

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ciencias de la Tierra FICT

Análisis comparativo técnico-económico entre pozos
direccionales tipo S versus pozos direccionales tipo J en campo
ESPOL

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEO

Presentado por:

Kevin Jabik Sevilla Lara

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2023

AGRADECIMIENTO

Al padre y a la madre

“Antes que nada quiero agradecer a mi mamá y a mi papá por su apoyo incondicional en el logro de todas mis metas personales y académicas, ellos me alentaron con mucho cariño a nunca desistir de mis metas frente a ellas, él también es quien me dio mucho apoyo”.

Además de mi tutor

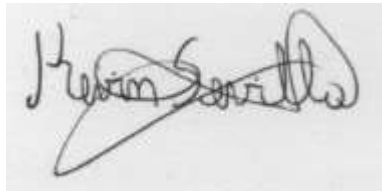
“Agradezco sinceramente la dedicación y paciencia de mi tutor. Sin sus palabras y precisas correcciones no hubiera podido llegar a esta instancia tan esperada. Gracias por su guía y todos los tips, los guardaré grabados en mi memoria”. recuerdo para el resto de mi futura vida profesional.

Dedicatoria

Este trabajo está dedicado a mi familia, quienes me han apoyado a lo largo de mi carrera universitaria y toda mi vida. A todas las personas especiales que me acompañaron durante este período, contribuyendo a mi aprendizaje profesional y humano.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Sevilla Lara Kevin Jabik y doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Kevin Sevilla", is centered on a light gray rectangular background.

Sevilla Lara Kevin Jabik

EVALUADORES

M. Sc. FERNANDO J. SAGNAY

PROFESOR DE LA MATERIA



Firmado electrónicamente por:
**XAVIER ERNESTO
VARGAS GUTIERREZ**

M. Sc. DANILO A. ARCENTALES

TUTOR

M. Sc. XAVIER E. VARGAS

TUTOR

Resumen

El presente trabajo de titulación tiene como finalidad realizar un análisis técnico-económico, mediante el uso de técnicas comparativas de los problemas técnicos y operativos presentes en los pozos direccionales estudiados, los pozos están ubicados en el campo ESPOL; se tiene como finalidad el determinar la mejor trayectoria direccional a implementar en este campo, tomando como referencia la geología y litología presente en el campo Libertador. El estudio se fundamenta en una investigación de tipo descriptiva, comparativa e inductiva con respecto a los riesgos operacionales y los eventos que generan tiempos no productivos. Se realiza un análisis de los riesgos presentes al a travesar ciertas formaciones que dificultan las operaciones de perforación, teniendo como referencia las formaciones presentes en el norte de la cuenca oriente ecuatoriana. Además, se realiza un análisis técnico- económico de los ensamblajes de fondo utilizados para perforar los pozos, así como también una matriz causa-efecto de los problemas presentes en cada pozo y determinar cuál presenta menos tiempos no productivos y proponer un plan de acción para disminuir estos tiempos en ambos pozos direccionales. La comparación de los datos obtenidos de cada pozo demostró que las secciones que demandan más operaciones direccionales generan un mayor número de problemas operacionales, por lo que los NPTs en estas secciones incrementan. Se concluyó que las secciones de 12 ¼" y 8 ½" son las que generan mayores tiempos no productivos, siendo el pozo EPL-02 con trayectoria direccional tipo "J" representa la mejor trayectoria direccional a ser perforado en el campo ESPOL.

Palabras clave: Problemas operacionales/ Tiempos no productivos/ Secciones/ Pozo direccional

Abstract

The purpose of this titling work is to carry out a technical-economic analysis, through the use of comparative techniques of the technical and operational problems present in the directional wells studied, the wells are located in the ESPOL field; The purpose is to determine the best directional trajectory to implement in this field, taking as reference the geology and lithology present in the Libertador field. The study is based on a descriptive, comparative and inductive research regarding operational risks and events that generate non-productive times. An analysis of the risks present when crossing certain formations that hinder drilling operations is carried out, taking as reference the formations present in the north of the Ecuadorian eastern basin. In addition, a technical-economic analysis of the downhole assemblies used to drill the wells is carried out, as well as a cause-effect matrix of the problems present in each well and determine which one presents less non-productive times and propose an action plan to decrease these times in both directional wells. The comparison of the data obtained from each well breaks down that the sections that demand more directional operations generate a greater number of operational problems, so the NPT in these sections increase. It was concluded that the 12 ¼" and 8 ½" sections are the ones that generate the longest non-productive times, with the EPL-02 well with a "J" type directional trajectory representing the best directional trajectory to be drilled in the ESPOL field.

Keywords: Operational problems/ Non-productive times/ Sections/ Directional well.

Tabla de contenido

EVALUADORES	V
Capítulo 1	10
1. Introducción	10
1.1 Descripción del problema	10
1.2 Justificación del problema	11
1.3 Objetivos	11
1.3.1 Objetivo General	11
1.3.2 Objetivos Específicos	11
1.4 Marco Teórico	12
1.4.1 Estructura geológica y litología de la zona	12
1.4.2 Estructura y características litológicas del campo Libertador	14
1.4.3 Perforación direccional	16
1.4.4 Tipos de Pozos	18
1.4.5 Tipos de perforación direccional	18
1.4.6 Conceptos básicos de perforación direccional	21
1.4.7 Tiempos de perforación direccional	24
1.4.8 Herramientas direccionales	27
2. Capítulo 2	32
2.1 Metodología	32
2.2 Muestra y recopilación de la información	32
2.3 Procesamiento de la información	33
2.4 Información técnica de los pozos estudiados en Campo ESPOL	33
2.4.1 Pozo EPL-01	33
2.4.2 Pozo EPL-02	36
2.4.3 Litologías atravesadas	40
2.4.4 Actividades no productivas presentes en las operaciones de perforación	41
3. Capítulo 3	43
3.1 Resultados y Análisis	43
3.2 Tiempos no productivos en las operaciones de perforación	45
3.3 Análisis de las secciones de los pozos	47
3.4 Tiempos no productivos trazados para pozo EPL-01	48
3.5 Causa de los problemas operacionales presentes en el pozo EPL-01 y medidas técnicas recomendadas.	50
3.6 Tiempos no productivos trazados para pozo EPL-02	56

3.7 Causa de los problemas operacionales presentes en el pozo EPL-02 y medidas técnicas recomendadas.	58
4. Capítulo 4	64
4.1 Conclusiones y Recomendaciones	64
4.2 Recomendaciones	66
4.3 Referencias	67
Anexos	68
Ilustración 1	13
Ilustración 2	14
Ilustración 3	15
Ilustración 4	17
Ilustración 5	19
Ilustración 6	20
Ilustración 7	21
Ilustración 8	23
Ilustración 9	24
Ilustración 10	25
Ilustración 11	48
Ilustración 12	49
Ilustración 13	57
Tabla 1	33
Tabla 2	34
Tabla 3	34
Tabla 4	35
Tabla 5	36
Tabla 6	37
Tabla 7	37
Tabla 8	38
Tabla 9	38
Tabla 10	39
Tabla 11	40
Tabla 12	43
Tabla 13	44
Tabla 14	45
Tabla 15	46
Tabla 16	47
Tabla 17	51
Tabla 18	52
Tabla 19	53
Tabla 20	55
Tabla 21	58
Tabla 22	59
Tabla 23	59



x

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La perforación en la industria petrolera es un proceso llevado a cabo con la intención de obtener petróleo del subsuelo, para llevar a cabo este proceso se cava un orificio e insertar a través de él tubos, mediante los cuales se comunica el yacimiento con la superficie; hay varios tipos de pozos de petróleos con diferentes funciones.

La perforación direccional se conoce como el proceso por el cual se desvía un pozo de forma intencional con respecto a la trayectoria que tendría originalmente. La aplicación de la perforación direccional en la cuenca oriente ecuatoriana permite solucionar problemas en el área de producción, alcanzar yacimientos en locaciones inaccesibles, perforar pozos de alivio, pozos de inyección, evitar herramientas dejadas dentro del agujero, perforar fallas geológicas, eludir domos salinos, etc. Con este método se pueden solucionar varios problemas presentes en la perforación convencional, los cuales sin la existencia de la perforación direccional se imposibilitaría el extraer el crudo de ciertas locaciones inaccesibles para la perforación convencional.

La perforación direccional depende de la complejidad del tipo de trayectoria trazada en el pozo y la litología que se va a atravesar los cuales tendrán un impacto directo sobre el tiempo de perforación del pozo. En este estudio se comparará los datos técnicos de dos pozos direccionales de tipo “S” y “J”.

1.1 Descripción del problema

En la perforación direccional se presentan problemas y riesgos operativos los cuales dificultan y aumentan los costos en los avances de la perforación del pozo debido a: litologías, formaciones anormales, pérdidas de circulación, contaminación del lodo de perforación, desviaciones indeseadas de la sarta, fallas operacionales entre otras. Cuando ocurren estos problemas operacionales, se debe de detener la perforación del pozo, el cual entra en un “tiempo de no producción”; un factor que tiene mucho impacto sobre el tipo de trayectoria direccional a utilizar son el tipo de formaciones a travesar, para este trabajo se analizará la trayectoria direccional a utilizar en función de las formaciones a atravesar en la cuenca Oriente ecuatoriana.

El no caracterizar los tiempos de no producción en una perforación conlleva al aumento de pérdidas económicas en la etapa de la perforación, el disponer de medidas técnicas preventivas que ayuden a mitigar estos tiempos no productivos en la perforación de los pozos direccionales ubicados en la cuenca ecuatoriana, permitirá desarrollar un mejor proyecto de perforación reduciendo los tiempos no productivos y desarrollando mejores prácticas operacionales.

1.2 Justificación del problema

Ciertas formaciones encontradas en la cuenca ecuatoriana dificultan el tipo de trayectoria direccional a utilizar, este trabajo tiene la finalidad de presentar la mejor trayectoria direccional con la finalidad de mejorar los tiempos de producción, la eficiencia de la perforación y minimizar los riesgos operacionales. Este estudio se basa en presentar las causas y consecuencias que se tienen en la perforación al atravesar dichas formaciones y el efecto que tienen estas formaciones cuando entran en contacto directo con las herramientas direccionales; por lo cual, al no tomar en cuenta estos factores suman tiempo a lo estimado en el proyecto y en algunos casos puede representar la pérdida total del pozo.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Realizar un análisis técnico-económico mediante la comparación de los problemas técnicos y operacionales entre dos pozos direccionales tipo S versus tipo J ubicados en el campo Espol, con el objetivo de determinar la mejor trayectoria direccional que permita reducir los tiempos no productivos de forma significativa.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Identificar y analizar los tiempos no productivos que se producen en la etapa de perforación, para encontrar el pozo que presenta mayores inconvenientes.
- Identificar las principales causas por las que ocurren los problemas operativos con la finalidad de disminuir sus incidencias.

- Analizar cómo influye los aspectos geológicos del yacimiento en los tiempos de perforación de los pozos, para tenerlos en consideración en futuros trabajos en este campo.

1.4 Marco Teórico

1.4.1 Estructura geológica y litología de la zona

1.4.1.1 Ubicación de la Cuenca Ecuatoriana

La Cuenca Oriente se encuentra localizada al Este de los Andes ecuatorianos. Esta tiene aproximadamente un área de 100.000 *Km*², se extiende hacia el norte en Colombia (Cuenca de Putumayo) hasta Argentina y hacia el Sur con Perú (Cuenca de Marañón). La cuenca oriente contiene las mayores acumulaciones de crudo dentro de la provincia petrolera Putumayo-Oriente-Marañón. (Patrice Baby, 2004)

1.4.1.2 Estratigrafía de la Cuenca Oriente Ecuatoriana

La estratigrafía del relleno cretácico ha sido subdividida en 3 formaciones: Hollín, Napo y la arenisca basal de la formación Tena. La nomenclatura usada para sus miembros y unidades es aquella establecida por Texaco en los años 60; sin embargo, esta nomenclatura es compleja y puramente descriptiva. (Patrice Baby, 2004)

En la ilustración de la Cuenca Oriente Ecuatoriana se detallan las: formaciones, cronoestratigrafías, litologías, formaciones paleo ambiente, eventos tectónicos y curvas estáticas.

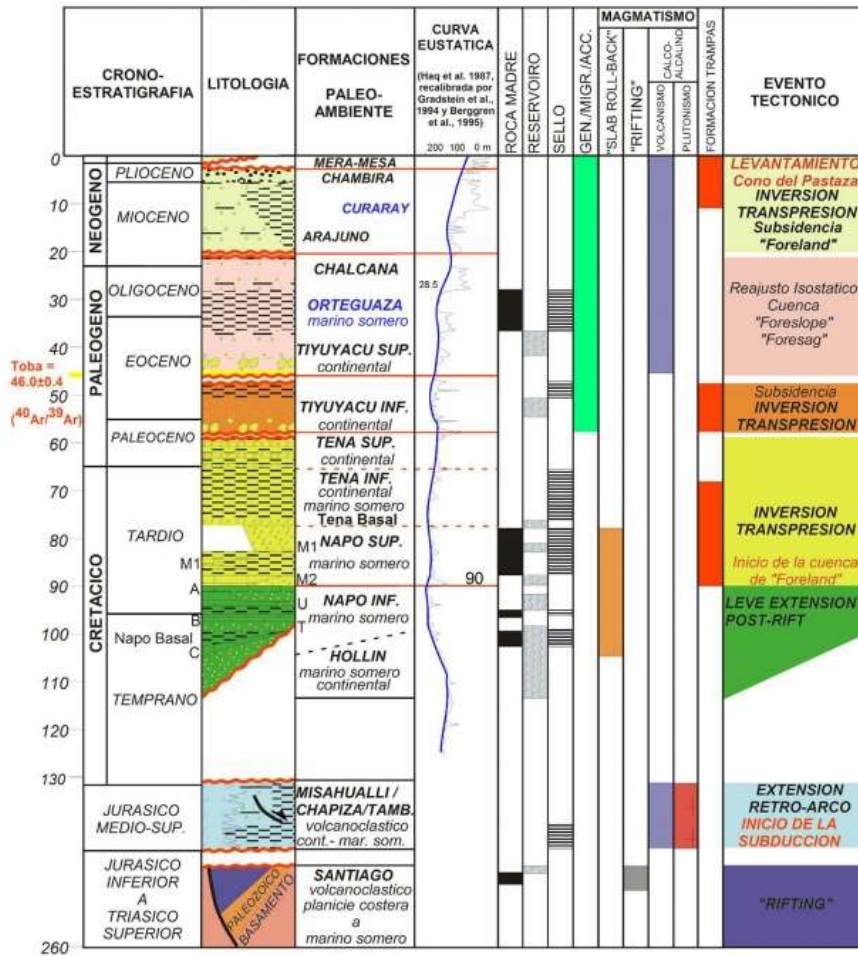


Ilustración 1
Cita: (Patrice Baby, 2004)

1.4.1.3 "Plays" Petroleros

Antes de 2001, se descubrieron ciento dos campos petroleros en la Cuenca Oriente, de los cuales 59 estaban en producción, 12 estaban cerrados y 31 yacimientos descubiertos seguían sin desarrollarse. Esta cuenca se divide en tres unidades tectónicas. Se distinguen tres "plays" de petróleo individuales, cada uno con sus propias trampas, reservorios y características del crudo; estos "plays" se conocen como: Oeste, Medio y Este. (Patrice Baby, 2004)

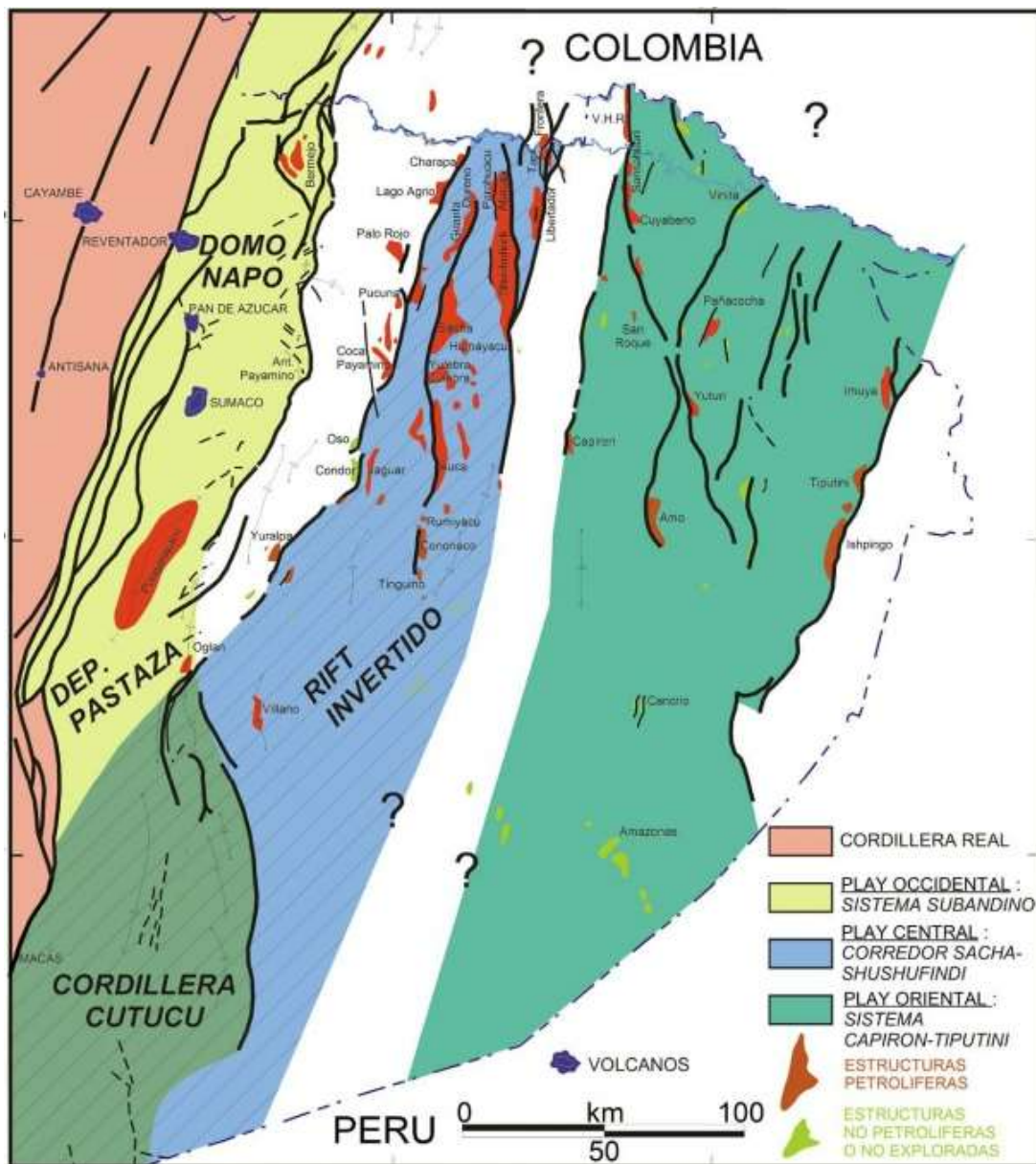


Ilustración 2

Cita: (Patrice Baby, 2004)

1.4.2 Estructura y características litológicas del campo Libertador

1.4.2.1 Historia del campo Libertador

Este campo comenzó a producir en julio de 1982. En agosto de 1992, el campo alcanzó su máximo pico de producción promedio diaria con 56 651 bpd, a partir del cual comenzó a declinar. Actualmente, tiene una producción diaria promedio de alrededor de 32 mil barriles. (Patrice Baby, 2004)

POZO	PRODUCCION (BPPD)	GRAVEDAD (°API)	PROFUNDIDAD TOTAL
Secoya 1	6,121	29 – 33	9,510
Shuara 1	9,965	28 – 33	9,810
Shushuqui 1	1,593	34	9,620
Pichincha 1	10,659	29	10,294

Ilustración 3

1.4.2.2 Estructura del campo Libertador

Tiene unos 21 km de largo y 6-6,5 km de ancho. Su cierre estructural máximo es de 20' y corresponde a un pino alto; el Shushuqui superior es de 180', el Shuara de 200' y el Pacayacu de 10'. El lado este está delimitado por una diferencia en los cabalgamientos dextrales acompañados por varias fallas transversales de rumbo noroeste y sureste que afectan las estructuras del campo. (Patrice Baby, 2004)

1.4.2.3 Características litológicas

(LABOGEO, 1995) define a la Arenisca "T" inferior como una arenisca cuarzosa en secuencias métricas grano decreciente de grano grueso a muy fino, con estratificación cruzada e intercalaciones lutáceas.

