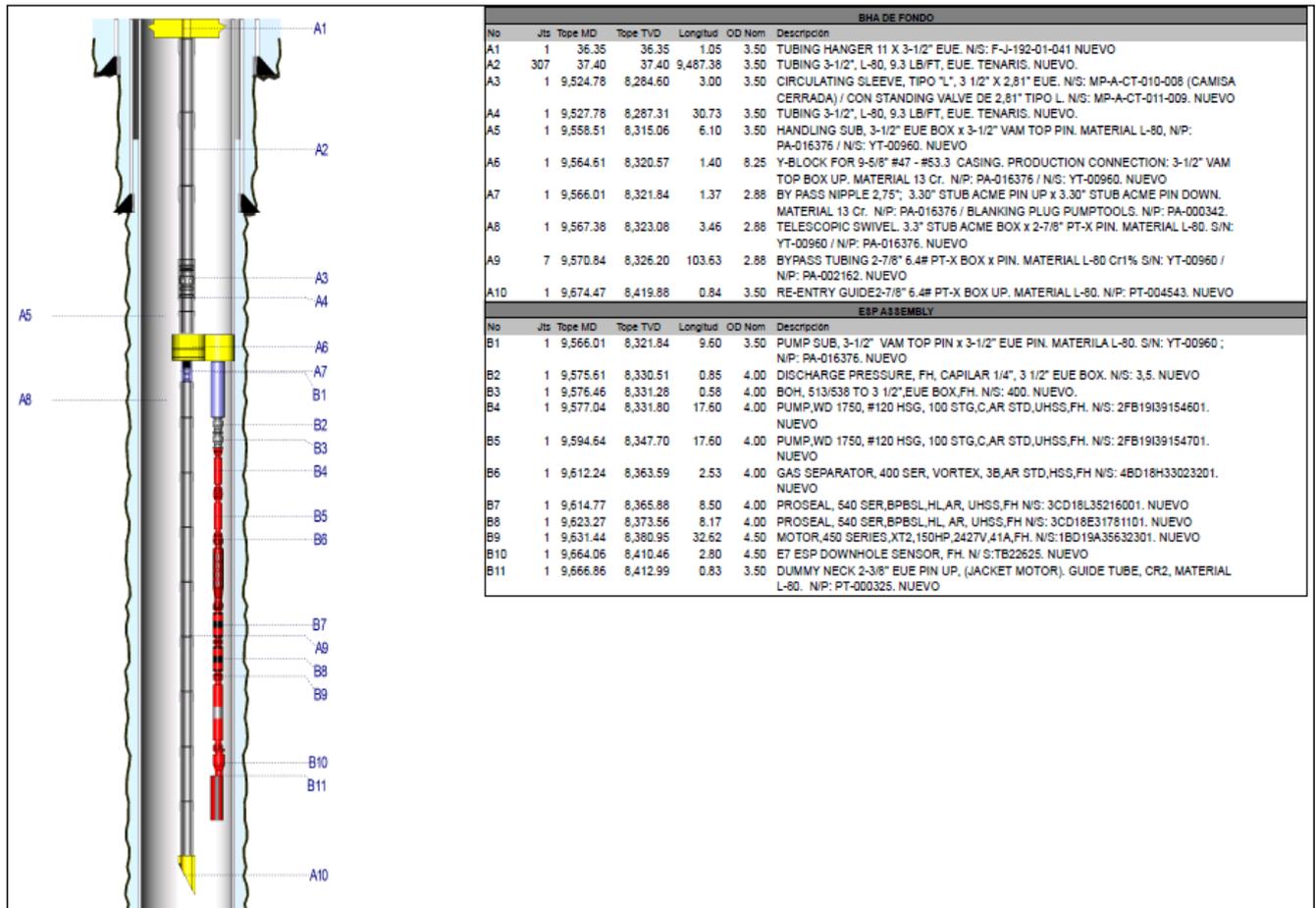


Figura 2.16 Esquema mecánico del pozo OSOI-153
Fuente: Anexo E

La gráfica donde se observa el rango operacional de la bomba electro sumergible para este pozo se muestra a continuación.

WD-1750 400 series

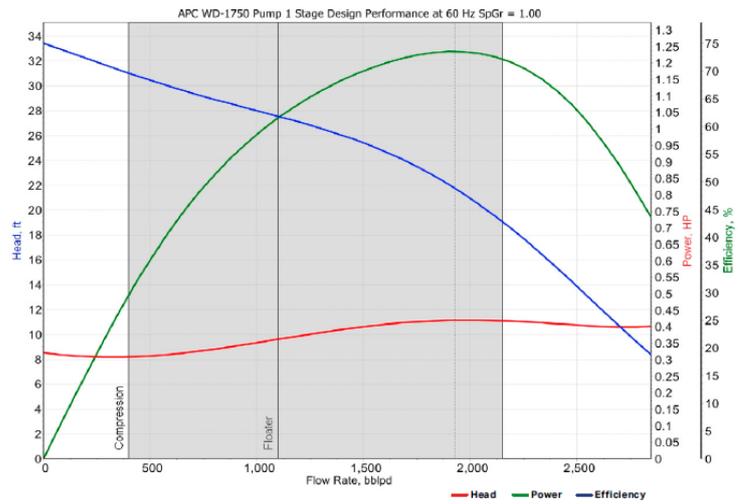
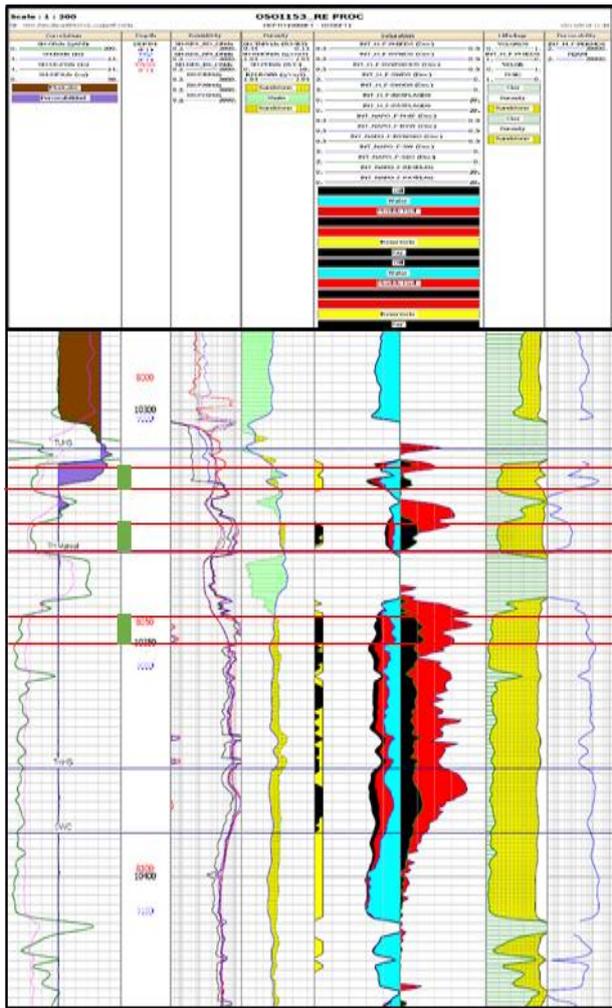


Figura 2.17 Gráfica operacional de la bomba electro sumergible del pozo OSOI-153
Fuente: (Alkhorayef Product Catalog, 2019)

El intervalo abierto es de quince pies de la arena Hollín debido a la interpretación petrofísica del registro realizado al pozo, para lo cual se muestra a continuación.



