



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

ANÁLISIS COMPARATIVO DE DOS PROGRAMAS DE FLUIDO DE
PERFORACIÓN PARA EVALUAR SU RENDIMIENTO OPERATIVO EN
POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO SACHA.

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

KATHERINE ANDREA CEVALLOS TIGRERO

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, Mg.

LA LIBERTAD, ECUADOR

(2022)

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE DOS PROGRAMAS DE FLUIDO
DE PERFORACIÓN PARA EVALUAR SU RENDIMIENTO
OPERATIVO EN POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO SACHA.**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

KATHERINE ANDREA CEVALLOS TIGRERO

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, Mg.

LA LIBERTAD – ECUADOR

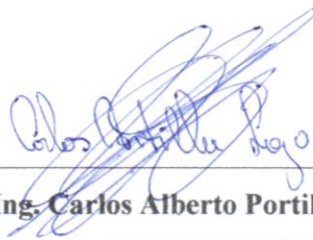
(2022)

UPSE

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA DE
PETRÓLEOS



Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, Mg.
DOCENTE TUTOR



Ing. Romel Erazo Bone, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Lcda. Erica Lorenzo García, PhD.
DOCENTE GUIA DE LA UIC



Ing. David Vega González.
SECRETARIO

DEDICATORIA

A **Dios** en primer lugar, a mis **padres** con mucho amor, por todo lo que han sacrificado a mi beneficio gracias a su inmenso apoyo incondicional brindado durante todo el proceso de formación.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

Creación: Ley No. 110 R.O. No. 366 (Suplemento) 1998-07-22

La Libertad, 4 de agosto de 2022

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

002-CPL-2022-1

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado “**ANÁLISIS COMPARATIVO DE DOS PROGRAMAS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA EVALUAR SU RENDIMIENTO OPERATIVO EN POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO SACHA**” elaborado por la estudiante **KATHERINE ANDREA CEVALLOS TIGRERO**, egresada de la carrera de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniera de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con **5%** de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente;



Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.
DOCENTE TUTOR

“ANÁLISIS COMPARATIVO DE DOS PROGRAMAS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA EVALUAR SU RENDIMIENTO OPERATIVO EN POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO SACHA”

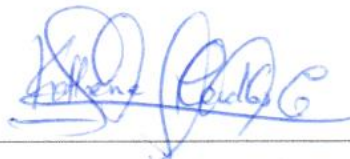
AUTOR: KATHERINE ANDREA CEVALLOS TIGRERO

URKUND	
Documento	TESIS KATHERINE CEVALLOS.docx (D142669230)
Presentado	2022-08-04 21:38 (-05:00)
Presentado por	cportilla@upse.edu.ec
Recibido	cportilla.upse@analysis.arkund.com
	5% de estas 29 páginas, se componen de texto presente en 4 fuentes.

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **Katherine Andrea Cevallos Tigrero**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “**ANÁLISIS COMPARATIVO DE DOS PROGRAMAS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA EVALUAR SU RENDIMIENTO OPERATIVO EN POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO SACHA**”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente a nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración, **cedo** los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y por la normativa institucional vigente.



Katherine Andrea Cevallos Tigrero

Autor de Tesis
C.I. 2400290868

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de tutor del trabajo **“ANÁLISIS COMPARATIVO DE DOS PROGRAMAS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA EVALUAR SU RENDIMIENTO OPERATIVO EN POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO SACHA”**, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, elaborado por **KATHERINE ANDREA CEVALLOS TIGRERO**, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, lo apruebo en todas sus partes.



Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, Mg.

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 26 de agosto de 2022

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, **Del Pezo Reyes Elsa Esmeralda** con cedula de ciudadanía **0910001007**, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del trabajo de integración curricular: "**Análisis comparativo de dos programas de fluido de perforación para evaluar su rendimiento operativo en pozos direccionales del campo Sacha.**", elaborado por **Katherine Andrea Cevallos Tigreiro**, presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleo de la **Universidad Estatal Península de Santa Elena** de la facultad de Ciencias de la Ingeniería de la carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad a los veintiséis días del mes de agosto de dos mil veintidós.

Atentamente,



Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes
"MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL"
Numero de cedula: 0910001007
Numero de celular: 0963137128
Numero de registro del SENESCYT: 7241181623

AGRADECIMIENTOS

Agradezco infinitamente a mis padres **Fausto Cevallos y Miriam Tigrero** que me brindaron todo su apoyo para poder obtener este nuevo logro.

Mi agradecimiento va dirigido también a mi Tutor de Tesis el **Mg. Carlos Portilla Lazo** por haberme brindado la oportunidad de recurrir a su capacidad y su conocimiento en el área de estudio, así como también por haber tenido una paciencia grande durante todo el proceso de desarrollo del proyecto.