La arenisca "T" Superior está definida por (LABOGEO, 1995) como, areniscas cuarzo-glaucónitas en bancos métricos de grano muy fino, masivas a onduladas, con bioturbaciones. Tiene importante presencia de cemento calcáreo.

Arenisca "U" inferior. Corresponde a una arenisca cuarzosa, en partes algo micácea (LABOGEO, 1995), grano decreciente, limpia, masiva y con estratificación cruzada a la base, laminada al techo.

En los estudios de (LABOGEO, 1995) la Arenisca "U" superior, describe areniscas cuarzosas con frecuentes bioturbaciones y la presencia de intercalaciones de lutita. A la base se desarrolla una secuencia grano-creciente y hacia arriba secuencias grano-decrecientes.

Las arcillas que se encuentran en las areniscas presentes en el campo Libertador se describen a continuación:

- “T”: caolinita, illita, clorita y esmectita.
- “U”: caolinita, esmectita, illita y clorita.

1.4.2.4 Características de los crudos

La producción de este campo proviene de los reservorios “U”, “T” y marginalmente de tena Basal. El crudo tiene en promedio 30º API. El punto de burbuja, las viscosidades del crudo son de 1,520cp para “T” y 1,253cp para “U” (Patrice Baby, 2004).

1.4.3 Perforación direccional

1.4.3.1 ¿Qué es la Perforación direccional?

La perforación direccional se define como la desviación intencional de un pozo de la trayectoria que tendría naturalmente. Esta desviación se logra mediante una serie de herramientas direccionales ensambladas de acuerdo con las configuraciones del pozo. (BHA).

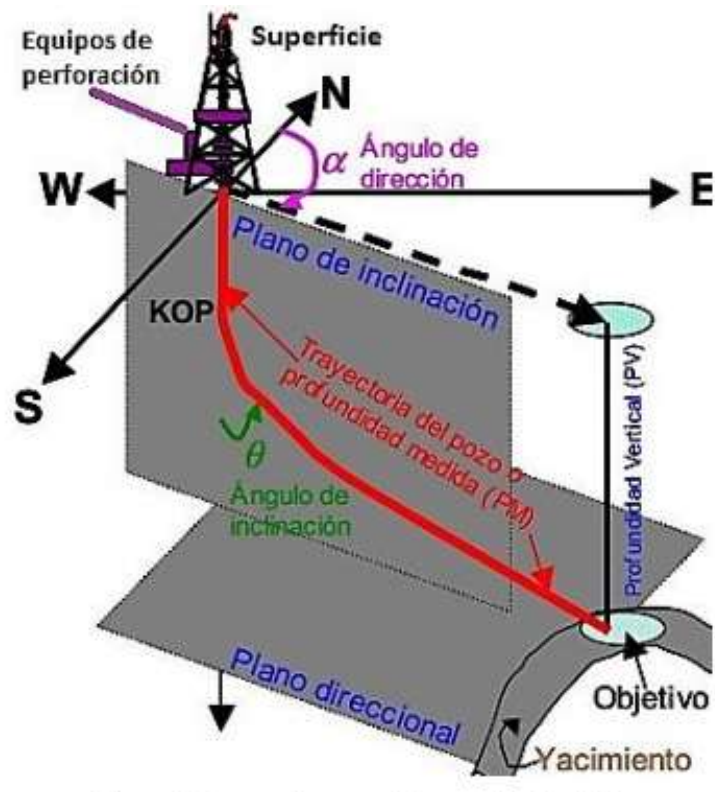


Ilustración 4

1.4.3.2 Objetivos de la perforación direccional

La perforación direccional se usa para enderezar agujeros desviados a la posición vertical, trabajar alrededor de obstrucciones o herramientas errantes y dirigir el agujero en una dirección predeterminada para alcanzar un agujero inferior en una ubicación predeterminada. (Andrea, 2018)

Ventajas

- Mayor recobro de crudo
- Aumento de ingresos con menores inversiones y gastos operativos
- Evitar herramientas dejadas dentro del agujero
- Perforar fallas geológicas
- Eludir domos salinos

Desventajas

- Mayor planificación previa de la construcción del pozo.
- Requiere un monitoreo y control constante de la dirección y la orientación del hoyo.

- Mayor monitoreo de la litología de la zona perforada.

1.4.4 Tipos de Pozos

1.4.4.1 Pozos verticales

1.4.4.2 El propósito de un pozo vertical es alcanzar el objetivo sin inclinación o desviación direccional detrás de su trayectoria, lo que significa que cuando se ve al nivel de la superficie del pozo, se visualiza que tanto las coordenadas de la superficie como los objetivos son los mismos, lo que significa que la trayectoria trazada es vertical y su pendiente no cambia. (Mantle, 2013).

1.4.4.3 Pozos direccionales

1.4.4.4 La perforación direccional se puede definir como un método para controlar la dirección y la desviación de un pozo hacia un objetivo. Esta es una técnica para desviar deliberadamente un pozo a lo largo de un curso hacia un objetivo en relación con la trayectoria que normalmente seguiría el objetivo. (Hossain, 2015).

1.4.5 Tipos de perforación direccional

1.4.5.1 Pozo tipo “J”

Es un perfil direccional tipo “J” con alto desplazamiento (construir y sostener), el hoyo se perfora verticalmente hasta el punto de KOP (punto de desvió) donde el pozo es desviado hasta la inclinación requerida, esta inclinación se mantiene sobre la sección tangente a lo largo de una trayectoria hacia la reserva de hidrocarburos (Marcos Fernandez, 2003)

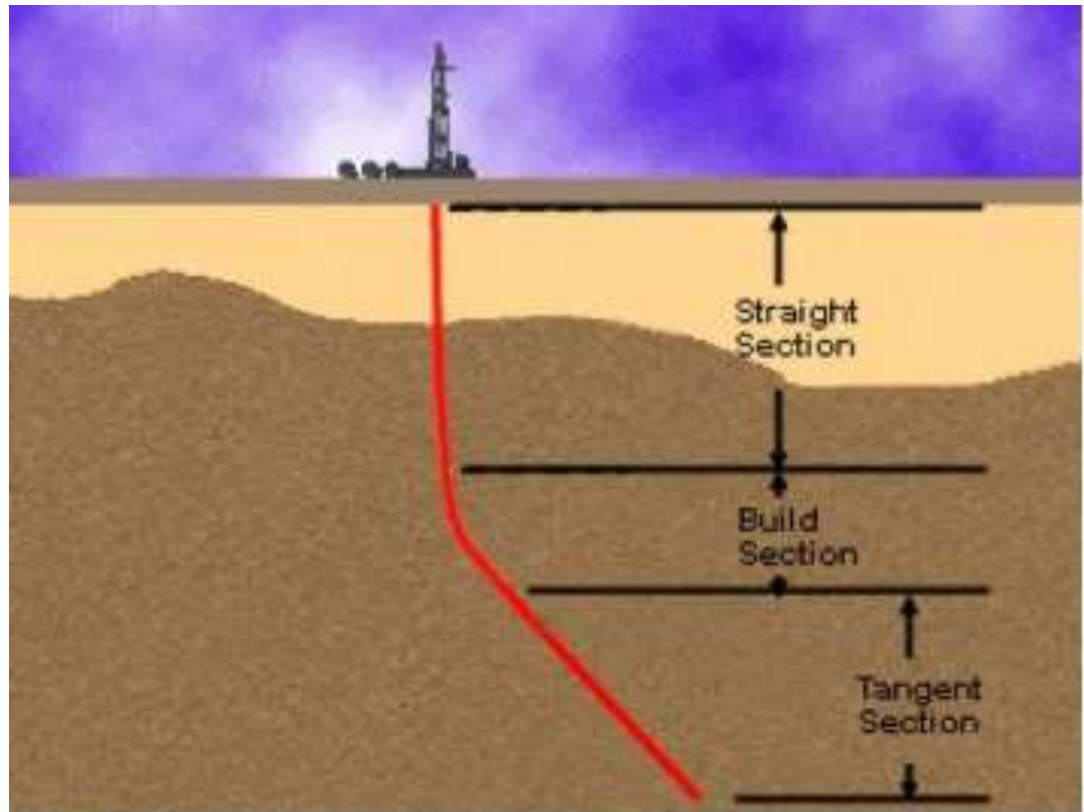


Ilustración 5

1.4.5.2 Pozo tipo "S"

Este perfil es similar al perfil tipo "J" diferencia que en la parte inferior de la tangente es donde la sección comienza a caer y la inclinación es reducida hasta alcanzar el objetivo, (construir, sostener y caer). Este tipo de perfil es usado cuando el objetivo es profundo pero el desplazamiento horizontal es corto, además ayuda en la completación del pozo cuando este atraviesa múltiples zonas productoras o en pozos de alivio cuando es necesario (Marcos Fernandez, 2003).

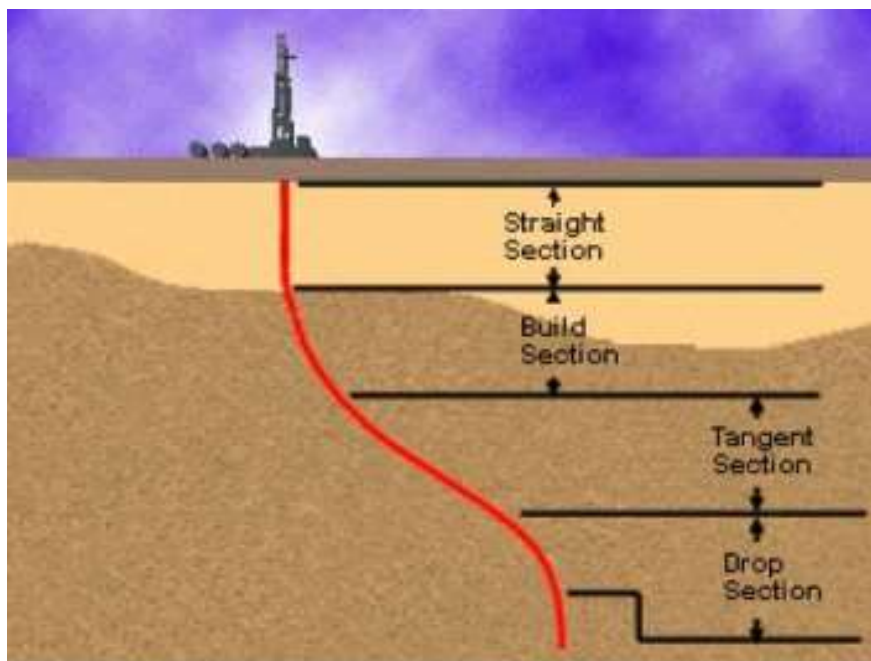


Ilustración 6

JUAN HERRERA HERBERT (2020)

Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas. Vol. IV: Técnicas de perforación direccional de pozos.

1.4.5.3 Pozo tipo Horizontal

Este tipo de trayectoria en sus óptimas condiciones tienen una eficiencia de producción mayor a la de varios pozos verticales perforados en un mismo depósito. Este tipo de trayectoria consta de una sección vertical, una primera sección de construcción, seguido de la sección tangente (mantiene el ángulo), hasta llegar a la segunda sección de construcción (el ángulo máximo alcanzado es de 90°), para posterior culminar con una sección horizontal (Marcos Fernandez, 2003).

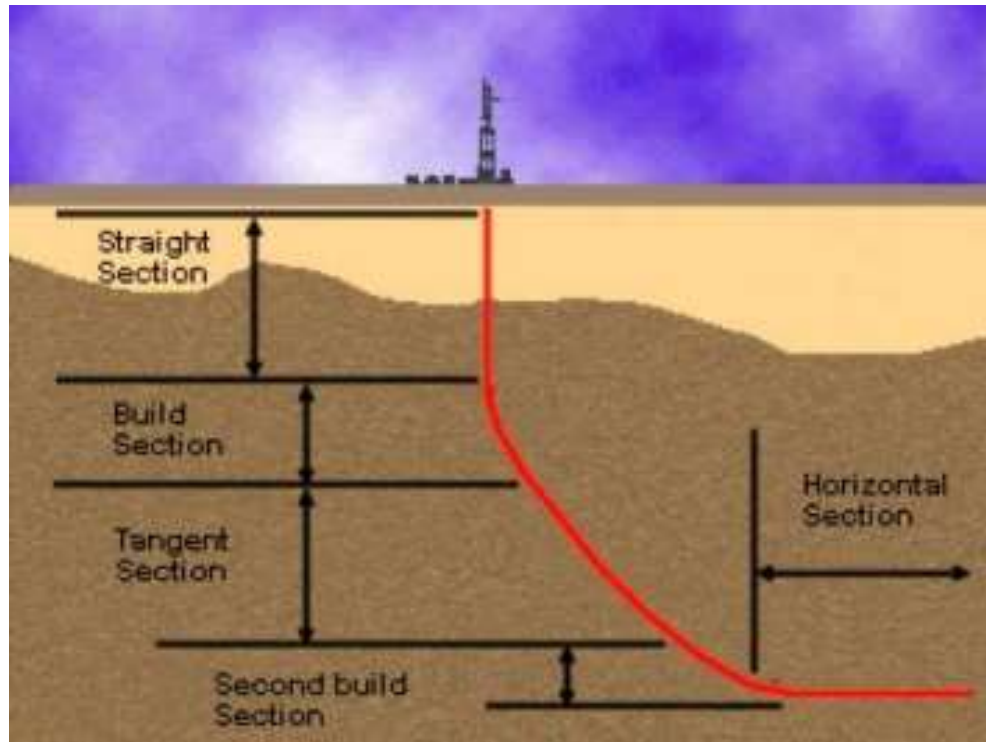


Ilustración 7

1.4.6 Conceptos básicos de perforación direccional

1.4.6.1 Punto de arranque (KOP)

El Punto de Arranque, se lo define como el punto donde termina la sección vertical del pozo e inicia la inclinación o construcción del perfil direccional a la orientación diseñada con anterioridad (Andrea, 2018).

1.4.6.2 Punto de fin de incremento (EOB)

El punto de fin del incremento (EOB) se la conoce como la parte del pozo o sección en donde el ángulo de inclinación que aumenta progresivamente se da por terminada, el punto de fin de la caída consiste en el punto final de la sección del pozo, el ángulo de inclinación disminuye (HERNÁNDEZ, 2018)

1.4.6.3 Objetivo

Es el punto de interés fijo del subsuelo en una formación, debe ser perforada con el hoyo desviado (HERNÁNDEZ, 2018)

1.4.6.4 *Inclinación*

La inclinación del pozo se representa como el ángulo que existe con respecto al plano vertical, este se mide en grados, según la industria estandarizo que 0 grados a 3 grados máximo se considera vertical apuntando hacia abajo, mayor de 3 grados pasa a ser una trayectoria direccional y a los 90 grados se lo denomina horizontal (Andrea, 2018).