Intervalos perforados:

- 10312' - 10316' (4 FT) MD
- 10324' - 10329' (5 FT) MD

Figura 2.18 Registro eléctrico del pozo OSOI-153
Fuente: (PETROAMAZONAS/WAYRA ENERGY, 2019e)

Tabla 2.5 Resultados de la interpretación del registro de pozo OSOI-153
Fuente: (PETROAMAZONAS/WAYRA ENERGY, 2019e)

Parámetros Arenisca Hollín, pozo OSOI-153					
Topo TVD	Base TVD	Espesor TVD	Espesor Neto TVD	Porosidad	Saturación de agua
9006 pies	9084 pies	78 pies	26 pies	0,13	0,38

2.4 Análisis Nodal

Para el presente proyecto se recopiló información de presiones y producción para el análisis del yacimiento en el software, cuyos resultados fueron para la interpretación de DrawDown en los pozos. Estos datos obtenidos sirvieron para obtener permeabilidades y factores de daño que poseen los pozos según los parámetros actuales. Cabe mencionar que la data obtenida de los pozos no tiene buena calidad debido a que no se han realizado pruebas de restauración de presión a los pozos donde se puede analizar con mayor facilidad.

Luego de ello se usó otro software para realizar el análisis nodal, en la cual se ingresaron los datos del tipo de pozo (productor) y tipo de flujo (por tubería de producción); además se colocaron los parámetros del fluido tales como el tipo de fluido (Petróleo Negro), gravedad API, gravedad específica del agua y salinidad del agua.

El software usó correlaciones para calcular la data PVT (Presión de burbuja y viscosidad de fluido) que se asemejen a los resultados del análisis PVT sintético realizado por Wayra Energy que fue facilitado para este proyecto.

Tabla 2.6 Resultados de análisis PVT sintético
Fuente: (Wayra Energy, 2019b)

CAMPO OSO	
RESERVORIO	HOLLIN
°API	25
μ @ Pb (Cps)	3,4
Pb (Lpca)	50
GOR (Pcn/Bls)	6,9
T (°F)	220
Pyac (Lpca)	4000
Bo (By/Bn)	1,07

Para obtener los valores de presión de burbuja (Pb), la relación de gas en solución (Rs) y el factor volumétrico del petróleo; el software dio la opción de escoger entre las ecuaciones de Glaso, Lasater, Standing, Vazquez, Petrosky y Macary, por lo tanto, haciendo semejanza con el análisis PVT sintético, se escogió la correlación de Glaso para obtener estas variables cuya ecuación y resultados en los pozos se muestran a continuación.

El parámetro F es definido de acuerdo con la siguiente ecuación.

$$F = \left(\frac{R_s}{\gamma g}\right)^{0,816} * \left(\frac{TF^{0,172}}{API^{0,989}}\right) \quad (2.1)$$

En donde:

- Rs: Solubilidad del gas. [90 – 263 scf/STB]
- γg : Gravedad específica del gas en superficie [0,650 – 1,276]
- TF: Temperatura del yacimiento en grados Fahrenheit. [80 – 280 °F]
- API: Densidad en grados API del petróleo. [22,3 – 48,1 °API]

Glaso propuso la siguiente expresión en el año de 1980 donde usó 45 muestras de petróleo para determinar la presión de burbuja (P_b).

$$P_b = 10^{(1,7669+1,7447 \log(F)-0,38(\log(F))^2)} \quad (2.2)$$

En cuanto la relación de gas en solución, Glaso también propuso una expresión en la cual su resultado se asemeja a los datos obtenidos en el análisis PVT sintético.

Se tiene el parámetro F según la siguiente expresión

$$F = 10^{(2,889-(14,1811-2,209 \log(P_b))^{0,5})} \quad (2.3)$$

Según Glaso define la siguiente ecuación para determinar la relación de gas en solución (Rs)

$$R_s = \gamma g \left(F * \frac{API^{0,989}}{TF^{0,172}} \right)^{1,2255} \quad (2.4)$$

Cabe mencionar que se ingresó el valor de Rs obtenido en los resultados del análisis PVT sintético.

Para determinar el factor volumétrico del petróleo (B_o), Glaso presenta la siguiente expresión.

El factor F viene dado por:

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,526} + 0,968TF \quad (2.5)$$

En donde:

- γ_o : Gravedad específica del petróleo.

La expresión del factor volumétrico (B_o) está dada por:

$$B_o = 1 + 10^{[-6,58511+2,91229 \log(F)-0,27682(\log F)^2]} \quad (2.6)$$

Para determinar la viscosidad del petróleo (μ_o), se escogió la correlación de Beal debido a su semejanza con los resultados del análisis PVT sintético.

C. Beal propuso una ecuación donde involucra la temperatura del sistema y densidad API para determinar la viscosidad petróleo en la cual la presencia de gas en solución es insignificante.

$$\mu_o = 0,22 \frac{1,8 \times 10^7}{API^{4,52}} \left[\frac{260}{T - 260} \right]^a \quad (2.7)$$

En donde:

- μ_o : Viscosidad del petróleo, cp
- T : Temperatura del sistema, R
- a : Factor de compensación.

$$a = 10^{\left(0,42 + \frac{8,22}{API}\right)} \quad (2.8)$$

Los datos de yacimiento que se usaron comprenden la presión de yacimiento, temperatura, profundidad media de los disparos, permeabilidad y factor de daño que previamente fue determinada con el uso de otro software, espesor del intervalo de producción, radio del pozo, corte de agua, relación gas-petróleo, gradiente de temperatura, área de drenaje y forma de drenaje (circular para todos los pozos). Con estos datos ingresados, se obtuvo la curva IPR y el índice de productividad del pozo.

Tabla 2.7 Datos ingresados al software por pozo
Fuente: Software para análisis de yacimiento

	OSOA-151	OSOA-152	OSOI-148	OSOI-149	OSOI-153
Parámetros del fluido					
API	25,8	24,1	23,3	24,5	24,8
Salinidad	538	308	100	140	140
Pb	45,25	51	54,09	49,56	48,51
Rs	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
Bo	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
μ_o	3,97	5,18	5,9	4,86	4,64
Parámetros de yacimiento Hollín					
Pr	4000	4000	4000	4000	4000
Tr	220	220	220	220	220
MidPerf	9830	12282	9300	9992,5	10320
K	60	100	300	165	45
Espesor	20	35	10	44	15
rw	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
BSW	0,57	0,75	0,82	0,83	0,83
GOR	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
S	9	4	3	2	5
re	820,21	820,21	820,21	820,21	820,21

Después se ingresaron los datos la desviación y equipamiento del pozo (tuberías de producción, tuberías de revestimiento y restricciones).

Tabla 2.8 Datos de tuberías por pozos
Fuente: Software para análisis de yacimiento

	OSOA-151	OSOA-152	OSOI-148	OSOI-149	OSOI-153
Tuberías de Revestimiento Conductor					
Longitud	93	83	-	-	223
OD	20	20	-	-	20
ID	19,124	19,124	-	-	19,124
Peso	94	94	-	-	94
Tuberías de Revestimiento Superficial					
Longitud	5267	5887	5427	5563	5517
OD	13,375	13,375	13,375	13,375	13,375
ID	12,415	12,415	12,615	12,415	12,415
Peso	68	68	54,5	54,4	54,5
Tubería de Revestimiento Intermedio					
Longitud	4435	5780	3813	4394	4553
OD	9,625	9,625	9,625	9,625	9,625
ID	8,535	8,681	8,681	8,535	8,535
Peso	47	47	47	47	47
Tubería de Revestimiento Liner					
Longitud	303	757	303	225	295
OD	7	7	7	7	7
ID	6,276	6,276	6,276	6,276	6,276
Peso	26	26	26	26	26
Tubería de Producción					
Longitud	7958	7955	8819	9008	9577
OD	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
ID	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99
Peso	9,3	9,3	9,3	9,2	9,3

Cabe mencionar que se estimó un modelo de temperatura a base de la profundidad y temperatura en cada sección. Como solo se tiene datos de superficie y fondo, se usaron estos para obtener un gradiente de temperatura tal como se muestra en la siguiente tabla en donde MD1 Y MD2 son profundidades medidas en pies y T1 con T2 son temperaturas en °F según las profundidades.