Sin restar importancia quiero agradecer al **Ing. Carlos Cornejo** que siempre me ha brindado su apoyo en todo aspecto y no fue la excepción durante mi recorrido académico.

Para finalizar quiero agradecer a mi compañero de vida, **Ing. Medardo Bazán**, quien estuvo conmigo en esta última etapa apoyándome incondicionalmente para poder finalizar esta nueva meta.

CONTENIDO

	pág.
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	III
DEDICATORIA.....	IV
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	V
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	VI
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	VII
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	VIII
AGRADECIMIENTOS.....	IX
CONTENIDO	X
LISTA DE FIGURAS	XIV
LISTA DE TABLAS	XVI
RESUMEN	XVIII
ABSTRACT	XIX
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	20
1.1 Problema de investigación	20
1.2 Antecedentes	21
1.3 Hipótesis	22
1.4 Objetivos	22
1.4.1 Objetivo General.	22

1.4.2	Objetivos Específicos.....	22
1.5	Alcance	23
1.6	Variables	23
1.6.1	Variable Dependiente.....	23
1.6.2	Variable Independiente	23
CAPITULO II: MARCO TEORICO.....		24
2.1.	GENARALIDADES DEL CAMPO SACHA	24
2.1.1	Ubicación geográfica del campo.....	24
2.1.2	Geología del campo.....	25
2.1.3	Geología estructural del área.....	26
2.1.4	Estratigrafía del campo.	27
2.2.	FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	28
2.2.1	¿Qué son los fluidos de perforación?.....	28
2.2.2	Ciclo del fluido de perforación en el pozo.....	28
2.3.	TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	29
2.3.1	Fluidos de perforación base agua.	29
2.3.2	Fluidos de perforación base aceite.	30
2.4.	FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	30
2.4.1	Enfriar, lubricar y apoyar a la broca.....	30
2.4.2	Minimizar daño en el yacimiento.....	31
2.4.3	Mantener de la estabilidad del pozo.....	31
2.4.4	Obturar las formaciones permeables.....	32
2.4.5	Suspender y descargar los recortes.	32
2.4.6	Controlar las presiones de la formación.....	33
2.4.7	Remoción de los recortes del pozo.....	34
2.5.	PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN ...	34

2.5.1 Densidad.....	34
2.5.2 Punto cedente.	35
2.5.3 Viscosidad API.....	35
2.5.4 Viscosidad plástica.....	36
2.5.5 Esfuerzos de gel.	37
2.5.6 Filtrado.	37
2.5.7 Píldoras.....	37
2.6. PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN RELACIONADOS CON EL FLUIDO DE PERFORACIÓN	38
2.6.1 Pérdida de circulación.	38
2.6.2 Inestabilidad del pozo.	38
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....	40
3.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	40
3.1.1 Tipo de investigación.	40
3.1.2 Recopilación de la información.....	40
Población y muestra.	40
Procesamiento y análisis de la información.	41
3.2 DISEÑO MÉCANICO DE LOS POZOS	41
Pozo PUMA-01.....	41
Pozo PUMA-02.....	42
RESUMEN DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS MANEJADOS	43
Pozo PUMA-01.....	43
Pozo PUMA-02.....	45
COMPARATIVA DEL MANEJO DEL FLUIDO POR SECCIÓN.....	46
Pozo PUMA-01.....	46
Pozo PUMA-02.....	55

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	61
4.1 INTERPRETACIÓN de los resultados.....	61
4.1.1 Viajes de tubería y corrida del revestidor del pozo PUMA-01.....	61
4.1.2 Viajes de tubería y corrida del revestidor del pozo PUMA-02.	71
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	84
CONCLUSIONES	84
RECOMENDACIONES	85
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	86

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de ubicación geográfica del campo Sacha (Vásconez García, 2016) ..	24
Figura 2. Geología del campo Sacha (Barragan et al, 2004).....	25
Figura 3. Geología estructural del campo Sacha (Vásconez García, 2016)	26
Figura 4. Columna estratigráfica del campo Sacha (Vásconez García, 2016)	27
Figura 5. Diagrama del ciclo de fluido de perforación en el pozo (Baker Hughes INTEQ, 1998).....	29
Figura 6. Diagrama de apoyo del lodo a la broca (Suarez, 2017)	31
Figura 7. Diagrama de obturación de zonas permeables (Campos, 2015)	32
Figura 8. Diagrama de revoque (Campos, 2015).....	33
Figura 9. Equipo Embudo Marsh (Baker Hughes INTEQ, 1998)	36
Figura 10. Esquema de sacada de ensamblaje de fondo #1 en la sección de 16" en el pozo PUMA-01.....	62
Figura 11. Esquema de bajada de ensamblaje de fondo #2 en la sección de 16" en el pozo PUMA-01.....	63
Figura 12. Esquema de sacada de ensamblaje de fondo #2 en la sección de 16" en el pozo PUMA-01.....	64
Figura 13. Corrida del revestidor de 13 3/8" en la sección de 16" en el pozo PUMA-01.....	65
Figura 14. Viaje al zapato con ensamblaje de fondo #3 en la sección de 12 1/4" en el pozo PUMA-01.....	66
Figura 15. Corrida de revestidor de 9 5/8" en la sección de 12 1/4" en el pozo PUMA-01.....	67
Figura 16. Viaje de calibre a zapato de 9 5/8" en la sección de 12 1/4" en el pozo PUMA-01.....	68