1.4.6.5 *Azimut*

La dirección es medida en grados, con sentido a las manecillas del reloj tomando al Norte como referencia, denominado norte verdadero o norte de grilla, el cual se refiere a la dirección del pozo en un punto específico sobre el plano horizontal. (HERNÁNDEZ, 2018)

1.4.6.6 *Dog Leg*

En la industria petrolera se la define como un cambio severo en la inclinación y /o dirección del pozo. Se asocia con problemas operacionales que surgen durante la perforación como: atascamiento de la tubería, cambio en la dirección inicial de la trayectoria planeada, cementación de muy bajo rendimiento, entre otros. (Andrea, 2018)

1.4.6.7 *Dog Leg Severity*

Es la tasa de cambio de ángulo real entre las secciones, expresadas en grados sobre una longitud específica; este es medido en grados por cada 30 metros o también por cada 100 pies. (Andrea, 2018)

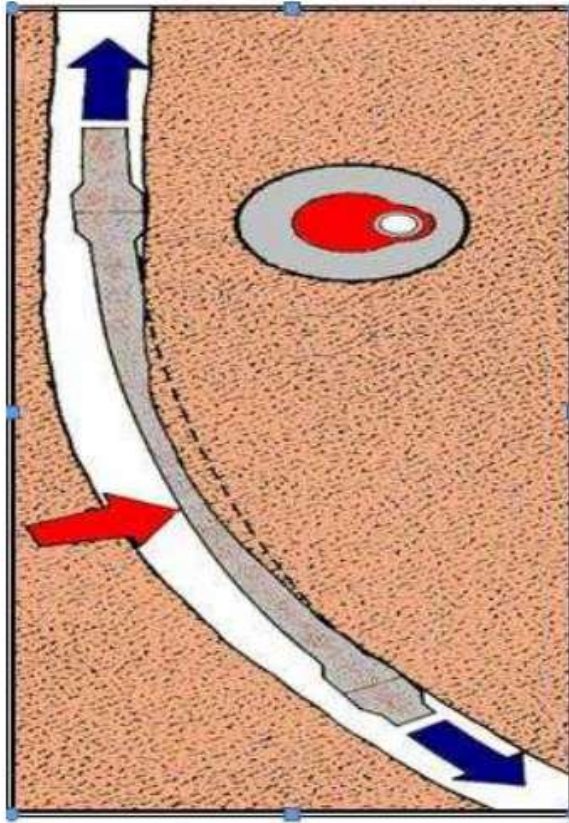


Ilustración 8

1.4.6.8 Profundidad Vertical (TVD)

Es la distancia vertical comprendida entre el nivel de referencia en superficie, hasta el fondo del pozo (Andrea, 2018).

1.4.6.9 Profundidad Media (MD)

Es la profundidad en el Pozo Direccional, que se hace con la medición de la sarta (Tubería de Perforación), mide la longitud del Hoyo (Andrea, 2018).

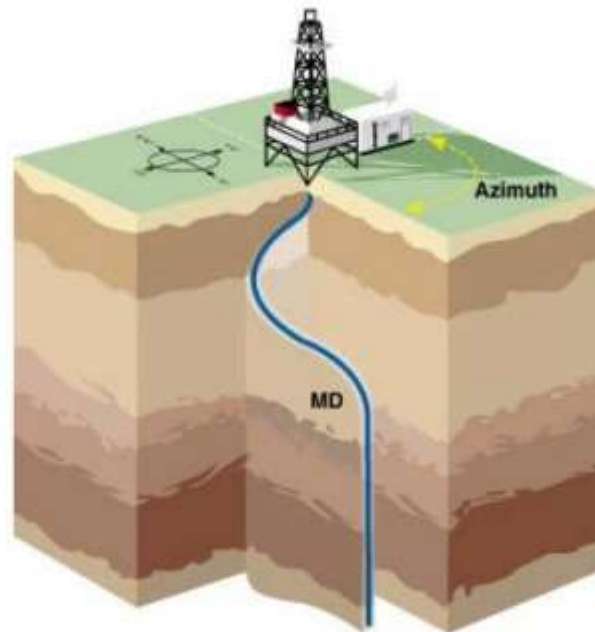


Ilustración 9

1.4.6.10 Desplazamiento Horizontal (HD)

Es aquella medida comprendida entre las líneas verticales de la localización en superficie y fondo del pozo.

1.4.7 Tiempos de perforación direccional

1.4.7.1 Tiempo programado

Se determina en la etapa de planificación y depende directamente de la profundidad planificada. El trabajo realizado en el proceso de excavación es analizado y calculado considerando montaje, montaje de subida/bajada del fondo, cambio de broca, circulaciones, toma de registros, procesos de cementación, armado e instalación del BOP y asentamiento de líneas. (Ramírez, 2014).

1.4.7.2 Tiempo total

Se analiza y describe el tiempo que se realizó la operación, pero no se toma en cuenta el tiempo perdido por problemas operativos como fallas en las máquinas, mala planificación y mala toma de decisiones. (Ramírez, 2014).

1.4.7.3 Tiempo no productivo (NPT)

Es uno de los principales y más grandes impactos negativos para la industria petrolera sobre todo en las operaciones de perforación, afecta directamente los costos generales en los proyectos de perforación, se representa como el tiempo donde no existe avances en la construcción del pozo. Estudios demuestran que no se tienen en consideración cerca del 15 al 20 % de los NPT durante la fase de planeación del tiempo programado de perforación. (Moazzeni & Nabaed & Azari, 2011).

1.4.7.4 NPT por el taladro de perforación

Los NPT generados por causa del taladro se producen por fallas en las bombas de lodo, generadores, mesa rotaria, top drive/ kelly, sistema de elevación, medidores, compresores, entre otros equipos. Los tiempos no productivos generados por el talador se van registrando cuando es sobrepasado el tiempo que se estipulo en la etapa de tiempo programado. (Moazzeni & Nabaed & Azari, 2011).

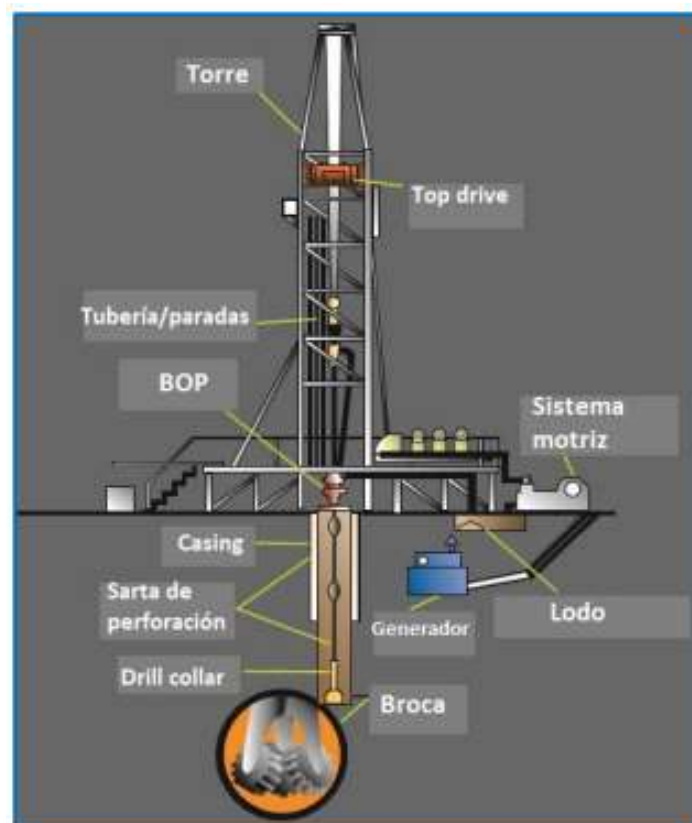


Ilustración 10

Cita: (Moazzeni & Nabaed & Azari, 2011)

En la ilustración 10 se puede visualizar los equipos que se utilizan en un taladro de perforación.

1.4.7.5 NPT causado por compañías de servicios

- **Servicio direccional:** Las herramientas MWD o LWD son otros componentes que provocan averías por mal uso de su funcionamiento, como: problemas con la transmisión de la señal a superficie; lo que puede dar lugar a realizar viajes adicionales para el cambio de estos dispositivos.
- **Problemas con el casing:** Los revestidores con presencia de fallas, en conjunto con una deficiente inspección de los mismos, es una de las principales causas para que se presente NPT; el casing está sujeto a tres fuerzas significantes, tensión, colapso y estallido.
- **Problemas de cemento:** Cuando se tienen que realizar operaciones de cementación correctiva, las operaciones de perforación presentan retrasos; la misma que consiste en la inyección bajo presión de una lechada dentro de la formación; se conoce como cementación forzada.
- **Problemas con el lodo o control de sólidos:** Las propiedades reológicas de los fluidos de perforación tienen un rol importante en la limpieza del pozo, las mediciones de estos parámetros deben realizarse continuamente.
- **Problemas con la broca:** Estos problemas pueden deberse a un desgaste acelerado de la estructura de la broca, lo que puede traer bajas ROP. El desempeño de las brocas se determina por el número de corridas para perforar una sección, por lo general suelen necesitarse hasta 3 corridas por sección en las últimas zonas a perforar.

1.4.7.6 NPT por causa del pozo

- **Pega de tubería:** Este tipo de problemas operacionales suele estar asociado al: incremento del arrastre mientras la tubería es subida o bajada dentro del pozo, el incremento del torque, la presencia de vibraciones, o el incremento de la resistencia al movimiento de la sarta.
- **Surgencias y well control:** “Una surgencia es una entrada no deseada de los fluidos de una formación hacia el pozo”.

- **Alto torque y bajo ROP:** La rata de penetración en la perforación de las secciones de un pozo es afectada por aspectos como: peso sobre la broca (WOB), revoluciones por minuto (RPM), tipo de broca, desgaste de la broca, eficiencia hidráulica, grado de sobre balance, las propiedades del fluido de perforación, la presión hidrostática y el tamaño del hoyo.
- **Perdidas de circulación:** Las circunstancias por las que se dan las pérdidas de circulación están relacionadas a la invasión del fluido en formaciones vugulares, fracturadas, o no consolidadas.
- **Corrección direccional:** La desviación del hoyo es causada por el comportamiento mecánico de la sarta de perforación, lo que conlleva a que el empuje resultante en la barrena cause una desviación fuera del eje del pozo.

1.4.8 Herramientas direccionales

1.4.8.1 Brocas

Es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para cortar o triturar la formación durante el proceso de la.

Los tipos de brocas son:

- **Triconicas:** Las brocas tricónicas tienen tres conos cortadores que giran sobre su eje, por su estructura de corte se fabrican de dientes e insertos de carburo de tungsteno.
- **Cortadores fijos:** Las brocas de cortadores fijos son cuerpos compactos, sin partes móviles, con diamantes naturales o sintéticos incrustados parcialmente en su superficie inferior y lateral que Trituran la formación por fricción o arrastre. Se dividen en diamante natural, PDC y TSP.

1.4.8.2 Ampliadores

Proceso de ensanchamiento del tamaño del pozo. Incluye la ampliación debajo de una restricción o cuando no hay restricción. Los ampliadores son herramientas que se usan para ampliar los agujeros. (Andrea, 2018)

1.4.8.3 MWD

La manera más directa de tener en la superficie información continua, el ángulo alcanzado y el rumbo al que está orientada la herramienta deflectora, es el equipo MWD. Es una herramienta que se coloca por arriba de la barrena o motor de fondo y que va enviando señales electrónicas conforme se perfora, mismas que se capturan e interpretan en la computadora instalada a boca de pozo, siendo estas medidas en tiempo real. (Andrea, 2018)

1.4.8.4 LWD

Este sistema proporciona información petrofísica en tiempo real mientras se perfora. Tienen la ventaja de medir las propiedades de formación antes de que exista el efecto de invasión. Así mismo, muchos pozos pueden ser difíciles o aún imposibles de medir con sistemas convencionales con cable, sobre todo en pozos desviados. En estas condiciones, el sistema LWD asegura que algunas mediciones en el pozo se tomen mientras que con los sistemas convencionales no es posible. (HERNÁNDEZ, 2018)

Los parámetros medidos por una herramienta LWD son:

- Rayos gama
- Resistividad de formación
- Conductividad
- Propagación electromagnética
- Lateral (RAB, Botón y lateral)
- Propiedades acústicas
- Sónico
- Caliper ultrasónico
- Sísmica
- Drill-Bit Seismic (VSP-inverso)

- Seismic MWD (SWD)
- Mediciones nucleares
- Densidad/Porosidad
- Neutrón/Porosidad
- Imágenes durante la perforación
- Resonancia Magnética

1.4.8.5 Motores de fondo

Es una herramienta que se coloca en el aparejo de fondo especialmente para perforación vertical, direccional, horizontal o de alcances extendidos; en sus aplicaciones se monitorea constantemente y corrige la trayectoria del pozo.

El motor de fondo es accionado hidráulicamente por los fluidos de perforación.

Existen dos tipos:

- Motor de desplazamiento positivo, el cual es de alta velocidad/bajo torque o baja velocidad/alto torque.
- Motor de turbina.

1.4.8.6 Power Driver

Es una herramienta totalmente direccional en tres dimensiones, capaz de hacer cambios en inclinación y azimut mientras continúa la rotación en la sarta. El sistema Power Drive ha comprobado en diferentes aplicaciones ser un reemplazo eficaz a las herramientas convencionales. (HERBERT, 2020)

1.4.8.7 Sistema Rotatorio

Es el encargado de proporcionar la acción de rotación a la barrena, para que realice la acción de perforar.

- Unión giratoria o Swivel
- Flecha o kelly
- Buje de transmisión o kelly bushing
- Mesa rotaria

- Tubería de Perforación
- Tubería Extra pesada
- Drill Collar
- Barrena

1.4.8.8 Sistema Top Drive (TDS)

No es exactamente parte de la tubería de perforación, pero transmite y absorbe torsión hacia y de la sarta de perforación, mientras soporta toda la carga de tensión de la sarta de perforación. (HERBERT, 2020)

1.4.8.9 Drill Piper

Transmite potencia por medio del movimiento rotatorio del piso del equipo de perforación a la barrena, y permite la circulación del lodo. Están sujetas a complejos esfuerzos, así como el resto de la sarta de perforación. La tubería de perforación nunca debe ser corrida en compresión, excepto en agujeros de alto ángulo u horizontales, en donde la estabilidad de la sarta y ausencia de pandeamiento debe ser confirmada por medio del uso de un software de modelado. (Andrea, 2018)

1.4.8.10 Tubería de perforación Extrapesada

Su función principal es la de hacer la transición de esfuerzos entre la tubería de perforación y el lastrabarrenas, evitando un cambio abrupto en las áreas seccionales cruzadas. La HWDP reduce la inflexibilidad del BHA, también son más rápidas de manejar que las DC's y más importante reducen la posibilidad de atrapamiento diferencial. (Andrea, 2018)

1.4.8.11 Lastrabarrenas (DC)

Proveen el peso a la barrena, manteniendo la sección de la tubería de perforación en tensión, durante la perforación. (Andrea, 2018)

1.4.8.12 Estabilizadores

Los ensambles de fondo de las sarts de perforación originan fuerzas en la barrena que varían de acuerdo a las condiciones de operación (peso sobre barrena) y características de la formación. Durante la perforación estas fuerzas controlan el ángulo de inclinación del pozo. Para mantener bajo control estas fuerzas generadas en la barrena, y consecuentemente la inclinación del pozo se usan las fuerzas laterales

ejercidas por los estabilizadores al hacer contacto con la pared del pozo o tubería. Por lo tanto, el control en la posición y número de estabilizadores (puntos de tangencia o contacto) es fundamental en el control del pozo. (Andrea, 2018)

2. CAPÍTULO 2

2.1 Metodología

1.1. Tipo de investigación

El presente trabajo de grado tiene la finalidad de presentar la mejor trayectoria direccional con la finalidad de mejorar los tiempos de producción, la eficiencia de la perforación y minimizar los riesgos operacionales. Este trabajo se fundamenta en una investigación de tipo descriptiva, comparativa e inductiva con respecto a los riesgos operacionales y los eventos que general tiempos no productivos en la perforación de los pozos a analizar ubicados en Campo Espol para el cual tomamos de referencia las litologías atravesadas por el campo Libertador ubicado al norte de la Cuenca Oriente ecuatoriana.

2.2 Muestra y recopilación de la información

Las ubicaciones de los pozos a estudiar para el presente trabajo de grado se encuentran en el campo ESPOL, un campo ficticio ideado para este trabajo por la confidencialidad de los datos obtenidos, debido a las normas establecidas por la empresa que proporciono los datos, el campo ESPOL toma como referencia la litología y geología presente en el campo Libertador ubicado al norte de la cuenca oriente ecuatoriana.

La recopilación de la información para el desarrollo del presente trabajo de grado fue suministrada por una empresa de alta fiabilidad, esta información está manejada de forma confidencial, debido a las normas establecidas por la empresa. Proporciono los datos generales de los pozos direccionales estudiados, análisis de litología atravesada, cortes, descripción geológica, secciones perforadas, datos de casing, fluidos de perforación utilizados, configuraciones del BHA, programa de brocas empleado; así mismo se complementó esta información con fuentes bibliográficas confiables, como: libros, artículos de investigación científica, manuales de operaciones e informes relacionados a la perforación de pozos direccionales.

2.3 Procesamiento de la información

Se utilizan los datos técnicos proporcionados por los registros Masterlog y configuración de ensamblajes de fondo (BHA) de ambos pozos para el análisis de dicha información e identificación de las principales causas, problemas e incidencias de los riesgos operacionales presentes en las operaciones de perforación de los pozos a analizar. Se procesa la información en una matriz de categorización cualitativa para describir los eventos que generan tiempos no productivos y analizar la causa de estos, categorizarlos en la frecuencia que estos se presentan, el impacto que generan en las operaciones y los NPT producidos.

Se calcula los tiempos productivo y no productivos totales en ambos pozos direccionales y se realiza la comparación en función de la rentabilidad económica que presentan los pozos uno del otro. Finalmente, se plantea recomendaciones y medidas técnicas para una mejor toma de decisiones en futuros pozos direccionales en el mismo campo o campos que presenten litologías similares.