Tabla 2.9 Datos para gradiente de temperatura por pozo
Fuente: Software para análisis de yacimiento

	OSOA-151	OSOA-152	OSOI-148	OSOI-149	OSOI-153
Gradiente de temperatura					
MD1	0	0	0	0	0
MD2	9000	12507	9000	10182	10590
T1	80	60	80	60	60
T2	218	220	218	220	220

Luego de ingresar todos los datos posibles en el software, se decide la ubicación del nodo para poder observar el comportamiento del según la producción óptima que debería tener, una vez analizado los casos por pozos se realizó la sensibilidad de resultados para determinar las recomendaciones necesarias con la finalidad de mejorar el rendimiento del pozo. Estos resultados se muestran en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Análisis de pozos

3.1.1 OSOA-151

Una vez ingresado los datos en el software, se procedió a realizar la simulación del análisis nodal, obteniendo los siguientes resultados para la interpretación.

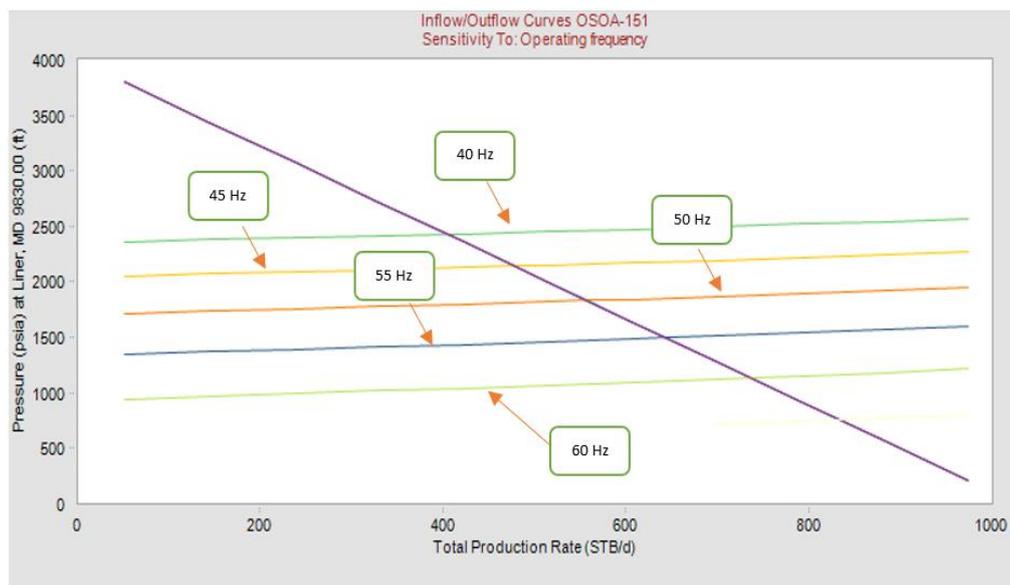


Figura 3.1 Curvas de Inflow y Outflow con análisis de sensibilidad de frecuencia de operación del pozo OSOA-151

Fuente: Obtenido del software para análisis nodal

De la curva de “Inflow” se obtuvo el índice de productividad cuyo valor es de 0,26 STB/d/psi; además el valor del aporte máximo que puede ofrecer el yacimiento de 1025,6 STB/d.

La Tabla 3.1 muestra los resultados obtenidos mediante análisis nodal, observándose los efectos en la producción de los fluidos del pozo al variar la frecuencia de operación.

Se aprecia en la Tabla 3.1 que la presión de entrada a la bomba a 40 Hz es de 2426.92 psia y a medida que aumenta la frecuencia de operación esta presión cae por lo que el aporte del pozo va incrementando, es necesario detallar que, si se varía esta frecuencia

drásticamente, el agua puede ganar al petróleo debido a su movilidad y por ende aumentaría el corte de agua (BSW) de manera significativa.

Tabla 3.1 Resultados de análisis de sensibilidad del pozo OSOA-151
Fuente: Obtenido de software para análisis nodal

PIP	BFPD	BPPD	BAPD	GAS	BSW	GOR	Estado de bomba	Frecuencia
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(%)	(SCF/STB)		(Hz)
2426.92	404.8	174.1	230.7	0	57	6.9	Downthrust	40
2141.76	478.2	205.6	272.6	0	57	6.9	Downthrust	44
1831.71	558	239.9	318.1	0	57	6.9	Downthrust	48
1497.18	644.1	277	367.1	0	57	6.9	Downthrust	52
1138.56	736.4	316.6	419.7	0	57	6.9	Downthrust	56
756.22	834.8	358.9	475.8	0	57	6.9	Downthrust	60

Para verificar el estado de la bomba y el posible daño que posee la formación, se realizó un segundo análisis de sensibilidad donde se observó, tabla 3.2, que efectivamente teniendo un factor de daño entre 6 a 10, la bomba trabajaría en “Downthrust” por tanto esto confirma que el problema que tiene el pozo a producir mucho menos de lo que ofrece la bomba es debido al yacimiento.

Tabla 3.2 Resultados de sensibilidad de factor de daño del pozo OSOA-151
Fuente: Obtenido del software para análisis nodal

PIP	BFPD	BPPD	BAPD	GAS	BSW	GOR	Estado de bomba	Factor de daño
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(%)	(SCF/STB)		
1876.29	1233.1	530.2	702.8	0	57	6.9	Estable	0
1793.65	1001.5	430.6	570.8	0	57	6.9	Estable	2
1737.96	842.8	362.4	480.4	0	57	6.9	Estable	4
1702.46	726	312.2	413.8	0	57	6.9	Downthrust	6
1677.73	637	273.9	363.1	0	57	6.9	Downthrust	8
1658.31	567.5	244	323.5	0	57	6.9	Downthrust	10

3.1.2 OSOA-152

En la figura 3.2, se muestra la curva de oferta o “inflow” (IPR) versus las diferentes curvas de demandas o “outflows” acorde a la sensibilidad de frecuencia de operación.