Figura 17. Esquema de sacada de ensamblaje de fondo #1 en la sección de 16" en el pozo PUMA-01.....	69
Figura 18. Esquema de sacada del ensamblaje de fondo #1 en la sección de 16" en el pozo PUMA-01.....	70
Figura 19. Esquema de sacada del ensamblaje de fondo #1 en la sección de 16" en el pozo PUMA-01.....	71
Figura 20. Sacada de ensamblaje de fondo #2 a superficie del pozo PUMA-02.	73
Figura 21. Corrida de casing de 13 3/8" en la sección de 16" del pozo PUMA-02.	74
Figura 22. Viaje de calibración ascendente al zapato 13 3/8" con ensamble de fondo #3, y con el mismo tipo de ensamblaje un viaje de calibración ascendente al zapato 12 1/4".	75
Figura 23. Viaje de calibración descendente al zapato 13 3/8" con ensamble de fondo #3, y con el mismo tipo de ensamblaje un viaje de calibración descendente al zapato 12 1/4".	77
Figura 24. Sacada de ensamblaje de fondo #3 a superficie en la sección 12 1/4".....	78
Figura 25. Corrida de casing 9 5/8" en la sección 13 3/8" del pozo PUMA-02.....	79
Figura 26. Viaje de calibre ascendente hacia zapato de 9 5/8" del pozo PUMA-02.	80
Figura 27. Viaje de calibre descendente hacia zapato 9 5/8" en el pozo PUMA-02.	81
Figura 28. Viaje a superficie con ensamblaje de fondo #4 en la sección 9 5/8" del pozo PUMA-02.....	82
Figura 29. Corrida de Liner de 7" en la sección 9 5/8" del pozo PUMA-02.....	83

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Información real del pozo direccional PUMA-01.	41
Tabla 2. Información planeada del pozo direccional PUMA-01.	42
Tabla 3. Información real del pozo direccional PUMA-02.	42
Tabla 4. Información planeada del pozo direccional PUMA-02.	42
Tabla 5. Propiedades de los fluidos de perforación del pozo PUMA-01.	43
Tabla 6. Propiedades del fluido nitrato de calcio en el pozo PUMA-01.	43
Tabla 7. Propiedades del fluido (S-Clay Control) en el pozo PUMA-01.	44
Tabla 8. Propiedades del fluido S-in Drill en el pozo PUMA-01.	44
Tabla 9. Propiedades de los fluidos de perforación del pozo PUMA-02.	45
Tabla 10. Propiedades del fluido nitrato de calcio en el pozo PUMA-02.	45
Tabla 11. Propiedades del fluido (S-Clay Control) en el pozo PUMA-02.	46
Tabla 12. Propiedades del fluido S-in Drill en el pozo PUMA-02. }	46
Tabla 13. Concentraciones de los productos en el fluido nitrato de calcio en el pozo PUMA-01.	48
Tabla 14. Volumen del fluido nitrato de calcio en el pozo PUMA-01.	48
Tabla 15. Concentraciones de los productos en fluido polímero en el pozo PUMA-01.	52
Tabla 16. Volumen del fluido polímero en el pozo PUMA-01.	52
Tabla 17. Concentraciones de los productos en fluido S. Drill-in en el pozo PUMA-01.	55
Tabla 18. Volumen de fluido S. Drill-in en el pozo PUMA-01.	55
Tabla 19. Concentraciones de los productos en fluido nitrato de calcio en el pozo PUMA-02.	56
Tabla 20. Volumen del fluido nitrato de calcio en el pozo PUMA-02.	57
Tabla 21. Concentraciones de los productos en fluido polímero en el pozo PUMA-02.	58
Tabla 22. Volumen del fluido polímero en el pozo PUMA-02.	59
Tabla 23. Concentraciones de los productos en fluido S. Drill-in en el pozo	

PUMA-02.	59
Tabla 24. Volumen del fluido S.Drill-in en el pozo PUMA-02.	60

“ANÁLISIS COMPARATIVO DE DOS PROGRAMAS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA EVALUAR SU RENDIMIENTO OPERATIVO EN POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO SACHA”