2.4 Información técnica de los pozos estudiados en Campo ESPOL

2.4.1 Pozo EPL-01

El pozo EPL-01, se planificó para ser perforado con un diseño direccional tipo “S”; este se conforma de cuatro secciones perforadas de 26”, 16”, 12 1/4” y 8 1/2”, las cuales están acompañados de un casing conductor de 20”, 2 casing con los siguientes diámetros: 13 3/8” para la sección superficial, en la sección intermedia se tiene uno de 9 5/8” y finalmente, en la última sección, se baja un liner con un diámetro de 7” llegando hasta la formación objetivo “MACUMA”.

Tabla 1

POZO EPL-01	
Sección perforada	
Fase: 26"	Desde: 0' MD Hasta: 303' MD
Fase: 16"	Desde: 303' MD Hasta: 5310' MD
Fase: 12 1/4"	Desde: 5310' MD Hasta: 9061' MD

Fase: 8 1/2"	Desde: 9061' MD Hasta: 9982' MD
---------------------	---------------------------------

Tabla 2

POZO EPL-01	
Datos de Casing	
20" CONDUCTOR:	@ 303' MD
13 3/8" CASING:	ZAPATO @ 5308' MD
9 5/8" CASING:	ZAPATO @ 9061' MD
7" LINER:	TOPE @ 8726' MD ZAPATO @ 9950' MD

El pozo EPL-01 cuenta con una profundidad final MD (ft): 9982 y una profundidad final TVD (ft): 9767 se encuentra a una elevación de terreno (ft): 850.5 una RKB (ft):875.5 y posee una elevación en la mesa (ft): 25; el pozo tiene una trayectoria direccional tipo "S" y su formación objetivo es: MACUMA.

Tabla 3

POZO EPL-01	
Tipo de trayectoria	"S"
Profundidad final MD	9982 ft
Profundidad final TVD	9767 ft
Elevación sobre el nivel del mar	850,5 ft
RKB	875,5 ft
Elevación mesa	25 ft
Zona de interés/objetivo	MACUMA

Los fluidos de perforación usados en este pozo están divididos por tipos, por rango de densidad usada y en que sección se usó correspondientemente. En la siguiente tabla se presenta de forma detallada el tipo de lodo que se utilizó en cada sección y el rango de densidad que poseen.

Tabla 4

POZO EPL-01		
FLUIDO		
Sección	Tipo de lodo	R- densidad
Fase: 26"	Nativo Disperso	MW: 8.4 - 8.6 ppg
Fase: 16"	Nativo Disperso	MW: 8.4 - 10.0 ppg
Fase: 12 1/4"	Klastop	MW: 9.7 - 10.1 ppg
Fase: 8 1/2"	Klastop	MW: 8.8 -9.9 ppg

En la Tabla 5, se presentan las configuraciones de los ensamblajes de fondo utilizados por secciones además del tipo de arreglos utilizados y las especificaciones de las herramientas direccionales utilizadas hasta llegar a la zona objetivo de la perforación.

Tabla 5

POZO EPL-01		
Secciones	Arreglo	Herramientas y especificaciones
26"	Vertical 1 arreglo	
16"	Direccional 2 arreglos	Broca tricónicas 16" + Broca PDC 16", Motor A962M5640XP, UBHO, Estabilizador 14 5/8", 2 Drill Collar 8"X2, crossover, 21 HWDP 5" + 9 HWDP 5", Pon Monel, MWD Telescope 825 HF, Monel, Down Hole, Filter Sub, Martillo Hidro-mecánico
12 1/4"	Direccional 3 arreglos	Broca PDC 12 1/4", Motor A962M5640XP, Motor A800M7840XP, Floar Sub, Estabilizador 11 3/4", Pony Monel, Pony Monel 8", MWD Telescope 825, MWD Telescope 825 HF, Monel, Down Hole Filter, 2 Drill Collar 8"X3, 24 HWDP 5" + 14 HWDP 5" + 9 HWDP 5", Martillo Hidro-mecanico, 62 DPG 5 1/2", 32 DPS 5 1/2", Crossover
8 1/2 "	Vertical 1 arreglo	Broca PDC 8 1/2", Motor A675M7850XP, Float Sub, Pony Monel, Estabilizador 8 1/8", MWD Telescope 675, Monel, 24 HWDP 5" + 12 HWDP 5", Martillo Hidráulico, Crossover

2.4.2 Pozo EPL-02

El pozo EPL-02, se planifico para ser perforado con un diseño direccional tipo "J"; este se conforma de cuatro secciones perforadas de 26", 16", 12 1/4" y 8 1/2", las cuales están acompañados de un casing conductor de 20", 2 casing con los siguientes diámetros: 13 3/8" para la sección superficial, en la sección intermedia se tiene uno de 9 5/8" y finalmente, en la última sección, se baja un liner con un diámetro de 7" llegando hasta la formación objetivo "T INFERIOR"

Tabla 6

POZO EPL-02	
Sección perforada	
Fase: 26"	Desde: 35' MD Hasta: 298' MD
Fase: 16"	Desde: 298' MD Hasta: 5285' MD
Fase: 12 1/4"	Desde: 5285' MD Hasta: 9100' MD
Fase: 8 1/2"	Desde: 9100' MD Hasta: 9543' MD

Tabla 7

POZO EPL-02	
Datos de Casing	
20" CONDUCTOR:	(@ 298' MD)
13 3/8" CASING:	ZAPATO @ 5284' MD
9 5/8" CASING:	ZAPATO @ 9074' MD
7" LINER:	TOPE @ 9046' MD ZAPATO @ 9538' MD

El pozo EPL-02 cuenta con una profundidad final MD (ft): 9543 y una profundidad final TVD (ft): 9313 se encuentra a una elevación de terreno (ft): 850.35 una RKB (ft):825.35 y posee una elevación en la mesa (ft): 25; el pozo tiene una trayectoria direccional tipo "J" y su formación objetivo es: T INFERIOR

Tabla 8

POZO EPL-02	
Tipo de trayectoria	"J"
Profundidad final MD	9543 ft
Profundidad final TVD	9313 ft
Elevación sobre el nivel del mar	850,35 ft
RKB	825,35 ft
Elevación mesa	25 ft
Zona de interés/objetivo	T INFERIOR

Los fluidos de perforación usados en este pozo están divididos por tipos, por rango de densidad usada y en que sección se usó correspondientemente. En la tabla 9 se presenta de forma detallada el tipo de lodo que se utilizó en cada sección y el rango de densidad que poseen.

Tabla 9

POZO EPL-02		
FLUIDO		
Sección	Tipo de lodo	R- densidad
Fase: 26"	Spud Mud	MW: 8.4 - 9.7 ppg
Fase: 16"	Nativo Disperso	MW: 8.4 - 10.1 ppg
Fase: 12 1/4"	Klastop	MW: 9.7 - 10.3 ppg
Fase: 8 1/2"	Klastop	MW: 9.0 -9.2 ppg

En la Tabla 10 se presentan las configuraciones de los ensamblajes de fondo utilizados por secciones además del tipo de arreglos utilizados y las especificaciones de las herramientas direccionales utilizadas hasta llegar a la zona objetivo de la perforación.

Tabla 10

POZO EPL-02		
Secciones	Arreglo	Herramientas y especificaciones
26"	Vertical 1 arreglo	
16"	Vertical 1 arreglo	Broca tricónicas 16", Bit Sub 8", Float Valve, Drill Collar 8 1/4", Hwdp 5", Corssover
	Direccional 1 arreglo	Broca PDC 16", Motor A962XP, Pony Monel, Estabilizador 14 5/8 ", MWD Telescope 825, Down Hole Filter Sub, UBHO, Monel, 2 Drill Collars 8 1/4", XO, 21 HWDP 5" + 9 HWDP 5", Martillo Hidraulico 6 1/2", Crossover
12 1/4"	Direccional 1 arreglo	Broca PDC 12 1/4", Motor PD900X6, Estabilizador 11 3/4", Float Valve, Pony Monel, MWD Telescope, Monel, Filter Sub, 2 Drill Collar 8 1/4", 33 HWDP 5" + 6 HWDP 5", Martillo Hidráulico, Crossover
8 1/2 "	Direccional 1 arreglo	Broca PDC 8 1/2", Motor A675XP, Camisa 8 3/8", Float Sub, Neoscope, Estabilizador 8 1/4", MWD Telescope, Monel, Down Hole Filter, 24 HWDP 5" + 9 HWDP 5", Martillo Hidráulico 6 1/2"

2.4.3 Litologías atravesadas

El yacimiento principal de nuestra área de estudio basado en las formaciones vistas en el campo Libertador está comprendido por las arenas de Hollín Superior y Hollín Inferior, seguido de la arenisca Basal Tena. Esta información sirve para realizar un análisis de las formaciones más críticas durante la perforación de ambos pozos. Los conglomerados Tiyuyacu superior como inferior, como la formación Napo y Tena se consideran formaciones críticas por sus características físicas y compleja composición.

En la Tabla 11 describe las formaciones atravesadas junto a la litología que predomina en esa zona y los topes de cada formación.

Tabla 11

FORMACIONES	LITOLOGIA PREDOMINANTE	TOPES DE FORMACIÓN (ft)
Chalcana	Arcillolita y limolita	2759
Orteguaza	Lutita y arena	5439
Tiyuyacu	Arcillolita, limolita y conglomerado chert	6300
Tena	Arcillolita	7731
Basal Tena	Arenisca	9029
M1	Lutita, caliza y arenisca	9365
M2	Caliza y arenisca	9585
Caliza "A"	Caliza y arenisca	9640
U Superior	Arenisca	9720
U Inferior	Lutita y arenisca	9761
Caliza "B"	Caliza	9865
T Superior	Arenisca	9937
T Inferior	Lutita y arenisca	9975
Basal Napo	Lutitas	10020
Hollín	Areniscas	10126

2.4.4 Actividades no productivas presentes en las operaciones de perforación

En los pozos estudiados para el presente trabajo se tomaron en consideración los problemas presentados durante su perforación usando como base los registros de perforación de 2 pozos direccionales en el campo Libertador el cual se adecua a la litología que presentamos en el campo Espol. Entre estos problemas operacionales tenemos:

- Problemas TDS
- Limpieza del Flow Line
- Fallas en equipos de superficie
- Limpieza y rimado del hoyo
- Embolamiento de la broca
- Fallas en equipos de fondo
- Arcillas Reactivas
- Arcillas Sobrepresionadas
- Side Track
- Toma adicional de registros
- Fallas en el revestimiento
- Problemas en cementación
- Cementación forzada
- Pega de tubería por empaquetamiento (Pack-off)
- Pega Diferencial
- Pega por Geometría del pozo

- Operaciones de pesca
- Perdidas de circulación
- Influjos y Reventones
- Fracturas
- Atascamiento de herramientas de registro
- Intervalos apretados
- Zonas abrasivas
- Presiones anormales
- Fallas en herramientas del BHA
- Cavernas en el hoyo (Hole washouts)

3. CAPÍTULO 3

3.1 Resultados y Análisis

1.2. Matriz de frecuencia de problemas operacionales

Con los problemas operacionales presentes en los dos pozos que fueron objetivo de este estudio se procedió a realizar una matriz en donde los organizamos según el orden en que se presentan durante las operaciones de perforación, desde problemas en superficie hasta los problemas en el fondo del pozo. Se realizó un estudio por secciones de los problemas operacionales presentes en estos pozos, con la finalidad de llevar una frecuencia con la que ocurren estos problemas e identificar las actividades que presentan mayores tiempos no productivos según la sección que se esté perforando.

En la Tabla 12 se presentan los fallos operacionales presentes en el pozo EPL-01 junto con las secciones donde ocurren estos fallos operacionales, la frecuencia de su ocurrencia y los NPT en horas de los mismos. (especificar frecuencia)

Tabla 12

POZO EPL-01			
Problemas Operacionales	Secciones	Frecuencia	NPT en horas
Problemas TDS	26", 16"	2	1,5
Limpieza del Flow Line	12 1/4"	1	2
Fallas en equipos de superficie	26", 16", 12 1/4"	3	10
Limpieza y rimado del hoyo	12 1/4"	1	15
Embolamiento de la broca	8 1/2"	1	6
Fallas en equipos de fondo	12 1/4"	1	18,5
Arcillas Reactivas	26", 16"	2	6
Arcillas Sobrepresionadas	12 1/4"	1	5,5
Side Track		0	0
Toma adicional de registros	8 1/2"	1	30
Fallas en el revestimiento	16", 12 1/4"	2	3,5
Problemas en la cementación		0	0
Cementación forzada		0	0
Pega de tubería por empaquetamiento (pack-off)	16", 12 1/4"	2	12,5
Pega Diferencial		0	0
Pega por geometría del pozo	12 1/4"	1	9

Operaciones de pesca	12 1/4"	1	12
Perdidas de circulación		0	0
Influjos y Reventones		0	0
Fracturas		0	0
Atascamiento de herramientas de registro	12 1/4"	1	1,5
Intervalos apretados	16"	1	7,5
Zonas abrasivas	12 1/4"	1	2,4
Presiones anormales	8 1/2"	1	27,5
Fallas en herramientas del BHA	8 1/2"	1	5,5
Cavernas en el hoyo (Hole washouts)	16"	1	9

En la Tabla 13 se presentan los fallos operacionales presentes en el pozo EPL-02 junto con las secciones donde ocurren estos fallos operacionales, la frecuencia de su ocurrencia y los NPT en horas de los mismos.

Tabla 13

POZO EPL-02			
Problemas Operacionales	Secciones	Frecuencia	NPT en horas
Problemas TDS	26", 16"	2	1,5
Limpieza del Flow Line	12 1/4"	1	1,5
Fallas en equipos de superficie	26", 16", 12 1/4"	3	10
Limpieza y rimado del hoyo	8 1/2"	1	14
Embolamiento de la broca	8 1/2"	1	6
Fallas en equipos de fondo	12 1/4", 8 1/2"	1	19,5
Arcillas Reactivas	26", 16"	2	6
Arcillas Sobrepresionadas	12 1/4"	1	5,5
Side Track		0	0
Toma adicional de registros	8 1/2"	1	27,5
Fallas en el revestimiento	8 1/2"	2	2,5
Problemas en la cementación		0	0
Cementación forzada		0	0
Pega de tubería por empaquetamiento (pack-off)	12 1/4"	1	10,5
Pega Diferencial	12 1/4", 8 1/2"	2	5,5
Pega por geometría del pozo			0
Operaciones de pesca	12 1/4"	1	10

Perdidas de circulación		0	0
Influjos y Reventones		0	0
Fracturas		0	0
Atascamiento de herramientas de registro	12 1/4"	1	2
Intervalos apretados	12 1/4"	1	6,5
Zonas abrasivas	12 1/4"	1	2,4
Presiones anormales	8 1/2"	1	27,5
Fallas en herramientas del BHA	8 1/2"	1	5,5
Cavernas en el hoyo (Hole washouts)		0	0

3.2 Tiempos no productivos en las operaciones de perforación

Con la data de campo obtenida de los pozos perforados en el campo Espol procedimos a comparar los NPT de ambo pozos según las secciones que se iban perforando, por lo cual se elaboró una tabla donde podemos analizar los tiempos no productivos totales acumulados para la muestra de los dos pozos, ubicados en el campo ESPOL tomando como referencia a la base de datos del campo Libertador con dos pozos de trayectorias similares.

De esta base de datos podemos determinar que, para el pozo EPL-01 de los 32 días totales de perforación se produjeron 184,9 horas totales de tiempos no productivos, producto de problemas operacionales el cual corresponde a un 24,1% del tiempo total de perforación del pozo EPL-01 con la mayor cantidad de NPTs en las secciones de 12 ¼" y 8 ½".

Tabla 14

POZO EPL-01				
Tiempo total de perforación	Secciones	Total de horas	NPT días	% NPT totales en la perforación
32	26"	4,08	0,17	0,53
	16"	31,58	1,315	4,109
	12 1/4"	78,23	3,259	10,184
	8 1/2"	71,01	2,958	9,243
TOTAL		184,9	7,704	24,1

Por otro lado, con los datos obtenidos para el pozo EPL-02 podemos determinar que de los 30 días totales de perforación se produjeron 161,14 horas totales de tiempos no productivos, producto de problemas operacionales el cual corresponde a un 22,3% del tiempo total de perforación del pozo EPL-02 con la mayor cantidad de NPTs en las secciones de 12 ¼" y 8 ½".

Tabla 15

POZO EPL-02				
Tiempo total de perforación	Secciones	Total de horas	NPT días	% NPT totales en la perforación
30	26"	7,08	0,295	0,983
	16"	7,08	0,295	0,983
	12 1/4"	59,23	2,467	8,223
	8 1/2"	87,75	3,656	12,186
TOTAL		161,14	6,713	22,375

En la Tabla 16 podemos visualizar el tiempo total para perforar ambos pozos, el cual es de 62 días. Se produce entre los dos pozos un total de 14,41 días correspondiente al 23,24% del tiempo total de la perforación de ambos pozos casi ¼ del tiempo total en gastos innecesarios por problemas operacionales en los procesos de perforación. En ambos pozos coincide las secciones con mayores tiempos no productivos siendo las de 12 ¼" y 8 ½" con la diferencia que para el pozo EPL-02 la sección de 8 ½" presenta mayores problemas operacionales que la sección de 8 ½" del pozo EPL-01 lo que se puede traducir en mayores NPTs, por otro lado, para las primeras secciones del pozo EPL-02 los NPTs y problemas operacionales son menores que los del pozo EPL-01 debido a las diferencias de sus trayectorias direccionales.

Las primeras secciones de un pozo tipo "J" como es el pozo EPL-02 son más fáciles de perforar desde el punto de vista direccional ya que se perfora vertical hasta el punto del KOP por lo que los problemas operacionales que depende de la trayectoria direccional no ocurren en estas secciones.