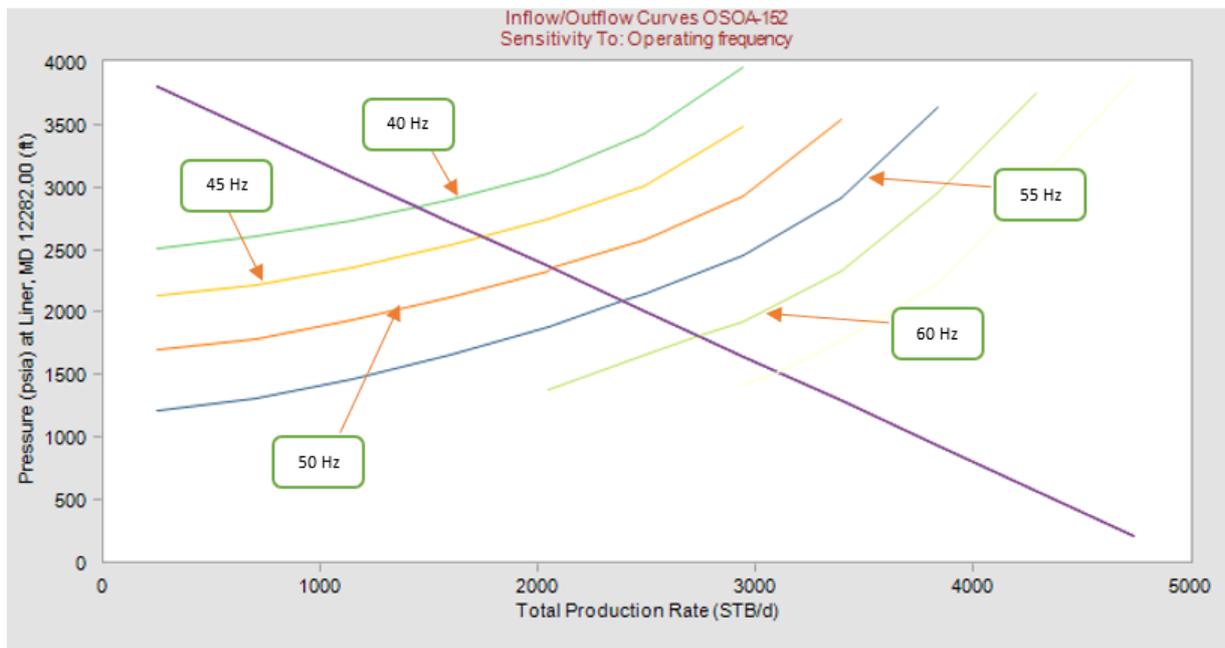


Figura 3.2 Resultados de análisis nodal con sensibilidad del pozo OSOA-152
Fuente: Obtenido del software para análisis nodal

De la curva de oferta “Inflow”, se obtuvo que el índice de productividad del pozo es de 1,25 STB/d/psi; y que el caudal máximo que entregaría el pozo (AOF) de 4989,8 STB/d. Se realizó un análisis de sensibilidad variando la frecuencia de operación de la bomba electro sumergible de 40 Hz a 60 Hz.

Se puede apreciar en la Tabla 3.3 que para todos los casos la bomba estaría trabajando dentro del rango operacional, por ende, según las pruebas de BSW en el laboratorio y observando el registro eléctrico se podrían subir la frecuencia cuidando que el agua no gane al petróleo por su movilidad.

Tabla 3.3 Resultados de análisis de sensibilidad del pozo OSOA-152
Fuente: Obtenido de software para análisis nodal

PIP	BFPD	BPPD	BAPD	GAS	BSW	GOR	Estado de bomba	Frecuencia
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(%)	(SCF/STB)		(Hz)
2843.13	1448.3	362.1	1086.3	0	75	0	Estable	40
2599.53	1753.3	438.3	1315	0	75	0	Estable	45
2349.94	2065.8	516.5	1549.4	0	75	0	Estable	50
2093.73	2386.6	596.6	1789.9	0	75	0	Estable	55
1811.98	2739.4	684.8	2054.5	0	75	0	Estable	60

3.1.3 OSOI-148

En la figura 3.3, se visualiza las curvas de oferta (“Inflow”) y demanda (“Outflow”) del sistema respectivamente.

La curva de oferta se realizó según el índice de productividad que para este pozo dio como resultado 1,52 STB/d/psi; por lo cual el aporte máximo del pozo es de 6079,6 STB/d.

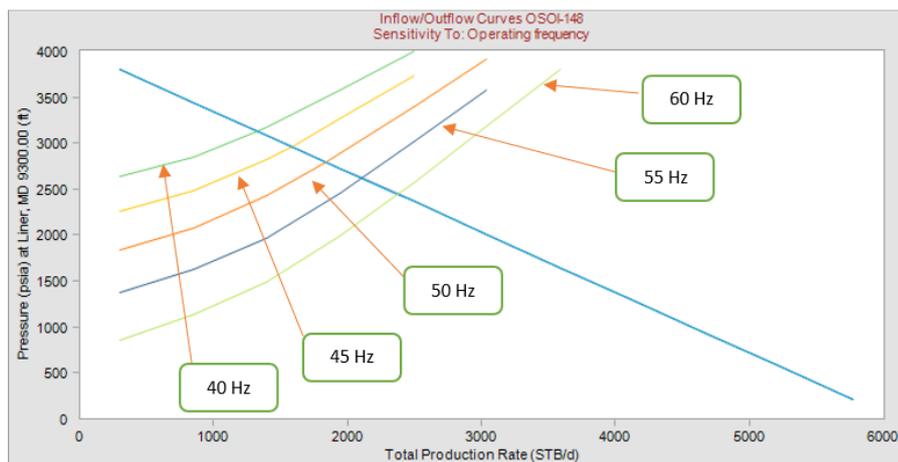


Figura 3.3 Resultados de análisis nodal con sensibilidad del pozo OSOI-148
Fuente: Obtenido del software para análisis nodal

La sensibilidad se la realizó igual que en los otros pozos, tomando un rango de frecuencia operacional entre 40 Hz y 60 Hz en el cual el estado de la bomba indica que, a frecuencias superiores a 50 Hz, la bomba podría trabajar en “Upthrust”, esto indica que la velocidad de giro es muy alta por lo cual genera una fuerza de empuje hacia arriba logrando que las etapas se choquen entre ellas.

Tabla 3.4 Resultados de análisis de sensibilidad de frecuencia del pozo OSOI-148
Fuente: Obtenido del software para análisis nodal

PIP	BFPD	BPPD	BAPD	GAS	BSW	GOR	Estado de bomba	Frecuencia
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(%)	(SCF/STB)		(Hz)
3129.14	1328.4	239.1	1089.3	0	82	0	Estable	40
2961.82	1583.6	285	1298.6	0	82	0	Estable	45
2792.65	1841.7	331.5	1510.2	0	82	0	Estable	50
2619.65	2105.6	379	1726.6	0	82	0	Upthrust	55
2443.05	2375	427.5	1947.5	0	82	0	Upthrust	60

3.1.4 OSOI-149

En la figura 3.4, se visualiza las curvas de “Inflow” y “Outflow” en la cual se aprecia los diversos comportamientos al realizar variaciones de frecuencia.

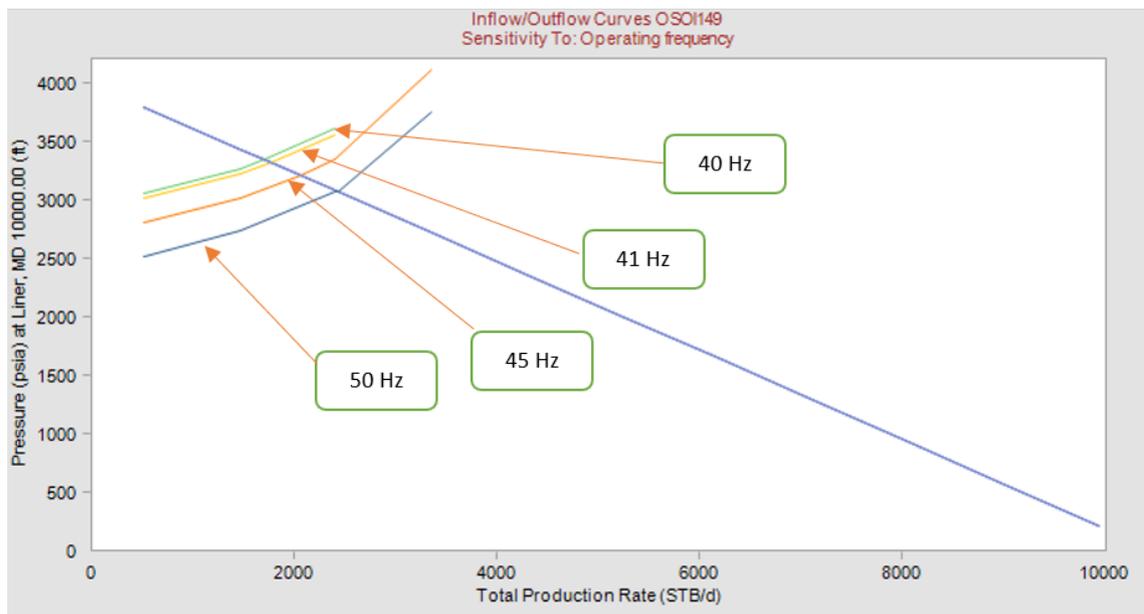


Figura 3.4 Resultados de análisis nodal con sensibilidad del pozo OSOI-149
Fuente: Obtenido del software para análisis nodal

Para este pozo, OSOI-149, se realizó un análisis de sensibilidad de frecuencia de operación entre 40 Hz a 50 Hz debido a que su frecuencia actual de operación es de 40 Hz.