Tabla 16

Comparación entre pozos por secciones

Pozo	Tipo de Pozo	Tiempo total de perforación	Secciones	Total de horas	NPT días
1	"S"	32	26"	4,08	0,17
			16"	31,58	1,315
			12 1/4"	78,58	3,259
			8 1/2"	71,01	2,958
2	"J"	30	26"	7,08	0,295
			16"	7,08	0,295
			12 1/4"	59,23	2,467
			8 1/2"	87,75	3,656

3.3 Análisis de las secciones de los pozos

En la Ilustración 11 se muestra el porcentaje de los tiempos no productivos para cada una de las secciones "26", "16", "12 ¼", "8 ½" "tomando en cuenta los datos de los dos pozos direccionales del campo Espol. De esta figura podemos determinar que las secciones más problemáticas son las que tienen trayectorias direccionales más complejas, debido que en estas zonas suelen ocurrir problemas operativos que en zonas donde se perfora de forma vertical, también estas secciones coinciden con zonas donde la formación es más abrasiva y se presentan arenas poco consolidadas y arcillas sobre-presionadas lo cual conduce a problemas operacionales como pegas de tuberías, intervalos apretados, derrumbes, etc. Debido a esto el perforador debe tomar medidas correctivas que no estaban previstas al principio del plan de perforación, como los rimados del hoyo, limpieza del hoyo, toma adicional de registros, etc.

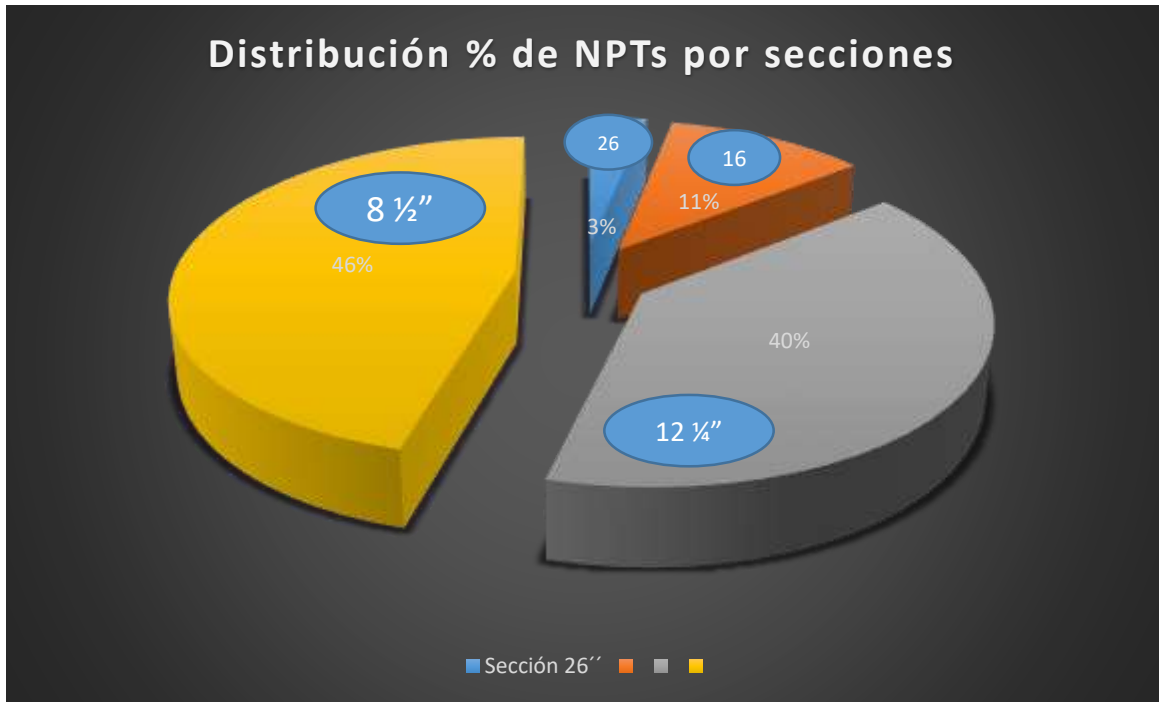


Ilustración 11

Se tiene que en la sección de 8 1/2" corresponde al 46% de los NPTs producidos en toda la perforación, la sección de 12 1/4" es la siguiente con mayor porcentaje de NPTs con un 40% seguida de la sección de 16" con 11% y la de 26" con un 3% siendo esta casi insignificante para las operaciones de perforación considerando que solo representa aproximadamente 1/2 de día del total del tiempo total de perforación.

3.4 Tiempos no productivos trazados para pozo EPL-01

El pozo EPL-01 direccional tipo "S" fue el que presento más tiempo para terminar las operaciones de perforación y terminar el pozo, así mismo fue el que presento un mayor número de NPTs a comparación del pozo EPL-02 con una diferencia de 23,76 horas aproximadamente un día más para culminar las operaciones de perforación. La sección

más problemática fue la de 12 ¼” la cual presento un tiempo no productivo de 78,58 horas que equivalen a 3,27 días representando un 10,18% del tiempo total de perforación del pozo tipo “S”.

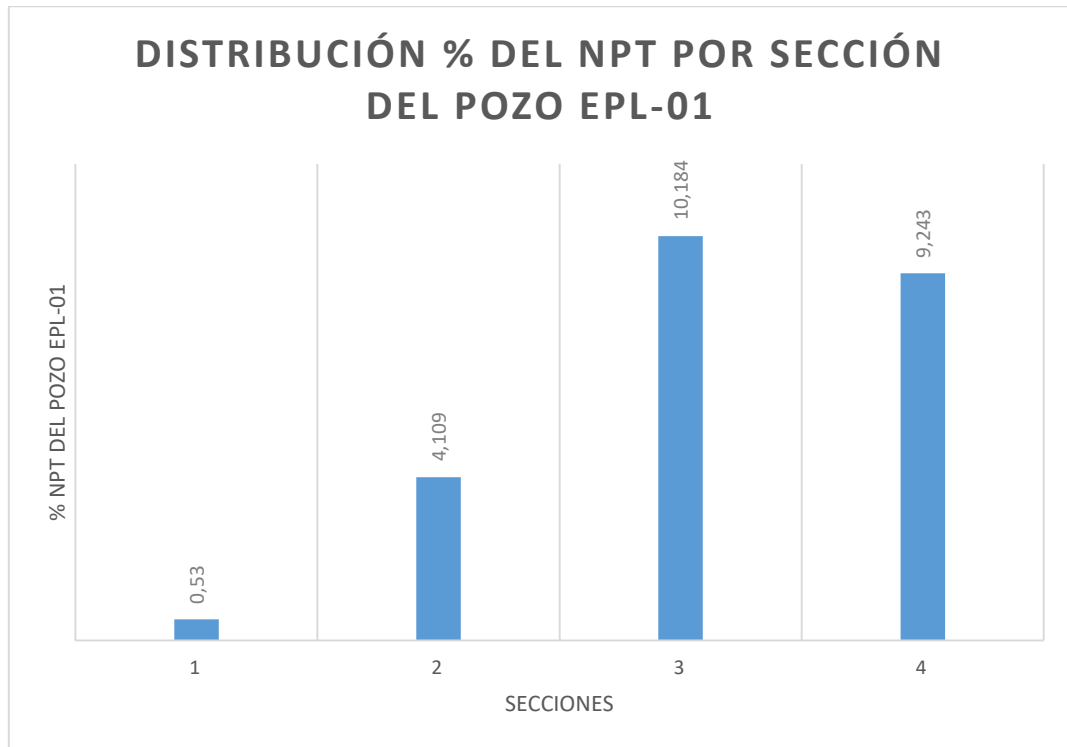


Ilustración 12

La siguiente sección con mayor número de NPTs del pozo EPL-01 tipo “S” fue la de 8 ½” con un total de 71,01 horas las cuales representan el 9,24% del tiempo total requerido para la perforación del pozo; las secciones de 26” y 16” presentaron un porcentaje de 0,53% y 4,10% respectivamente siendo un valor aceptable para este tipo de operaciones por que no causan un impacto tan grande para los costos iniciales del proyecto.

Los problemas operacionales más frecuentes y que producen mayores horas de no producción en el pozo EPL-01 tipo “S” fueron:

- Fallas en equipos de superficie
- Fallas en equipos de fondo
- Presiones anormales
- Empaquetamiento
- Pega Geométrica
- Operaciones de Pesca
- Limpieza y rimado del hoyo
- Cavernas en el hoyo

3.5 Causa de los problemas operacionales presentes en el pozo EPL-01 y medidas técnicas **recomendadas.**

En la tabla 17 se detalla por secciones la relación de los problemas operacionales y el impacto que generan en los tiempos de no producción del pozo EPL-01. Con esto podemos visualizar los factores que tienen una mayor influencia en los tiempos no productivos, lo que nos permitirá proporcionar las mejores medidas preventivas a utilizar para cada sección, de forma que podemos mitigar en gran medida estos problemas operacionales y que se reduzcan los tiempos no productivos en este pozo y posteriormente servir como apoyo para los demás pozos a perforar en el campo Espol en base a los datos obtenidos del campo Libertador.

Tabla 17

Sección de 26"		
Problemas operacionales	Causas	Soluciones
Fallos en equipos de superficie	Fallos presentes en los equipos de control de sólidos, los cuales son los encargados de la limpieza del hoyo	Llevar un control visual constante de los equipos de control de pozo cuando se perfora esta sección para evitar fallos en los sistemas de control de sólidos.

En la sección de 26" del pozo EPL-01 solo presento problemas operacionales con respecto a fallos en equipos de superficie, representa un problema menor el cual es fácil de prevenir y no supone mucho tiempo paralizando las operaciones de perforación. Esta sección al ser perforada de forma convencional como un pozo horizontal, presenta menos problemas operativos comparado con las demás secciones del pozo EPL-01.

Tabla 18

Sección de 16"		
Problemas operacionales	Causas	Soluciones
Fallos en equipos de superficie	Fallos presentes en los equipos de control de sólidos, los cuales son los encargados de la limpieza del hoyo	Llevar un control visual constante de los equipos de control de pozo cuando se perfora esta sección para evitar fallos en los sistemas de control de sólidos.
Fallos en equipo de fondo	Al bajar la sarta direccional observó apoyo.	La sarta direccional se bajó con bomba y rotación en los apoyos.
Arcillas reactivas	Atravesar zonas sin tomar en consideración las características de las arenas presentes en esa formación	Optimizar los strokes e incrementar la reología del lodo para evitar reaccionar las arcillas por exceso de lavado de las mismas, se debe tener mucha atención de este factor en zonas con arcillas reactivas
Fallas en el revestimiento	Se generó un colapso en las juntas del casing al intentar hacer una maniobra de desenroscado, debido a una mala aplicación del torque, realizando un torque excesivo en la junta del casing	Revisar las especificaciones de las tuberías de revestimiento para no aplicar parámetros que estén fuera del rango de especificaciones operacionales provistos por el fabricante
Pega de tuberías por empaquetamiento	Excesiva acumulación de recortes en la sección perforada debido al pésimo retorno de recortes a superficie generando atascamientos	Las formaciones atravesadas en esta sección generan muchos recortes por lo que es necesario bombear una píldora viscosificantes para mejorar el retorno de recortes a superficie

Intervalos apretados	Se presentan puntos de restricción al momento bajar o sacar tubería, esto ocurre en este tipo de secciones por el hinchamiento de las arcillas las cuales cambian el diámetro del hoyo, restringiendo el movimiento de la sarta	Aumentar la reología del lodo para generar menos lavado en el hoyo y de esta manera disminuir el hinchamiento de las arcillas proveniente de las formaciones atravesadas en esta sección
-----------------------------	---	--

En la sección de 16" del pozo EPL-01 se presentan pocos problemas operacionales a comparación de las siguientes secciones de 12 ¼" y 8 ½", los principales fallos operacionales son: fallos en equipos de superficie, fallos en el revestimiento, arcillas reactivas, fallas en el revestimiento y pega de tubería por empaquetamiento. Estos problemas tienen un impacto mayor sobre los tiempos no productivos presentes en el pozo EPL-01 al necesitarse un mayor tiempo para su remediación cuando se producen en la perforación del pozo.

Tabla 19

Sección de 12 1/4"		
Problemas operacionales	Causas	Soluciones
Limpieza del Flow Line	Se genera por una mala circulación de los fluidos de perforación en el hoyo	Mantener la condiciones de las propiedades de los fluidos de perforación para las zonas atravesadas y realizar las practicas operacionales para mantener siempre limpio el hoyo
Limpieza y rimado del hoyo	Se genera por la acumulación de recortes generados por la perforación del hoyo en la sección de 12 1/4", esto ocurre por la mala circulación del pozo o la carencia de propiedades efectiva el lodo de perforación para cargar los recortes superficie	Realizar la circulación del pozo previo a ingresar a la sección donde se generan más conglomerados en este caso la formación Tiyuyacu, también se deben bombear píldoras viscosificantes al lodo para aumentar la viscosidad del lodo y que pueda llevar los recortes a superficie
Arcillas Sobrepresionadas	Se generan problemas de caídas de presión al pasar por zonas con arcillas Sobrepresionadas las cuales generan	Conocer la sección a perforar para aumentar en estas secciones la presión del fondo del pozo para evitar una posible pega de tubería por las arcillas Sobrepresionadas, también

	caídas de presión anormales las cuales pueden generar pegas de tuberías	aplicar velocidades bajas durante los viajes realizados a la tubería y aislar la formación
Fallas en el revestidor	Se generó un colapso en las juntas del casing al intentar hacer una maniobra de desenroscado, debido a una mala aplicación del torque, realizando un torque excesivo en la junta del casing	Revisar las especificaciones de las tuberías de revestimiento para no aplicar parámetros que estén fuera del rango de especificaciones operacionales provistos por el fabricante
Pega de tuberías por empaquetamiento	Excesiva acumulación de recortes en la sección perforada debido al pésimo retorno de recortes a superficie generando atascamientos	Las formaciones atravesadas en esta sección generan muchos recortes por lo que es necesario bombear una píldora viscosificantes para mejorar el retorno de recortes a superficie
Operaciones de pesca	Se genera por la caída de una herramienta dentro del hoyo ya sea por desgaste de las herramientas cayendo dentro del hoyo o por un fallo humano, este pescado impide el avance de la perforación	Determinar con precisión cuando se generó el pescado y su posición en el hoyo para posteriormente bajar con la herramienta pescante para la herramienta alojada en el hoyo, para este pozo se utilizó la herramienta Junk Basket la cual sirve para recuperar herramientas de pequeño tamaño, como en este caso fue un cortador
Atascamiento de herramientas de registro	Se genera por la presencia de un punto de apoyo o arrastre al momento de realizar la operación de toma de registros, lo que resulta en el atascamiento de la herramienta	Antes de realizar los viajes a superficie se recomienda bombear píldoras para evitar los puntos de apoyo y arrastre para evitar un atascamiento de las herramientas de registro al sacar la sarta de perforación
Zonas abrasivas	Se genera por las propiedades de las rocas en las zonas atravesadas, estas zonas generan desgastes en las herramientas de perforación	Se recomienda utilizar un lodo de perforación con las características adecuadas para generar un buen limpiado del hoyo así como también propiedades que ayuden a aislar la formación como es la buena reología y las capacidades sellantes del lodo

En la sección de 12 ¼" del pozo EPL-01 se presentan la mayor cantidad de problemas operacionales además de ser los que más tiempo de remediación conllevan,

por lo que se generan los mayores tiempos no productivos en la perforación del pozo; entre los principales fallos operacionales tenemos: fallas en equipos de superficie, fallas en el revestimiento, pega de tubería por empaquetamiento, pega por geometría del pozo, operaciones de pesca, atascamiento de herramientas de registro. Estos problemas operacionales son los que tienen mayores tiempos no productivos por lo que es prioridad evitar que se produzcan en esta sección del pozo y en caso de que ocurran, remediarlos de forma rápida y eficiente para evitar la mayor cantidad de tiempos no productivos en esta sección del pozo.

Tabla 20

Sección de 8 1/2"		
Problemas operacionales	Causas	Soluciones
Embolamiento de la broca	Se genera por una baja área de flujo de la broca con las boquillas al momento de atravesar zonas que contienen altas cantidades de arcillocitas generando taponamientos en la broca provocando un bajo TFA	Optimizar el área total de flujo TFA para evitar embolamiento en las boquillas de la broca por efecto de las arcillocitas presentes en la formación
Toma adicional de registros	Se tomaron mal los registros o fueron necesarios correr registros adicionales, por lo que culminado el tiempo previsto para realizar la toma de registros se tomó un tiempo adicional	Realizar las operaciones de toma de registro con las herramientas necesarias para la sección y considerar un tiempo adicional en las operaciones de tomas de registros en la fase de planeación del pozo
Presiones anormales	Se generan al atravesar zonas que contienen arcillas muy permeables las cuales causan un efecto de sobrepresión provocando que la tubería se puede pegar a la pared del pozo o en peores casos se puede fracturar el hoyo provocando pérdidas de circulación por la presión anormal de las arenas	Tomar en cuenta estas zonas de la formación que presentan presiones anormales para contrarrestar su efecto con una buena reología del lodo de perforación y llevando un mejor control de las presiones de formación y de fondo del pozo
Fallas en herramientas del BHA	Se presentan indicadores de que la sarta está colgando y estoleando por problemas con el motor de fondo	Se recomienda trabajar con parámetros óptimos de galonaje/minuto para prevenir que la herramienta estolee y bajar la sarta tomando en cuenta la tendencia de caída

		por el ángulo de la sección de 8 1/2" para disminuir el trabajo direccional de la sección
--	--	---

En la sección de 8 ½" del pozo EPL-01 seguida de la sección de 12 ¼" es la sección que genera mayor número de tiempos no productivos, posee menos número de problemas operacionales a comparación de las sección de 16" y 12 ¼"; no obstante los problemas operacionales que se pueden presentar en esta sección, son los que mayor número de horas no productivas genera, entre los principales fallos operacionales presentes en esta sección tenemos: embolamiento de la broca, fallas en herramientas del BHA y la toma adicional de registros siendo esta última una de las operaciones que más tiempo requieren dentro de las operaciones de perforación de un pozo por lo que se debe tener mucho cuidado a la hora de realizar la toma de registros, para evitar esto, se debe tener un buen control de la limpieza y rimado del hoyo para evitar posibles atascamientos de las herramientas.

3.6 Tiempos no productivos trazados para pozo EPL-02

El pozo direccional EPL-02 con trayectoria tipo "J" presento un menor tiempo para la terminación de sus operaciones de perforación, así mismo fue el que presento un menor número de NPTs a comparación del pozo EPL-01 con una diferencia de 23,76 horas aproximadamente un día menos para culminar las operaciones de perforación. La sección más problemática para este pozo fue la de 8 ½" la cual presento un tiempo no productivo de 87,75 horas que equivalen a 3,65 días representando un 12,18% del tiempo total de perforación del pozo tipo "J"

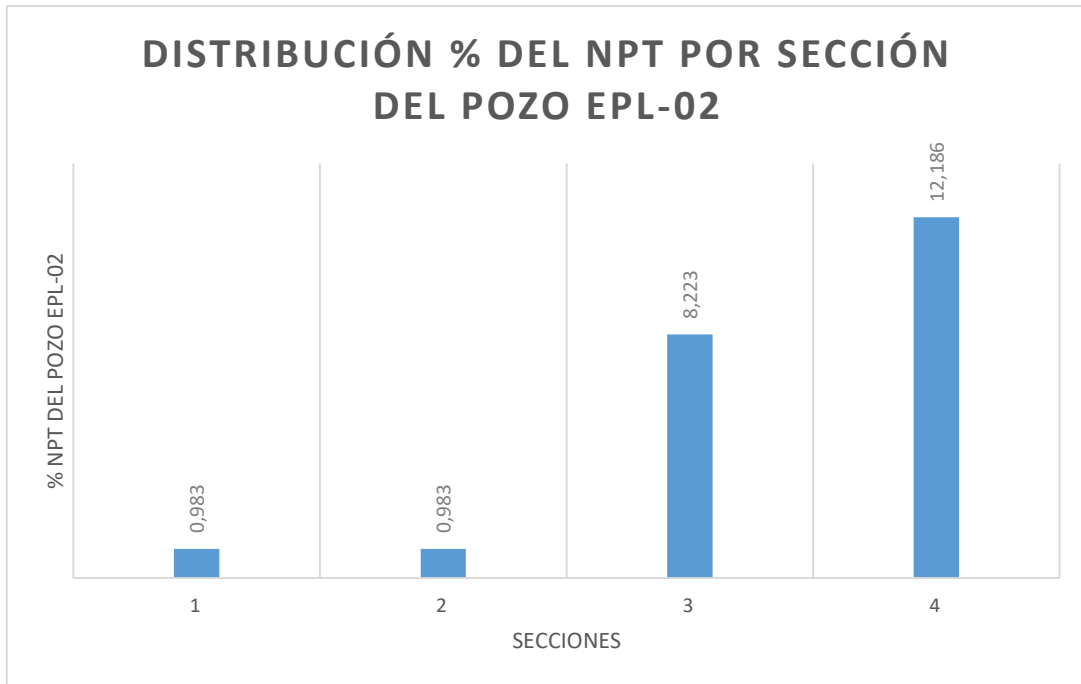


Ilustración 13

La siguiente sección con mayor número de NPTs del pozo EPL-02 tipo “J” fue la de 12 ¼” con un total de 59,23 horas las cuales representan el 8,22% del tiempo total requerido para la perforación del pozo; las secciones de 26” y 16” presentaron un porcentaje de 0,98% y 0,98% respectivamente siendo un valor aceptable para este tipo de operaciones por que no causan un impacto tan grande para los costos iniciales del proyecto, ambas al perforarse en su mayor parte de forma convencional no presentan tantos problemas operativos por lo que tienen un valor igual de NPTs y con valores bajos.

Los problemas operacionales más frecuentes y que producen mayores horas de no producción en el pozo EPL-02 tipo “J” fueron:

- Fallas en equipos de superficie
- Fallas en equipos de fondo
- Presiones anormales

- Empaquetamiento
- Pega Diferencial
- Operaciones de Pesca
- Intervalos Apretados
- Arcillas Sobre-presionadas

3.7 Causa de los problemas operacionales presentes en el pozo EPL-02 y medidas técnicas recomendadas.

En la tabla 21 se detalla por secciones la relación de los problemas operacionales y el impacto que generan en los tiempos de no producción del pozo EPL-02. Con esto podemos visualizar los factores que tienen una mayor influencia en los tiempos no productivos, lo que nos permitirá proporcionar las mejores medidas preventivas a utilizar para cada sección, de forma que podemos mitigar en gran medida estos problemas operacionales y que se reduzcan los tiempos no productivos en este pozo y posteriormente servir como apoyo para los demás pozos a perforar en el campo Espol en base a los datos obtenidos del campo Libertador.

Tabla 21

Sección de 26"		
Problemas operacionales	Causas	Soluciones
Fallos en equipos de superficie	Fallos presentes en los equipos de control de sólidos, los cuales son los encargados de la limpieza del hoyo	Llevar un control visual constante de los equipos de control de pozo cuando se perfora esta sección para evitar fallos en los sistemas de control de sólidos.

En la sección de 26" del pozo EPL-02 direccional tipo "J" como vimos en el pozo EPL-01, esta sección se perfora de forma convencional con una trayectoria vertical, por lo que no se generan grandes tiempos no productivos, teniendo presentes para esta

sección solo fallos en equipos de superficie, los cuales no son complicados de controlar y son sumamente fáciles de prever mediante inspecciones visuales.

Tabla 22

Sección de 16"		
Problemas operacionales	Causas	Soluciones
Fallas en equipos de superficie	Fallos presentes en los equipos de control de sólidos, los cuales son los encargados de la limpieza del hoyo	Llevar un control visual constante de los equipos de control de pozo cuando se perfora esta sección para evitar fallos en los sistemas de control de sólidos.
Arcillas reactivas	Atravesar zonas sin tomar en consideración las características de las arenas presentes en esa formación	Optimizar los strokes e incrementar la reología del lodo para evitar reaccionar las arcillas por exceso de lavado de las mismas, se debe tener mucha atención de este factor en zonas con arcillas reactivas

En la sección de 16" de pozo EPL-02 se presentan pocos problemas operacionales a comparación de las siguientes secciones de 12 ¼" y 8 ½", esto se debe a que en su mayoría esta sección se perfora de forma vertical hasta llegar al punto de KOP. Los principales fallos operacionales presentes en esta sección son: fallas en equipos de superficie y arcillas reactivas. Estos problemas tienen un impacto mayor sobre los tiempos no productivos presentes en el pozo EPL-02 con respecto a la sección anterior, al necesitarse un mayor tiempo para su remediación cuando se producen en la perforación del pozo.

Tabla 23

Sección de 12 1/4"		
Problemas operacionales	Causas	Soluciones
Limpieza del Flow Line	Se genera por una mala circulación de los fluidos de perforación en el hoyo	Mantener la condiciones de las propiedades de los fluidos de perforación para las zonas atravesadas y realizar las practicas

		operacionales para mantener siempre limpio el hoyo
Fallas en equipos de superficie	Fallos presentes en los equipos de control de sólidos, los cuales son los encargados de la limpieza del hoyo	Llevar un control visual constante de los equipos de control de pozo cuando se perfora esta sección para evitar fallos en los sistemas de control de sólidos.
Fallas en equipos de fondo	Al bajar la sarta direccional observó apoyo.	La sarta direccional se bajó con bomba y rotación en los apoyos.
Arcillas Sobrepresionadas	Se generan problemas de caídas de presión al pasar por zonas con arcillas Sobrepresionadas las cuales generan caídas de presión anormales las cuales pueden generar pegas de tuberías	Conocer la sección a perforar para aumentar en estas secciones la presión del fondo del pozo para evitar una posible pega de tubería por las arcillas Sobrepresionadas, también aplicar velocidades bajas durante los viajes realizados a la tubería y aislar la formación
Pega de tuberías por empaquetamiento	Excesiva acumulación de recortes en la sección perforada debido al pésimo retorno de recortes a superficie generando atascamientos	Las formaciones atravesadas en esta sección generan muchos recortes por lo que es necesario bombear una píldora viscosificantes para mejorar el retorno de recortes a superficie
Pega diferencial	Se produce debido al incremento del peso del lodo lo que ocasiona la tendencia de la tubería a por a recostarse sobre la parte inferior de las paredes del pozo.	Controlar el peso del lodo para evitar el futuro asentamiento de la tubería, controlar las presiones del fondo del pozo para evitar que la formación succione la sarta de perforación y quede atrapada.
Operaciones de pesca	Se genera por la caída de una herramienta dentro del hoyo ya sea por desgaste de las herramientas cayendo dentro del hoyo o por un fallo humano, este pescado impide el avance de la perforación	Determinar con precisión cuando se generó el pescado y su posición en el hoyo para posteriormente bajar con la herramienta pescante para la herramienta alojada en el hoyo, para este pozo se utilizó la herramienta Junk Basket la cual sirve para recuperar herramientas de pequeño tamaño, como en este caso fue un cortador

Atascamiento de herramientas de registro	Se genera por la presencia de un punto de apoyo o arrastre al momento de realizar la operación de toma de registros, lo que resulta en el atascamiento de la herramienta	Antes de realizar los viajes a superficie se recomienda bombear píldoras para evitar los puntos de apoyo y arrastre para evitar un atascamiento de las herramientas de registro al sacar la sarta de perforación
Intervalos apretados	Se presentan puntos de restricción al momento de bajar o sacar tubería, esto ocurre en este tipo de secciones por el hinchamiento de las arcillas las cuales cambian el diámetro del hoyo, restringiendo el movimiento de la sarta	Aumentar la reología del lodo para generar menos lavado en el hoyo y de esta manera disminuir el hinchamiento de las arcillas proveniente de las formaciones atravesadas en esta sección
Zonas abrasivas	Se genera por las propiedades de las rocas en las zonas atravesadas, estas zonas generan desgastes en las herramientas de perforación	Se recomienda utilizar un lodo de perforación con las características adecuadas para generar un buen lavado del hoyo así como también propiedades que ayuden a aislar la formación como es la buena reología y las capacidades sellantes del lodo

En la sección de 12 ¼" del pozo EPL-01 se presentan la mayor cantidad de problemas operacionales debido a la trayectoria direccional que se debe mantener a lo largo de esta sección, esto genera una mayor cantidad de posibles problemas operacionales mientras se realizan las maniobras para mantener ángulo, entre los principales fallos operacionales presentes durante esta sección tenemos: fallas en equipos de superficie, pega de tubería por empaquetamiento, pega diferencial, operaciones de pesca, atascamiento de herramientas de registro e intervalos apretados. Se debe tomar en consideración la posibilidad de tener una pega diferencial por la geometría del hoyo; además, en estas zonas se tienen arenas muy permeables lo cual incrementa la probabilidad de tener una pega diferencial. Las arcillas de estas zonas son muy reactivas por lo que tienden a hincharse, se debe tener en consideración este factor para evitar futuros atascamientos e intervalos apretados en el hoyo.

Tabla 24

Sección de 8 1/2"		
Problemas operacionales	Causas	Soluciones
Limpieza y rimado del hoyo	Se genera por la acumulación de recortes generados por la perforación del hoyo en la sección de 8 1/2", esto ocurre por la mala circulación del pozo o la carencia de propiedades efectiva el lodo de perforación para cargar los recortes superficie	Realizar la circulación del pozo previo a ingresar a la sección donde se generan más conglomerados en este caso la formación Tiyuyacu, también se deben bombear píldoras viscosificantes al lodo para aumentar la viscosidad del lodo y que pueda llevar los recortes a superficie
Embolamiento de la broca	Se genera por una baja área de flujo de la broca con las boquillas al momento de atravesar zonas que contienen altas cantidades de arcillocitas generando taponamientos en la broca provocando un bajo TFA	Optimizar el área total de flujo TFA para evitar embolamiento en las boquillas de la broca por efecto de las arcillocitas presentes en la formación
Fallas en equipos de fondo	Al bajar la sarta direccional observó apoyo.	La sarta direccional se bajó con bomba y rotación en los apoyos.
Toma adicional de registros	Se tomaron mal los registros o fueron necesarios correr registros adicionales, por lo que culminado el tiempo previsto para realizar la toma de registros se tomó un tiempo adicional	Realizar las operaciones de toma de registro con las herramientas necesarias para la sección y considerar un tiempo adicional en las operaciones de tomas de registros en la fase de planeación del pozo

Fallas en el revestimiento	Se generó un colapso en las juntas del casing al intentar hacer una maniobra de desenroscado, debido a una mala aplicación del torque, realizando un torque excesivo en la junta del casing	Revisar las especificaciones de las tuberías de revestimiento para no aplicar parámetros que estén fuera del rango de especificaciones operacionales provistos por el fabricante
Pega Diferencial	Se produce debido al incremento del peso del lodo lo que ocasiona la tendencia de la tubería a por a recostarse sobre la parte inferior de las paredes del pozo.	Controlar el peso del lodo para evitar el futuro asentamiento de la tubería, controlar las presiones del fondo del pozo para evitar que la formación succione la sarta de perforación y quede atrapada.
Presiones anormales	Se generan al atravesar zonas que contienen arcillas muy permeables las cuales causan un efecto de sobrepresión provocando que la tubería se puede pegar a la pared del pozo o en peores casos se puede fracturar el hoyo provocando pérdidas de circulación por la presión anormal de las arenas	Tomar en cuenta estas zonas de la formación que presentan presiones anormales para contrarrestar su efecto con una buena reología del lodo de perforación y llevando un mejor control de las presiones de formación y de fondo del pozo
Fallas en herramientas del BHA	Se presentan indicadores de que la sarta está colgando y estoleando por problemas con el motor de fondo	Se recomienda trabajar con parámetros óptimos de galonaje/minuto para prevenir que la herramienta estolee y bajar la sarta tomando en cuenta la tendencia de caída por el ángulo de la sección de 8 1/2" para disminuir el trabajo direccional de la sección

En la sección de 8 ½" del pozo EPL-02 tenemos la mayor cantidad de problemas operacionales, esto se debe a la litología atravesada en esta última sección y de la trayectoria direccional que se debe mantener hasta llegar a la zona objetivo; la sección de 8 ½" es la que genera mayores tiempos no productivos en la perforación del pozo

EPL-02, los problemas operacionales que se pueden presentar en esta sección son los que presentan mayores tiempos no productivos; los más frecuentes son: limpieza y rimado del hoyo, embolamiento de la broca, fallas en el revestimiento, presiones anormales, fallas en herramientas del BHA. Mantener una buena área de flujo a través de la broca optimizando el flujo ayudara a prevenir el taponamiento de la broca e indirectamente nos ayuda a limpiar el hoyo evitando problemas de atascamientos y apoyos de la sarta de perforación; se debe tener especial atención en las arenas que se atraviesan en esta sección por la presencia de presiones anormales debido a las características de las arenas.

4. CAPÍTULO 4

4.1 Conclusiones y Recomendaciones

1.3. Conclusiones

- Para el pozo EPL-01 de los 32 días totales de perforación el 24,1% equivalen a NPTs correspondiente a 7,704 días sin avanzar en las operaciones de perforación, mientras que para el pozo EPL-02 de los 30 días totales de perforación el 22,37% equivale a NPTs un total de 6,71 días por lo que podemos inferir que el pozo EPL-02 con trayectoria direccional tipo “J” representa la mejor trayectoria direccional a ser perforado en el campo ESPOL.
- La perforación direccional tipo “J” con respecto al tipo “S” para este campo es más apropiada, ya que presenta un menor número de problemas operacionales 18 contra 19

respectivamente, además de que suma un total menor de horas de no producción 161,14 horas del pozo tipo “J” contra 184,9 horas del pozo con trayectoria tipo “S”, siendo las secciones con mayor número de NPTs la de 8 ½” representado el 46% de los tiempos no productivos totales en la perforación de ambos pozos, seguida de la sección de 12 ¼” representando el 40% de los NPTs totales para la perforación de los pozos en el campo ESPOL.

- Para el pozo EPL-01 el mayor número de problemas operacionales ocurren en la sección de 12 ¼” representado el 10,18% NPTs totales de perforación del pozo, ocupando un total de 3,25 días de los 32 días que tomo la perforación del pozo tipo “S”. En el pozo EPL-02 el mayor número de horas no productivas y problemas operacionales se da en la sección de 8 ½” equivalente al 12,18% de los NPTs producidos en este pozo, ocupando un total de 3,65 días de los 30 días que tomo la perforación de este pozo tipo “J”.
- Los fallos por pegas de tubería están relacionados con el tipo de trayectoria direccional, para el pozo EPL-01 con trayectoria tipo “S” suele ser propenso a una pega geométrica debido a la geometría en S del pozo, mientras que para el pozo EPL-02 con trayectoria direccional tipo “J” tiende a sufrir de pegas diferenciales, debido al incremento del peso del lodo lo que ocasiona la tendencia de la tubería a por a recostarse sobre la parte inferior de las paredes del pozo. Antes de realizar la perforación de estas zonas se debe tener especial cuidado de no caer en estas pegas de tuberías ya que representan un gran tiempo no productivo para las operaciones de perforación.
- Los aspectos geológicos de la formación influyen directamente sobre las operaciones de perforación de los pozos del campo ESPOL, debido a la presencia de: arcillas reactivas, sobre-presionadas y presencia de zonas con presiones anormales; entre estos problemas operacionales suman 39 horas no productivas de las operaciones de perforación representando para el pozo EPL-01 el 21,09% de los NPTs totales y para el pozo EPL-02 el 24,20% de NPTs totales en la perforación. En ambos pozos se tuvieron problemas al atravesar estas zonas independientemente de la trayectoria direccional de cada pozo.