En la tabla 3.5 se aprecian los resultados obtenidos al realizar la simulación variando las frecuencias, se muestra que el yacimiento posee energía suficiente, además se ve el posible incremento en el aporte en caso de incremento de frecuencia. Cabe mencionar que los disparos se encuentran a 15 pies del contacto agua-petróleo por tanto se debe tener en cuenta este dato ya que podría ocurrir una irrupción de agua.

Tabla 3.5 Resultados de análisis de sensibilidad de frecuencia del pozo OSOI-149
Fuente: Obtenido del software para análisis nodal

PIP	BFPD	BPPD	BAPD	GAS	BSW	GOR	Estado de bomba	Frecuencia
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(%)	(SCF/STB)		(Hz)
3348.27	1711.6	291	1420.7	0	83	6.9	Estable	40
3322.13	1780.3	302.6	1477.6	0	83	6.9	Estable	41
3214.79	2062.2	350.6	1711.7	0	83	6.9	Estable	45
3075.5	2428.1	412.8	2015.3	0	83	6.9	Estable	50

3.1.5 OSOI-153

En la siguiente figura se observa la curva de “Inflow” como las distintas curvas de “Outflow” en la cual se diferencian debido al análisis de sensibilidad realizado con una variación de frecuencia de operación. Acorde con la data obtenida en campo, el índice de productividad para este pozo es de 0,41 STB/d/psi; por tanto, el aporte máximo de este pozo es 1692 STB/d.

Este pozo inició la producción con una frecuencia de operación de 50 Hz a una tasa de 830 BFPD aproximadamente, luego se incrementó frecuencia a 52 Hz para observar el comportamiento; con este nuevo parámetro se observó un ligero incremento en la producción.

Con el pasar de los días se incrementó la frecuencia del pozo OSOI-153 a 56 Hz para tratar de incrementar el aporte, se observó una disminución en la presión de entrada a la bomba, pero el aporte seguía el mismo; por lo que se realizaron labores de verificación de parámetros y equipos en el “manifold” para descartar esas opciones.

También se realizaron pruebas de producción cuyos resultados fueron el mismo aporte de fluido, debido a eso se procedió a incrementar frecuencia de 56 Hz a 58 Hz en rampa de 24 horas para observar comportamiento en presiones y aporte.

Actualmente el pozo trabaja con una presión de entrada a la bomba de alrededor 1650 psi y un aporte de 830 BFPD lo cual es indicativo que el pozo no reacciona a las maniobras realizadas. Por lo tanto, se debe analizar si los disparos fueron efectivos en la zona de pago y si la profundidad de penetración fue acorde a lo establecido.

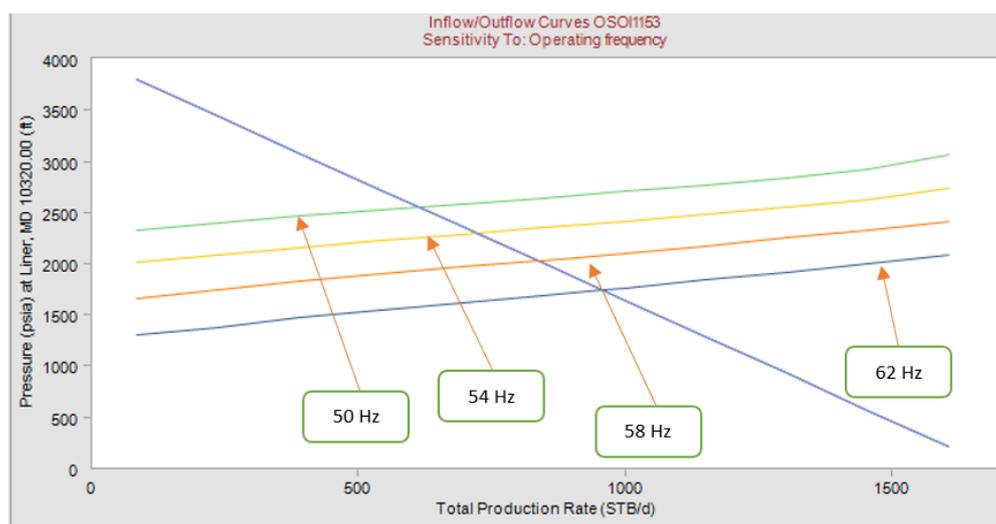


Figura 3.5 Resultados de análisis nodal con sensibilidad del pozo OSOI-153
Fuente: Obtenido del software para análisis nodal

El análisis de sensibilidad se realizó variando la frecuencia de operación de 50 Hz a 62 Hz para observar el posible comportamiento del pozo,

En la tabla 3.6, se muestra que el yacimiento tiene energía suficiente para realizar esta variación, además del posible incremento del aporte, pero eso no se aprecia en la realidad debido a lo explicado anteriormente.

Cabe mencionar que el equipo de levantamiento artificial estaría dentro del rango de operación.

Tabla 3.6 Resultados de análisis de sensibilidad de frecuencia del pozo OSOI-153
Fuente: Obtenido del software para análisis nodal

PIP	BFPD	BPPD	BAPD	GAS	BSW	GOR	Estado de bomba	Frecuencia
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(%)	(SCF/STB)		(Hz)
2552.47	614.3	92.1	522.2	0	85	6.9	Estable	50
2297.98	722.3	108.4	614	0	85	6.9	Estable	54
2029.16	836.4	125.5	711	0	85	6.9	Estable	58
1745.87	956.7	143.5	813.2	0	85	6.9	Estable	62

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- En cuanto al pozo OSOA-151, se observó que el estado de bomba durante la sensibilidad de frecuencias entre 40 Hz a 60 Hz estuvo debajo del rango operacional; por tanto, las etapas de la bomba no se mantienen en flotación y por con siguiente generan desgaste entre ellas. El análisis de sensibilidad respecto al factor de daño en la cual se observó que con un valor menor a 6, la bomba estaría dentro del rango operacional; entonces esto confirma que el daño que presenta la formación no genera una columna de fluido estático suficiente para que la bomba trabaje en rango.
- Del pozo OSOA-152, la sensibilidad en frecuencias de operación mostró en todos sus casos que el estado de la bomba estaría estable por tanto el equipo se encuentra dentro de los parámetros operacionales y el yacimiento sí aporta la cantidad de fluido suficiente para mantener la columna estática.
- El pozo OSOI-148, de acuerdo con los resultados de la sensibilidad de frecuencia de operación se encuentra estable hasta una frecuencia de 50 Hz, luego de ello el equipo trabajaría sobre el rango operacional. Por lo tanto, es conveniente que la bomba trabaje hasta esa frecuencia, en cuanto al factor de daño que posee el yacimiento no es impedimento para que el pozo produzca fuera de los límites permitidos.
- El pozo OSOI-149, los resultados del análisis nodal con sensibilidad en la frecuencia de operación mostraron que el yacimiento posee suficiente energía para realizar un incremento de frecuencia, lo cual se ganaría un aporte máximo de 2428 BFPD con una frecuencia de 50 Hz.
- El comportamiento que muestra en pozo OSOI-153 al incrementar a una frecuencia final de 58 Hz, presenta diferencia significativa respecto a la simulación realizada. Por tanto, una posible causa de no tener una reacción positiva en el pozo es la presencia de comunicación entre la tubería de revestimiento y la de

producción debido a que sí existe una disminución de la presión de entrada a la bomba lo cual es indicativo de mayor aporte del yacimiento. También existe la posibilidad de que el yacimiento no haya reaccionado lo suficiente para ver los resultados en superficie porque se verificaron los medidores de flujo.