4.2 Recomendaciones

- Tener en cuenta otros factores al momento de seleccionar la trayectoria direccional a utilizar además de los tiempos de perforación, como pueden ser: locación de los pozos, perforar en fallas geológicas, perforación en dirección de domos salinos. Podemos prescindir de la trayectoria tipo “J” siempre y cuando no sea conveniente por alguno de los casos mencionados anteriormente.
- Cuando se realice una operación de perforación direccional se debe poner mayor énfasis en las secciones donde tienden a ocurrir el mayor número de fallas operacionales, para el pozo EPL-01 con trayectoria direccional tipo “S” las secciones que más se deben controlar son las 12 ¼” y 8 ½” al igual que para el pozo EPL-02 con trayectoria direccional tipo “J”.
- Es importante realizar el cálculo de los NPTs totales de ambos pozos por secciones debido a que podemos observar como tienden a incrementar el % de NPTs según se van perforando las secciones direccionales identificando cuales son los problemas operacionales que surgen mientras se perforan estas secciones.

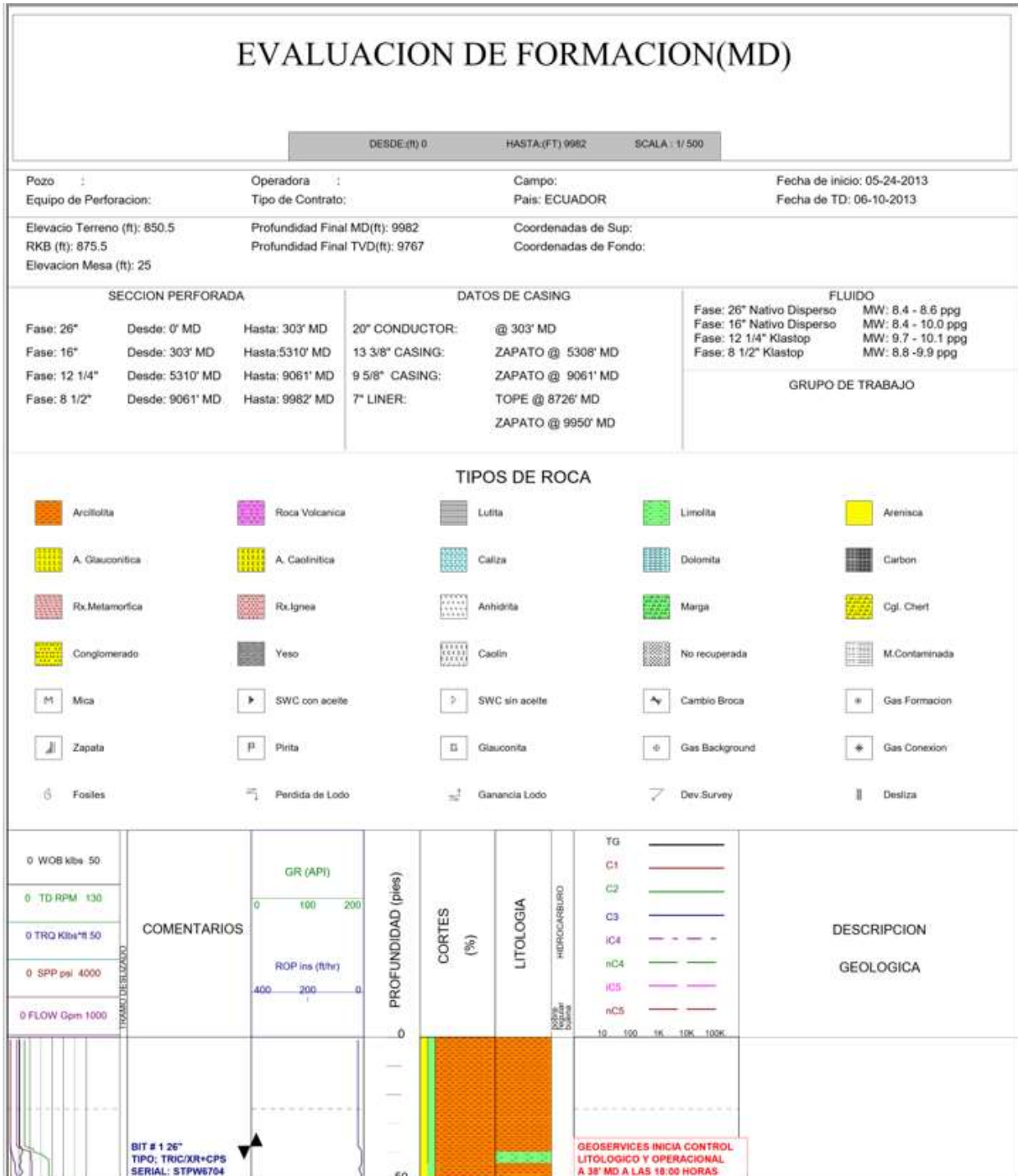
- Estudiar el campo antes de perforar, para determinar cuáles son las zonas más problemáticas al momento de realizar las operaciones de perforación convencional y direccional, tomar en cuenta los factores de estas zonas para evitar futuros problemas durante la perforación de los pozos.

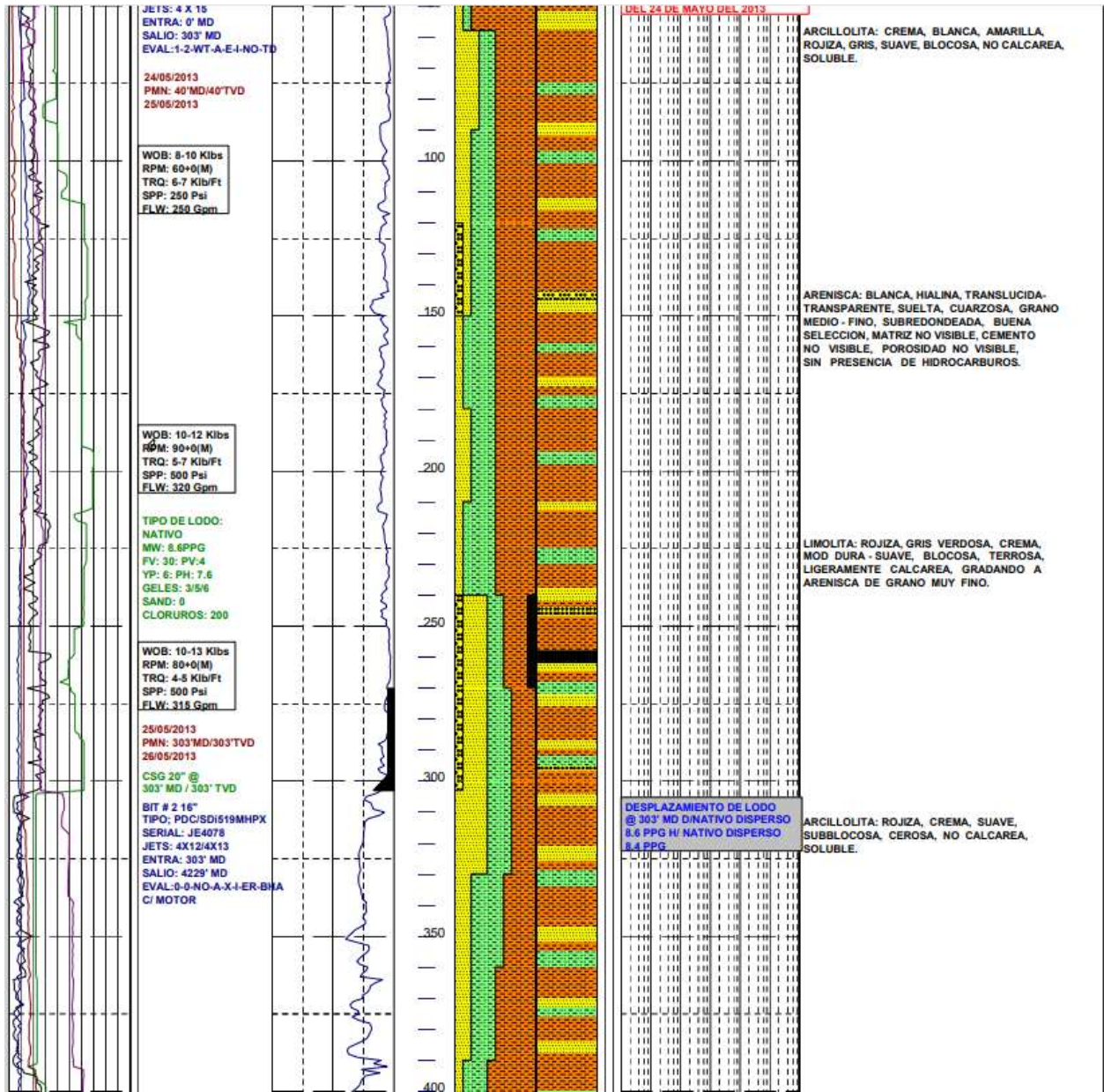
4.3 Referencias

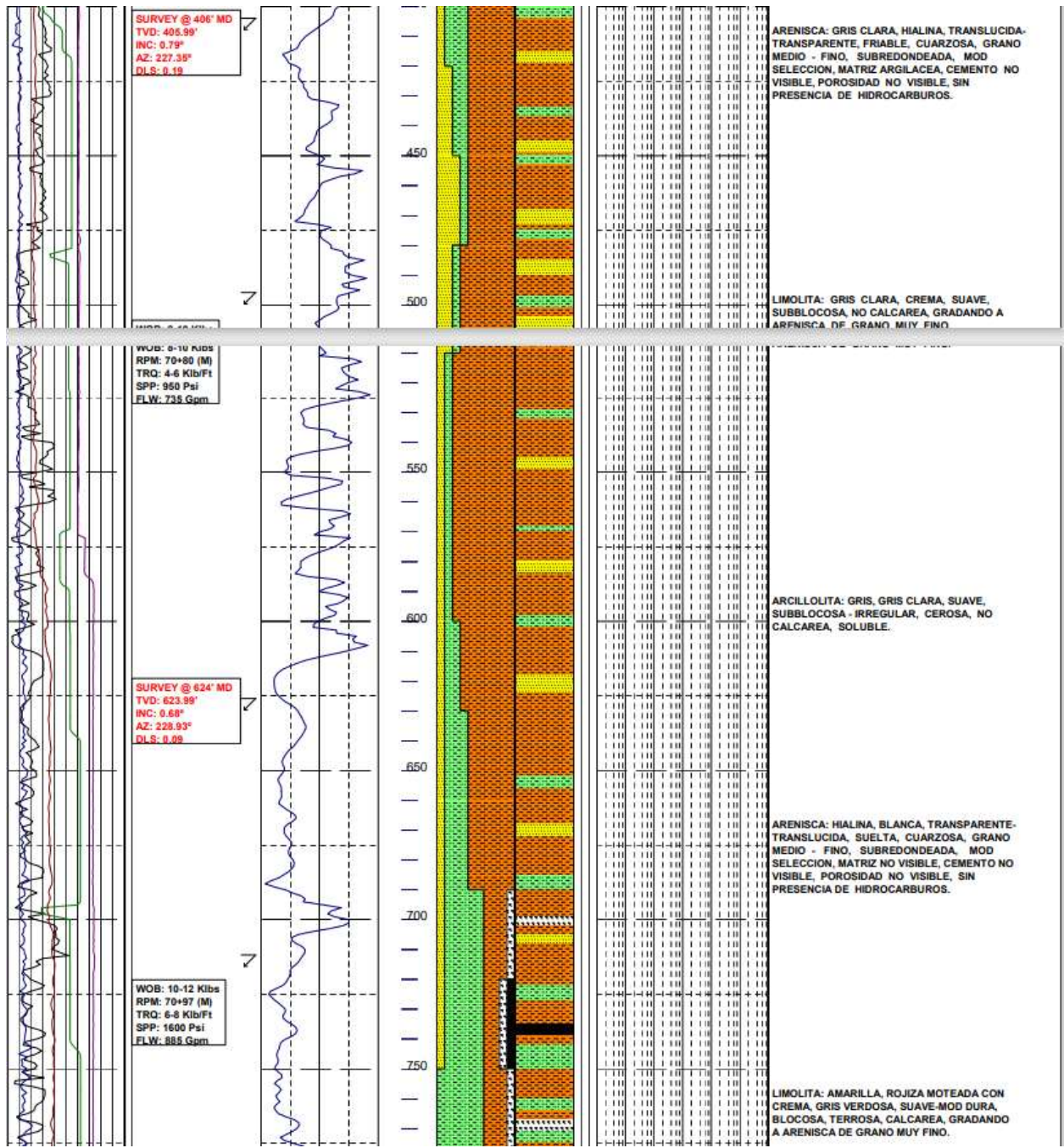
- Andrea, E. M. (2018). *Perforación Direccional*. La Paz: Academia.
- HERBERT, J. H. (2020). *Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas*. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid.
- HERNÁNDEZ, F. C. (2018). *Aplicación de la Teoría de Perforación Direccional*. Ciudad de Mexico: Ciudad Universitaria.
- Hossain, M. E.-M. (2015). *Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering*. John Wiley & Sons.
- Hossain, M. E.-M. (23 de Febrero de 2015). *Wiley Online Library*. Obtenido de <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781119100300>
- LABOGEO. (1995). *Estudio Sedimentológico de las Areniscas U y T. Campo Libertador: Informe Técnico Petroproducción*. Guayaquil.
- Mantle, K. (2013). El arte de controlar la trayectoria de los pozos. *Oilfield Review*.
- Marcos Fernandez, J. R. (2003). *A&MASESORIA Y ADIESTRAMIENTOCURSO BÁSICO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL. A&M ASESORIA Y ADIESTRAMIENTO*.
- Moazzeni & Nabaed & Azari, A. M. (2011). Reducing consumed energy while drilling an oil well through a deep rig time analysis. *Advances in Petroleum Exploration and Developmen*, 22-31.
- Patrice Baby, M. R. (2004). *LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGÍA Y PETRÓLEO*. Lima: Institut français d'études andines, Institut de Recherche pour le Développement (IRD), Petroecuador.
- Ramírez, C. D. (2014). *Estudio de optimización de prácticas operacionales en la perforación de pozos del oriente ecuatoriano para la reducción de tiempo no productivo y de tiempo invisible ILT*. Santa Elena. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/handle/46000/1627>

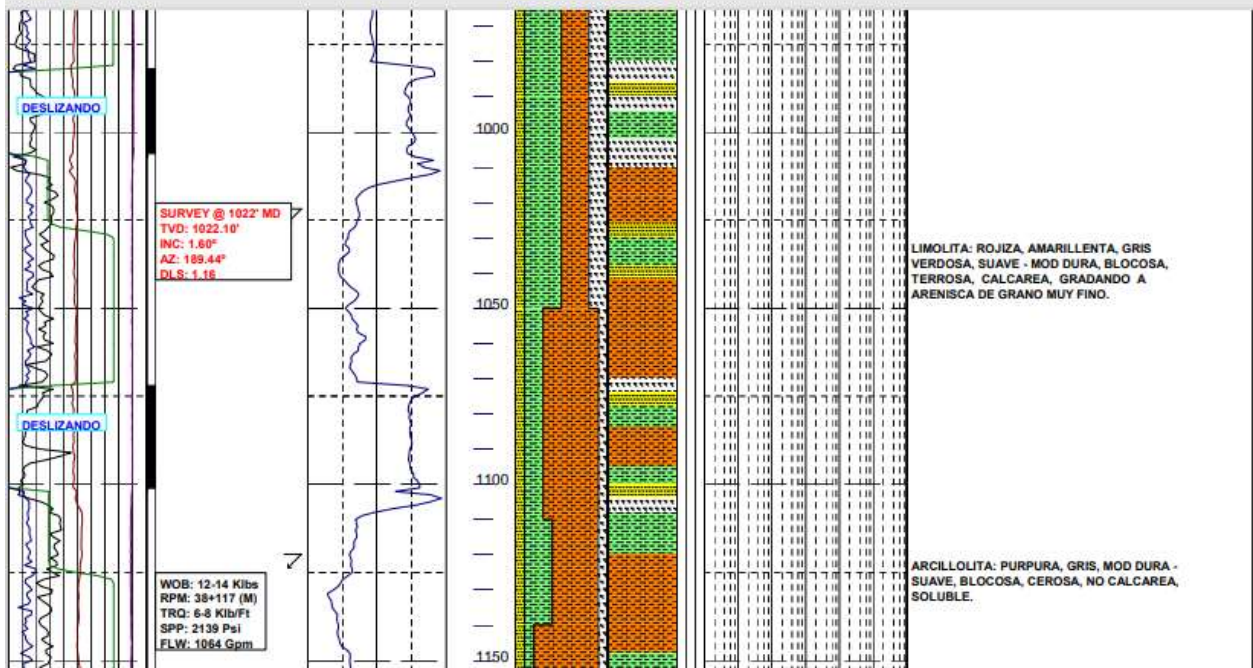
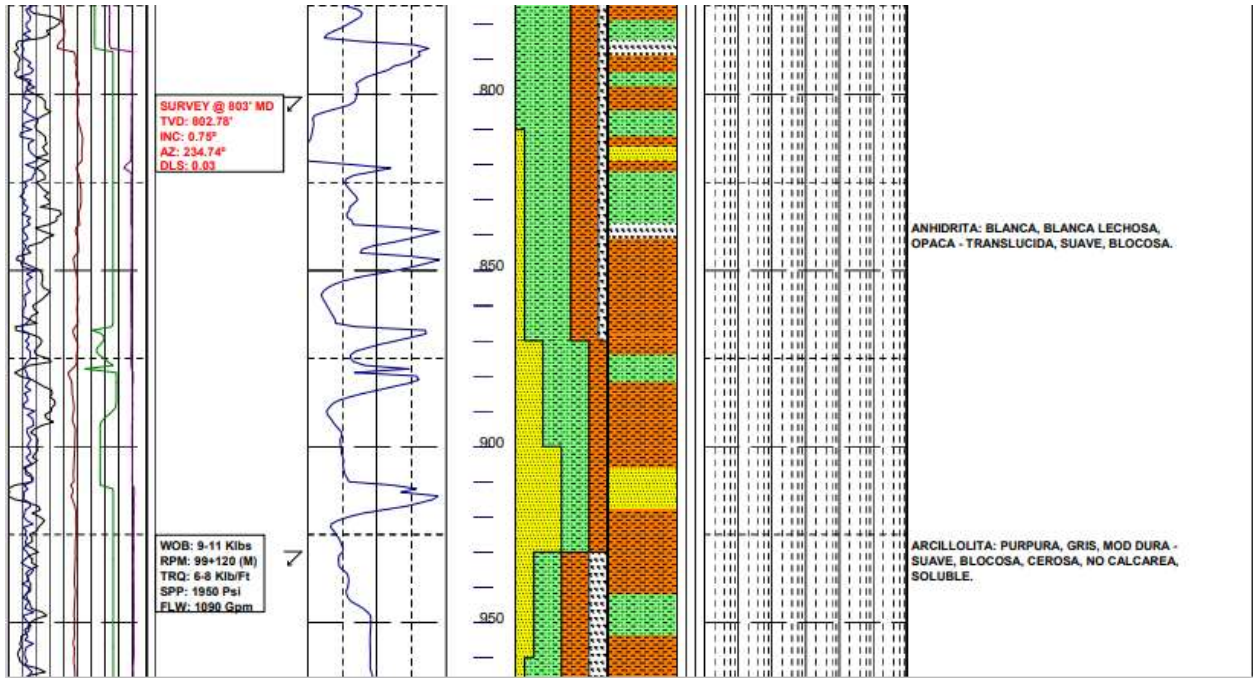
ANEXOS

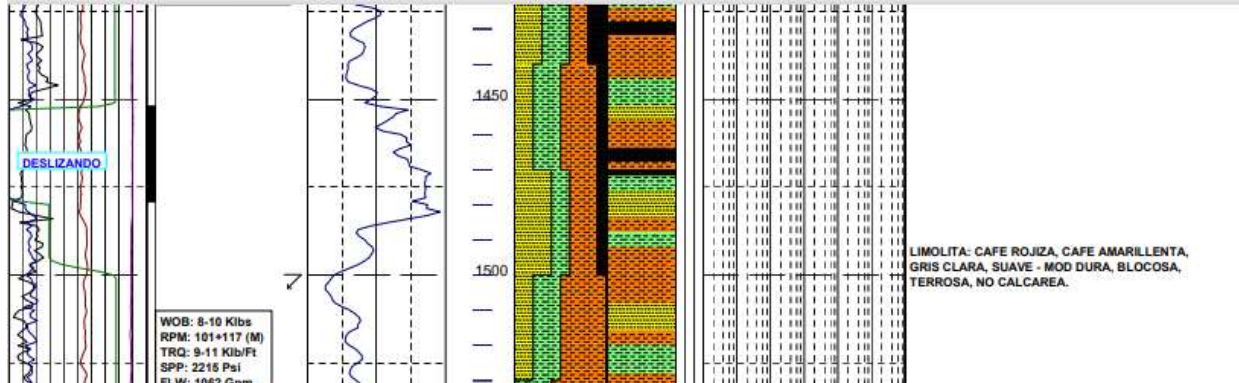
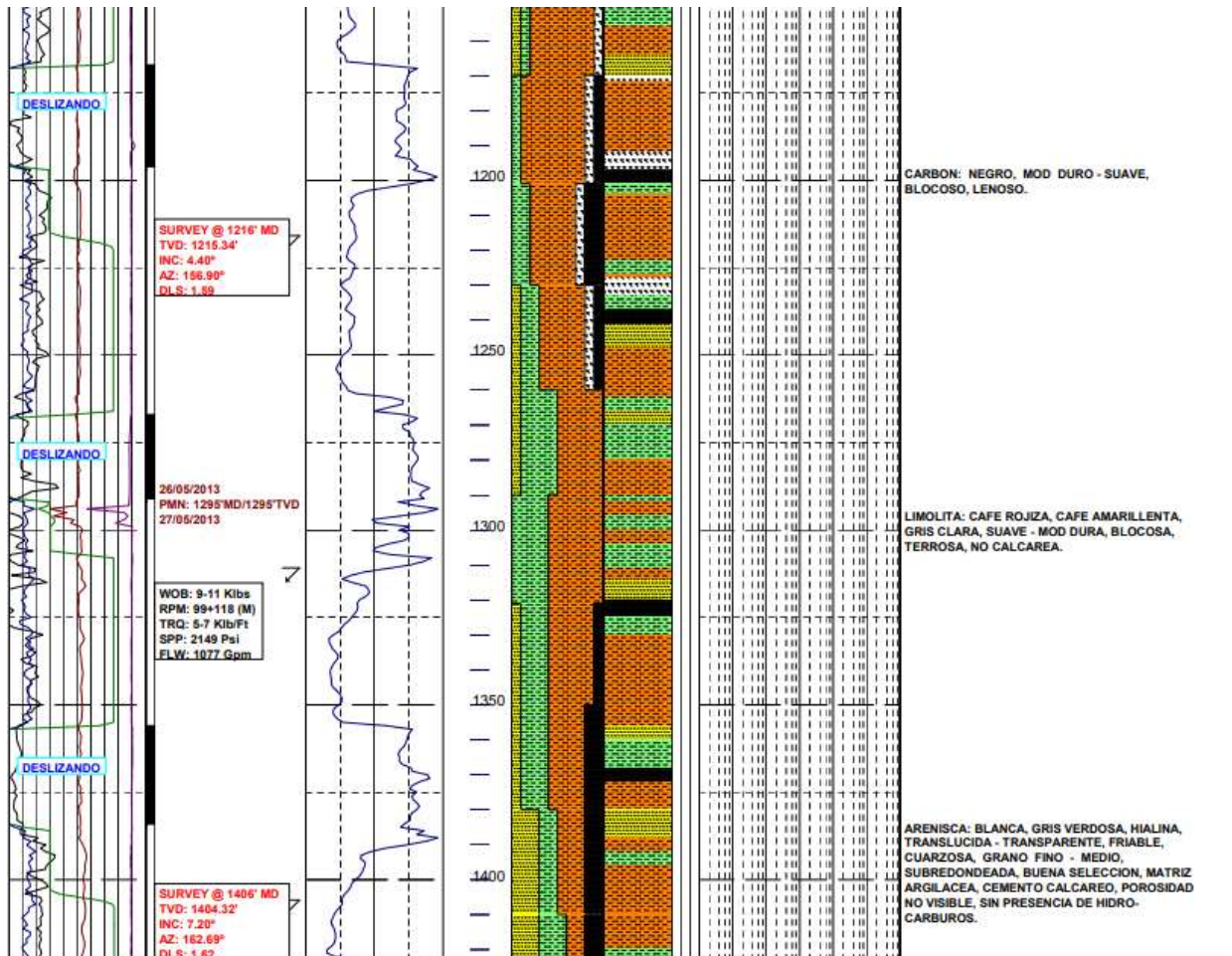
POZO EPL-01

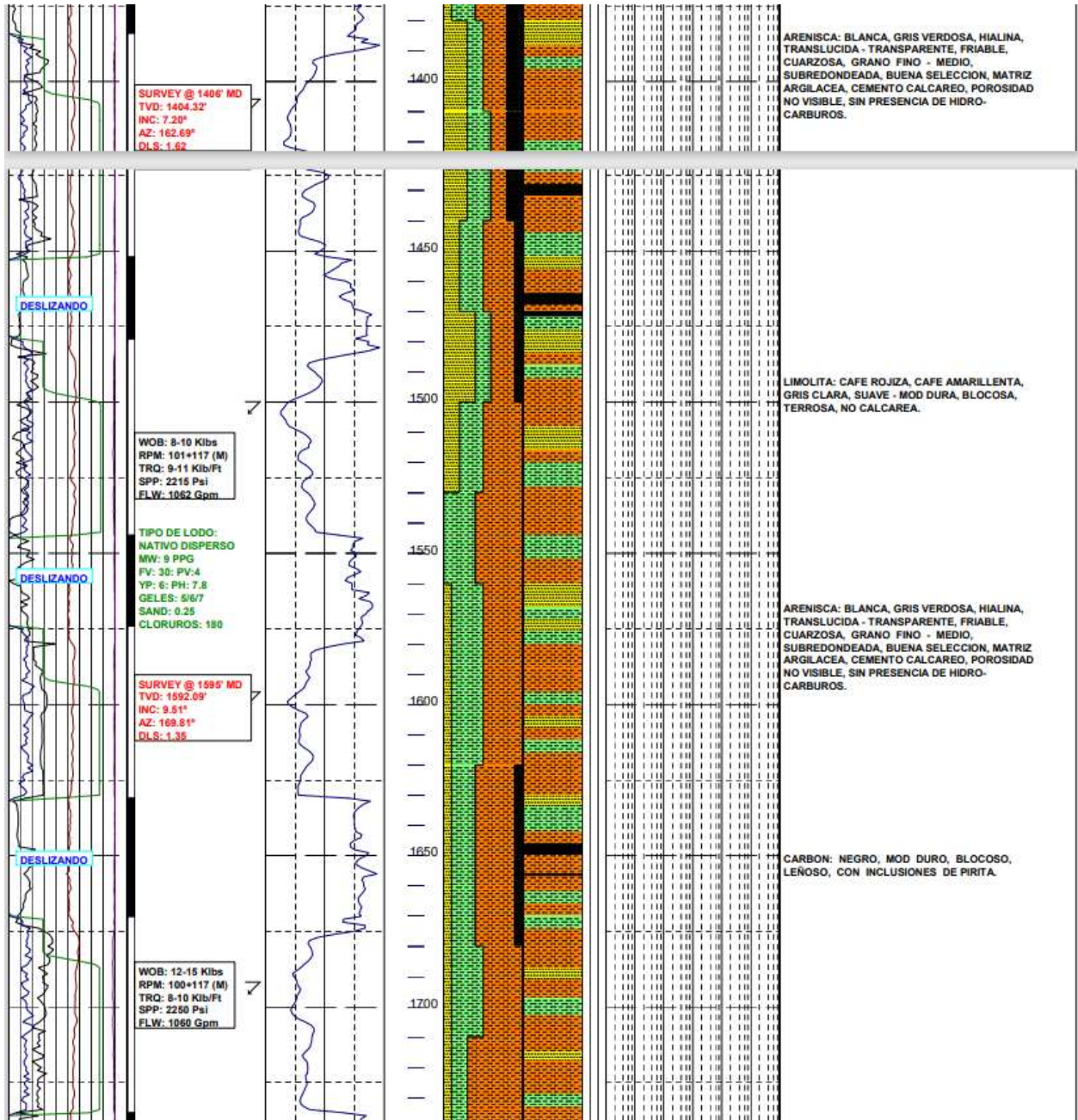


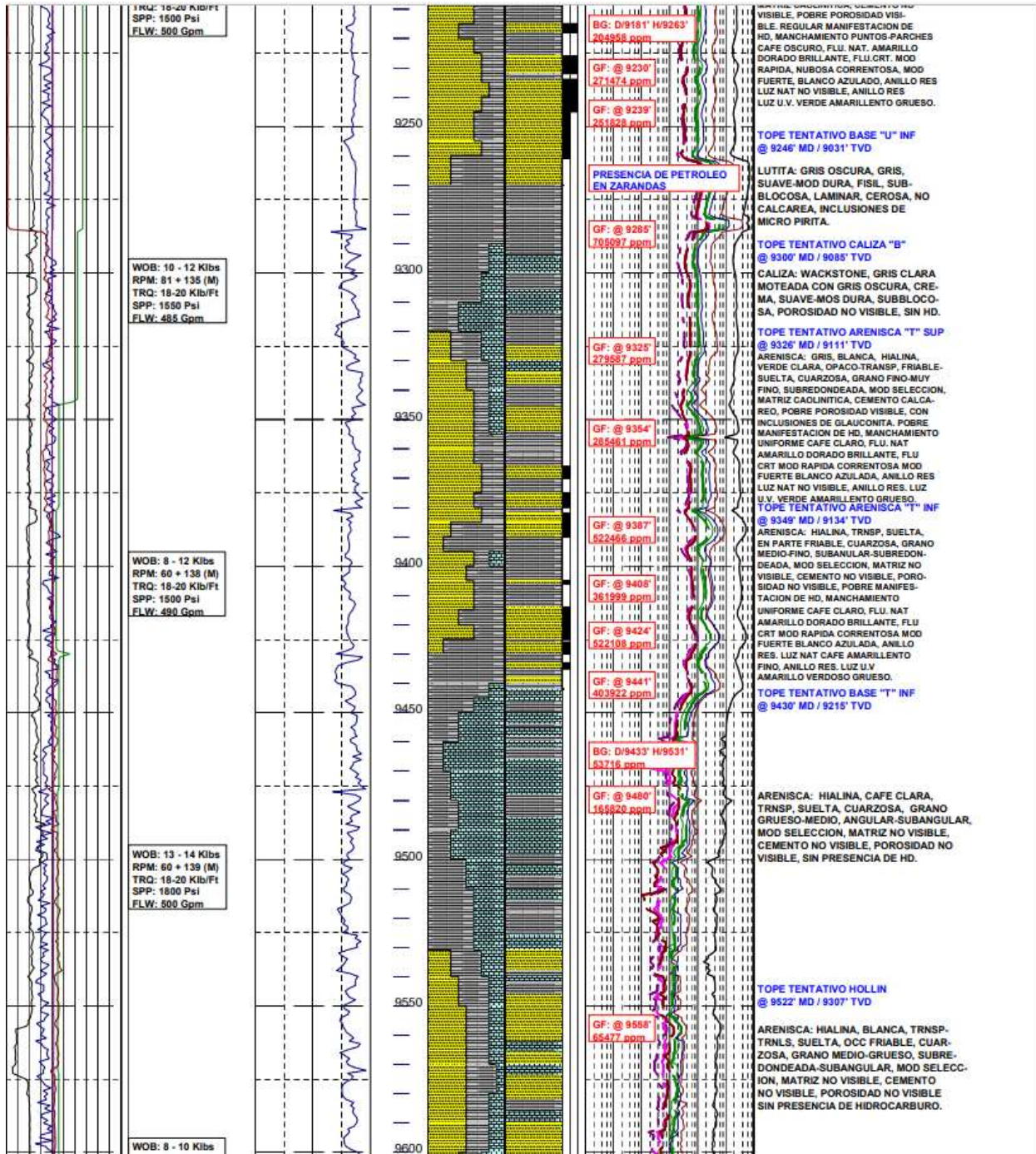


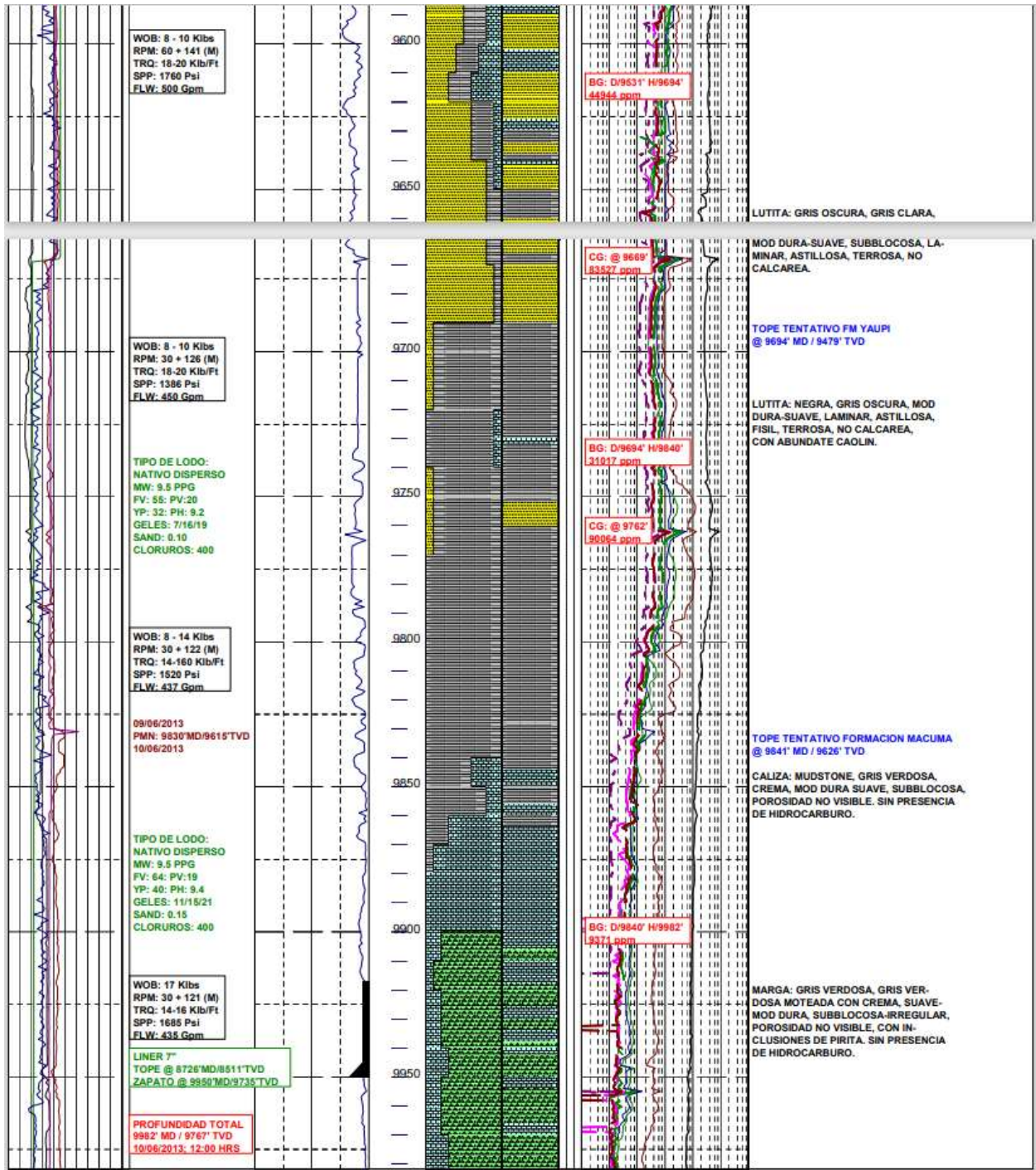












POZO EPL-02