- Para estos pozos se debería analizar los registros eléctricos respectivos para identificar el contacto agua-petróleo, según aquello subir frecuencia verificando parámetros para aumentar la caída de presión de ingreso a la bomba y con ello aumentar el aporte de fluido.

4.2 Recomendaciones

- Para el pozo OSOA-151, se recomienda trabajar en modo PID, es decir, configurar el variador para que trabaje a una presión deseada (1000 psi) entre un rango de frecuencia operacional de (50 a 52 Hz) debido a que el pozo no posee una columna de fluido suficiente que mantenga el aporte hacia el equipo, para evitar que este se apague por alarma de sobre corriente que es cuando se queda sin fluido. Cabe mencionar que, al trabajar en este rango de frecuencia, el equipo seguirá fuera del rango operacional, es necesario un estudio para la intervención del pozo para un re-disparo de la zona de pago de manera urgente ya que la bomba electro sumergible presentaría daños en el eje y etapas por lo cual su rendimiento bajaría.
- Según los resultados obtenidos del pozo OSOA-152, tanto el equipo como el yacimiento no presentan problema alguno que sea significativo. Se analizó el registro eléctrico y se observó que el contacto agua-petróleo está a 15 pies debajo de los perforados, para este pozo que produce alrededor de 1450 BFPD se recomienda dejarlo trabajar en esos parámetros estables debido a la cercanía con el contacto. Si se desea observar el comportamiento del pozo se recomienda aumentar 1 Hz en una rampa de 24 horas y realizar pruebas de BSW cada 3 horas, al aumentar 1 Hz se tendría un aporte alrededor de 1510 BFPD. No se tiene riesgo de pérdida de presión significativa debido a que el pozo tiene buena energía sin embargo como se tiene una cercanía al contacto con el agua es posible y riesgoso que el corte de agua aumente significativamente.
- Luego del análisis del pozo OSOI-148, se recomienda operar el equipo con los parámetros actuales debido a que se tiene 15 pies de distancia entre el contacto

agua-petróleo y los perforados. En caso de asumir el riesgo, se podría aumentar 1 Hz en rampa de 24 horas para observar el comportamiento del aporte del cual se esperaría que aumente de 1270 BFPD a 1310 BFPD aproximadamente; así mismo alinear el pozo a la línea de prueba de producción para verificar el aporte, también sería necesario durante las pruebas recolectar muestras del fluido para que en el laboratorio confirmen el corte de agua.

- Para el pozo OSOI-149 se recomienda un incremento de frecuencia de operación de 1 Hz en una rampa de 24 horas, probar el pozo para observar un comportamiento. Realizar pruebas de BSW para verificar el corte de agua porque según el registro eléctrico, el intervalo final perforado se encuentra a 15 pies del contacto agua-petróleo.
- El OSOI-153, no presenta una reacción en su comportamiento al incrementar frecuencia por tanto se podría verificar la comunicación entre tubería de revestimiento y producción al cerrar la válvula “wing” del cabezal; si se observa un incremento de presión en la cabeza del pozo, es indicativo de que no existe comunicación entre tuberías. Caso contrario la presión en el espacio anular incrementaría y la presión en la cabeza del pozo disminuiría.

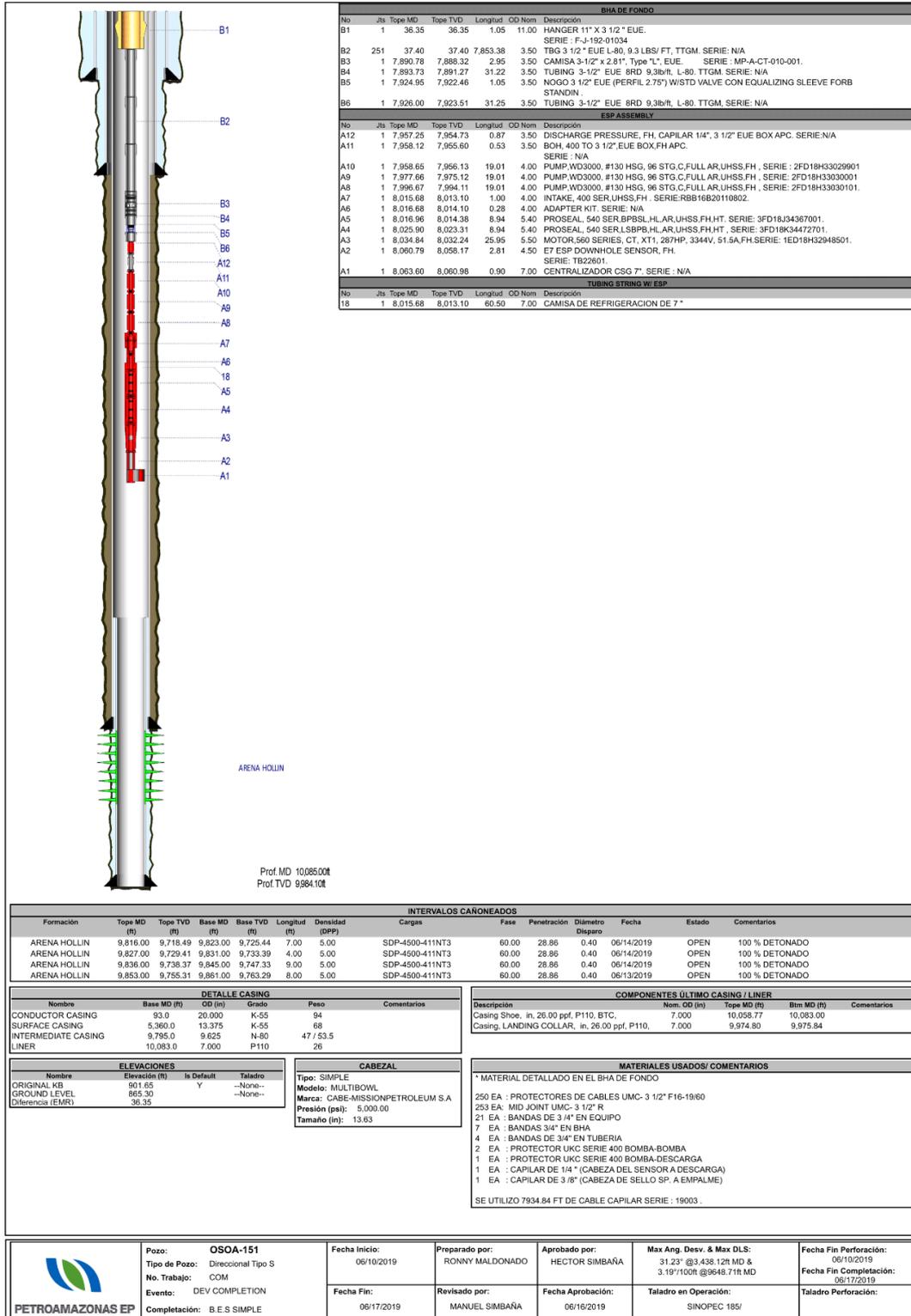
BIBLIOGRAFÍA

- Al-Qasim, A., Almodairis, F., AlAbdulatif, Z., & Alsubhi, M. (2019). *Optimizing Production using Nodal Analysis Applications*. <https://doi.org/10.2118/198136-ms>
- Alkhorayef Product Catalog. (2019). *International ESP Systems and Solutions*.
- Awal, M. R., Heinze, L. R., & Herd, B. L. (2009). A new nodal analysis technique helps improve well completion and economic performance of matured oil fields. *SPE Production and Operations Symposium, Proceedings, Id*, 556–566. <https://doi.org/10.2118/120632-ms>
- Beggs, H. D. (1991). *Production Optimization Using Nodal*.
- Izurieta, A., Cuenca, D., Pozo, L., Padilla, W., & Bustos, J. (2018). Economical mature field revitalization in low oil prices environment: A ten thousand incremental oil production case story in the Drago complex field, Ecuador. *Society of Petroleum Engineers - SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference 2018*, 1–19. <https://doi.org/10.2118/191248-ms>
- Maggiolo, R. (2008). *Optimización de la producción mediante Análisis Nodal*.
- Noor, Z., Khoriakov, V., & Boisvert, I. (2017). An automated approach to well design: Using a reservoir simulator and nodal analysis. *Society of Petroleum Engineers - SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2017, 2017-Janua*. <https://doi.org/10.2118/188364-ms>
- PETROAMAZONAS/WAYRA ENERGY. (2019a). *ACTUALIZACIÓN DE TASA DE PRODUCCIÓN . CAMPO : OSO POZO : OSO-I149 YACIMIENTO : ARENISCA " HOLLIN ."*
- PETROAMAZONAS/WAYRA ENERGY. (2019b). *OSO-I148*.
- PETROAMAZONAS/WAYRA ENERGY. (2019c). *OSOA-151*.
- PETROAMAZONAS/WAYRA ENERGY. (2019d). *OSOI-149 OSOI-149*.
- PETROAMAZONAS/WAYRA ENERGY. (2019e). *TASA PERMITIDA DE PRODUCCIÓN . CAMPO : OSO POZO : OSO-I153 YACIMIENTO : ARENISCA " HOLLIN ."*
- PETROAMAZONAS/WAYRA ENERGY. (2019f). *TASA PERMITIDA DE PRODUCCIÓN . CAMPO : OSO POZO : OSO A-151 YACIMIENTO : ARENISCA " HOLLIN ."*
- PETROAMAZONAS/WAYRA ENERGY. (2019g). *TASA PERMITIDA DE PRODUCCIÓN . CAMPO : OSO POZO : OSOA-152 YACIMIENTO : ARENISCA " HOLLIN ."*
- Wayra Energy, S. A. (2019a). *Mapa de ubicación del pozo oso-i148*.
- Wayra Energy, S. A. (2019b). *Peer Review OSOA-152_9.pdf*.
- Wayra Energy, S. A. (2019c). *Pozo OSOA-152*.

ANEXOS

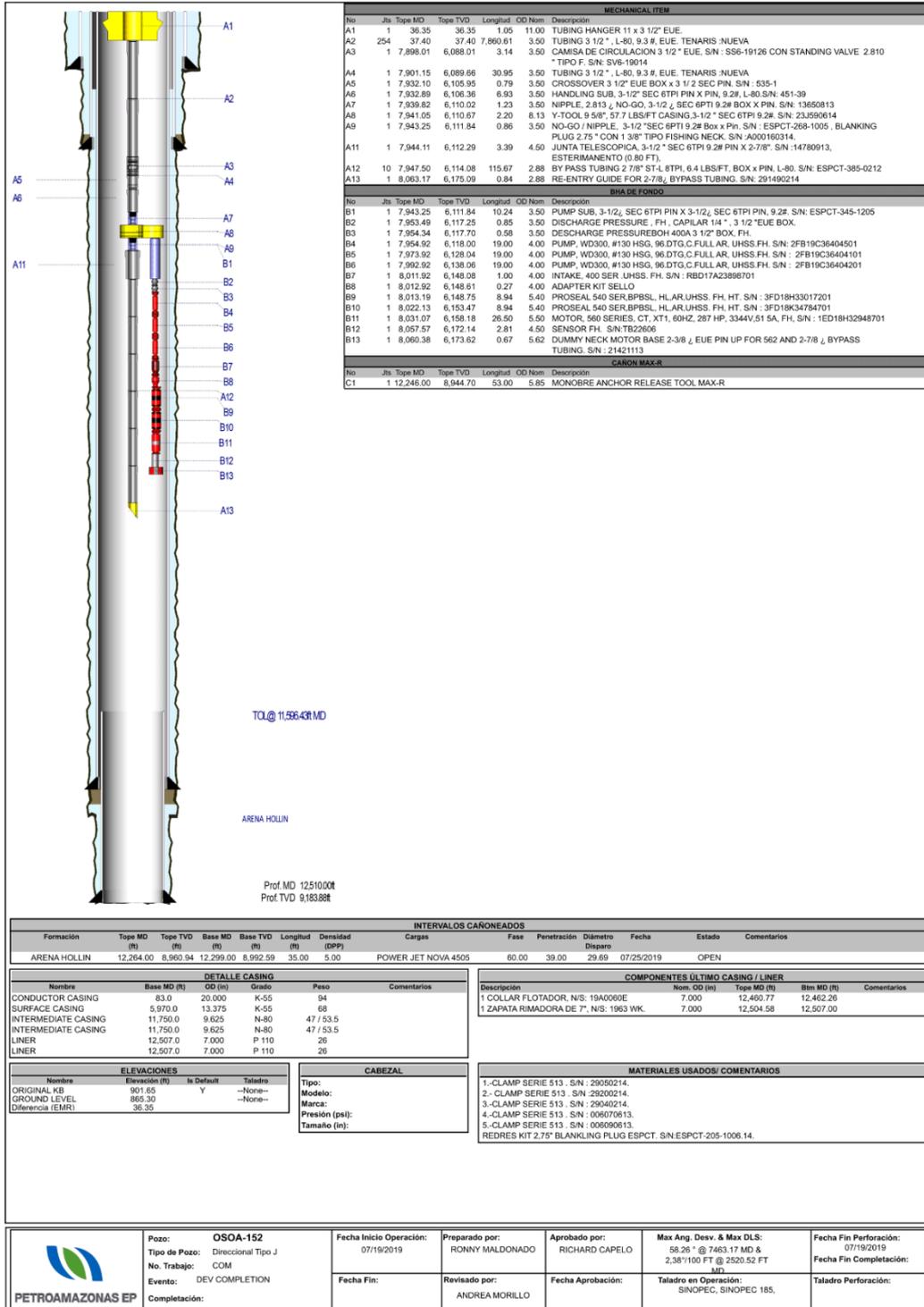
ANEXO A

Esquema mecánico del pozo OSOA-151



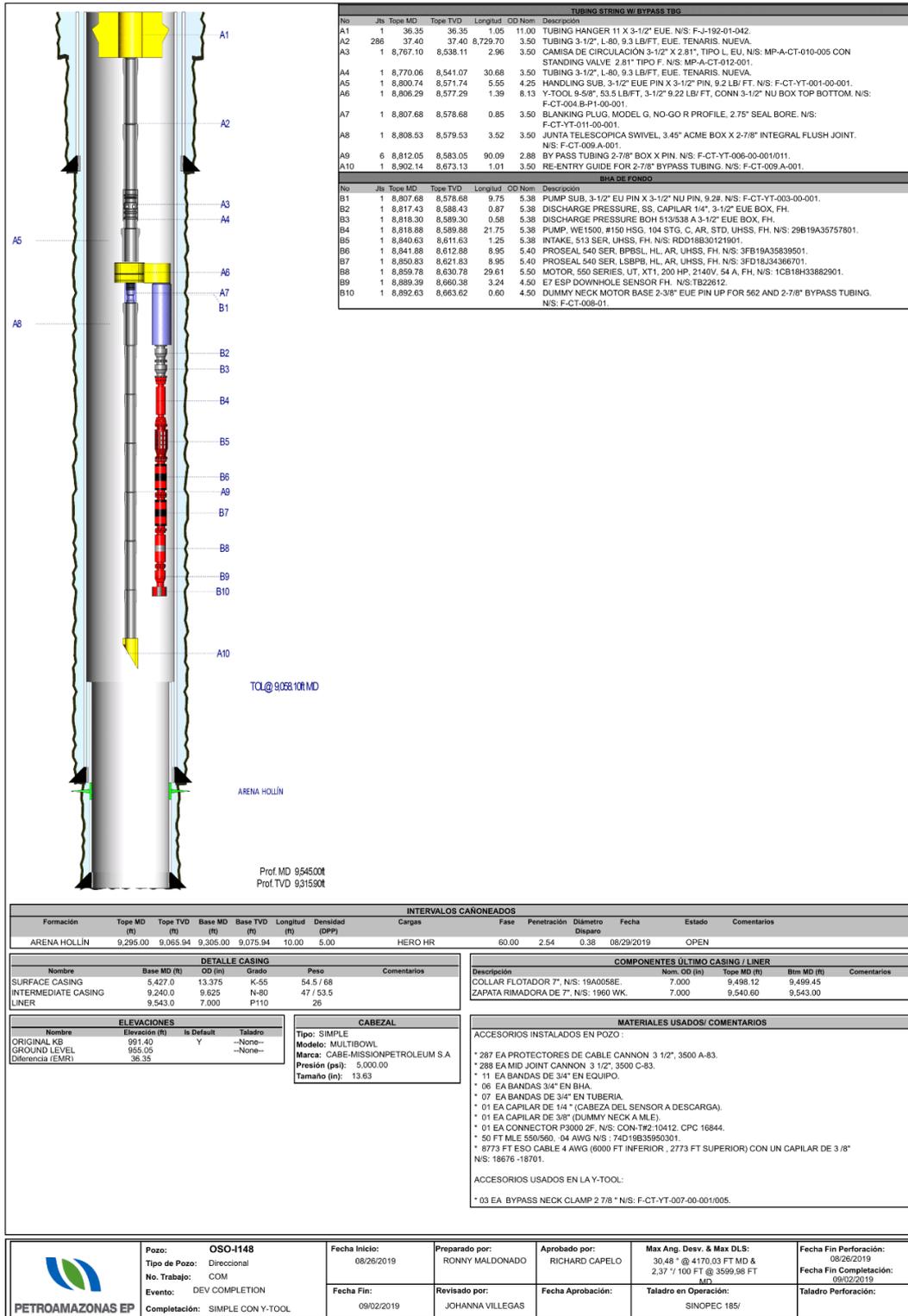
ANEXO B

Esquema mecánico del pozo OSOA-152



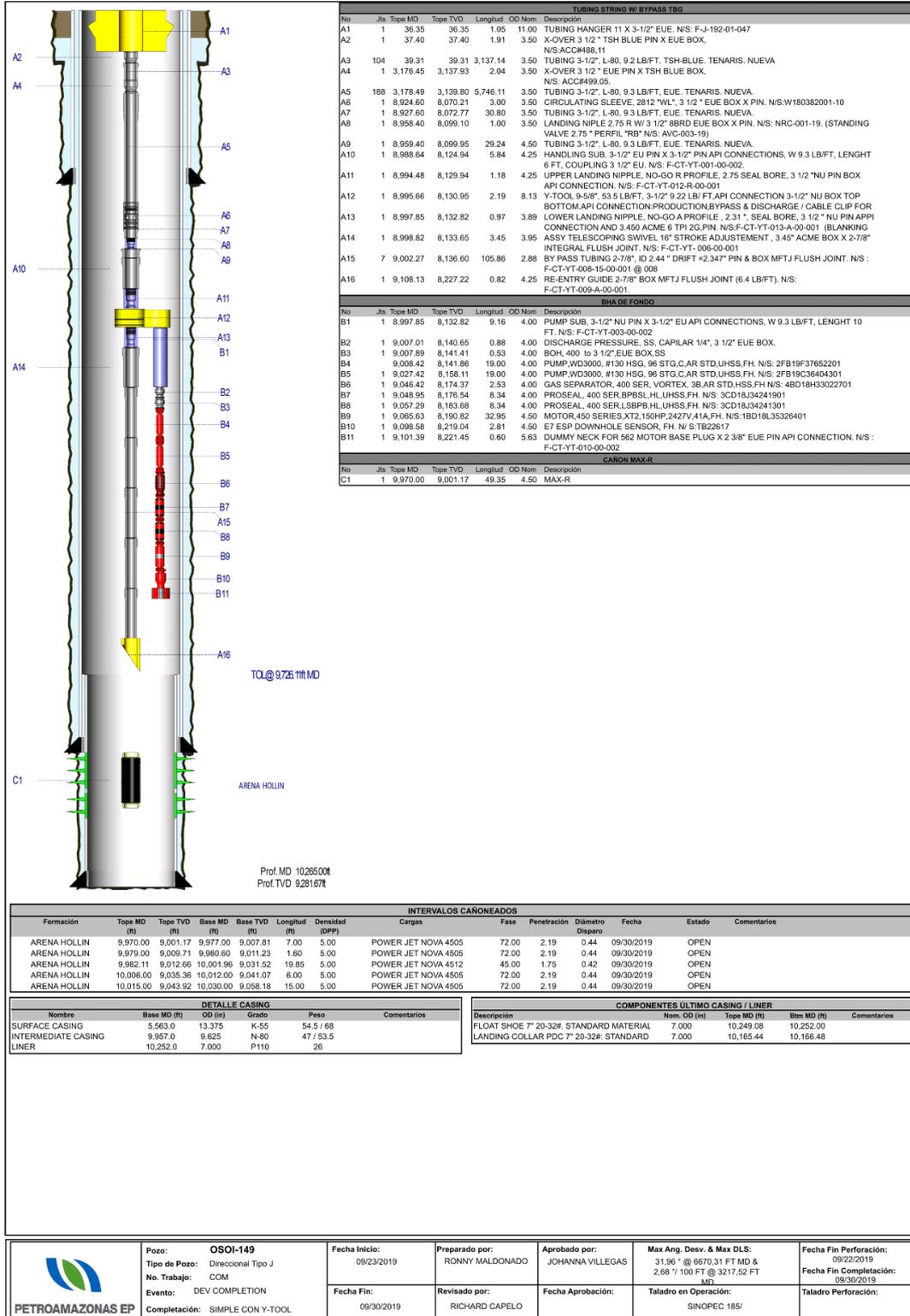
ANEXO C

Esquema mecánico del pozo OSOI-148



ANEXO D

Esquema mecánico del pozo OSOI-149



Pozo: OSOI-149
Tipo de Pozo: Direccional Tipo J
No. Trabajo: COM
Evento: DEV COMPLETION
Completación: SIMPLE CON Y-TOOL

Fecha Inicio: 09/23/2019
Fecha Fin: 09/30/2019

Preparado por: RONNY MALDONADO
Revisado por: RICHARD CAPELO

Aprobado por: JOHANNA VILLEGAS
Fecha Aprobación:

Max Ang. Dev. & Max DL: 31.96° @ 6670.31 FT MD & 2.68° / 100 FT @ 3217.52 FT MD
Taladro en Operación: SINOPEC 185/

Fecha Fin Perforación: 09/22/2019
Fecha Fin Completación: 09/30/2019
Taladro Perforación:

ANEXO E

Esquema mecánico del pozo OSOI-153