RESUMEN

El siguiente trabajo de titulación, tiene como propósito hacer un análisis comparativo entre programas de fluido de perforación de dos empresas aplicados en los pozos direccionales: PUMA-01 y PUMA-02, ubicados en el campo Sacha en la provincia de Orellana para identificar las propiedades empleadas en cada operación y evaluar el rendimiento operativo en los procesos de perforación, incluyendo los viajes de tubería, viajes de calibre, corrida de los revestidores y liner productor, para definir el programa más eficiente, y que este sea referente para futuras planeaciones de perforación ubicadas en dicho campo, se debe analizar las operaciones y manejo del lodo en conjunto con los cuadros comparativos de las propiedades y concentraciones del fluido de perforación empleada en cada sección perforada. Con base en los resultados obtenidos se concluye que el programa empleado en el primer pozo direccional, PUMA-01, es el más eficiente en realizar todas sus operaciones de perforación en sus tres secciones, a diferencia del pozo PUMA-02 donde se realiza mayor cantidad de viajes para el proceso de perforación de sus tres secciones.

PALABRAS CLAVE: FLUIDO DE PERFORACIÓN/ PROPIEDADES DEL LODO/ PERFORACIÓN DIRECCIONAL/ VIAJES DE TUBERÍA/ CORRIDA DE LOS REVESTIDORES.

“COMPARATIVE ANALYSIS OF TWO DRILLING FLUID PROGRAMS TO ASSESS THEIR OPERATIONAL PERFORMANCE IN DIRECTIONAL WELLS IN THE SACHA FIELD”.

ABSTRACT

The purpose of the following titling work is to make a comparative analysis of two drilling fluid programs from two different companies, used in two directional wells: PUMA-01 and PUMA-02, located in the Sacha field in the province of Orellana for identify the properties used in each operation and evaluate the operational performance in drilling operations, including tubing trips, caliber trips, casing runs and producing liner, to define the most efficient program and that this be a reference for future planning drilling located in that field. It is carried out by analyzing the operations and handling of the mud, also by means of comparative tables of the properties and concentrations of the drilling fluid used in each perforated section. Where it is concluded that the program used in the first directional well, the PUMA-01 well, is the most efficient in carrying out all its drilling operations in its three sections, it has fewer inconveniences and the operations are carried out freely and in less time, contrary to the other program used in the other well, where they have to make more trips to drill the three sections.

KEYWORDS: DRILLING FLUID/ MUD PROPERTIES/ DIRECTIONAL DRILLING/ PIPE TRIPS/ CASING RUNS.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En el Campo Sacha se necesita describir el programa de fluido de perforación brindado por diferentes empresas para comparar sus propiedades, reología y las concentraciones del fluido, esta práctica ayuda a obtener una correcta selección del fluido de perforación y brindar un buen desempeño operativo en los procesos. El objetivo de este trabajo es incentivar a realizar un programa para una selección óptima del fluido de perforación en cada sección, así mismo la inducción de parámetros que debemos considerar, mejorando así la eficiencia en la perforación para evitar problemas operacionales y costos adicionales.

Dicho brevemente, este trabajo se realiza por la necesidad de lograr una correcta planeación, también la óptima selección del programa de fluido de perforación con el objetivo de evitar gastos adicionales y realizar una perforación eficiente. Para ello se analiza todos los parámetros del proceso de selección de un fluido de perforación tomando en cuenta las presiones, las densidades y otras propiedades del fluido empleadas.

Con la información y datos obtenidos se procede a analizar el proceso de perforación y el manejo de los fluidos empleados en ambos pozos petroleros del Campo Sacha. Mediante el análisis del rendimiento operativo del fluido de perforación en las operaciones de viaje de tubería y corrida de revestidores para optimizar las operaciones de perforación.

1.2 ANTECEDENTES

En el año 2013, A. Kharitonov y colegas realizaron un estudio en el Campo Vankor en Siberia, confirmando que Vankor es la mina insignia de Rosneft Oil Company en el este de Siberia. La perforación de desarrollo comenzó en el mencionado lugar a mediados de 2006. El ritmo de construcción de pozos e instalaciones de superficie ha estado entre los más rápidos de Rusia, con una aceleración del 15 al 20 % en las actividades anuales de perforación gracias a la práctica del programa de selección de fluido adecuado por sección perforada (Kharitonov, 2013).

En el año 2020, Valeria Méndez Chonillo estudiante de la carrera Ingeniería en Petróleos de la UPSE realizó un análisis sobre cómo se realizó la selección del fluido de perforación en pozos del Oriente tomando como muestra no más de 3 pozos en distintas áreas, en el cual concluye que la selección fue la adecuada y se evitaron inconvenientes durante la perforación (Chonillo, 2020).

En el año 1983, John Kelly, Jr. hizo un estudio donde se discute la composición y propiedades de fluidos de perforación seleccionados y la influencia de la calidad y tipos de materiales fluidos en sus propiedades. Los fluidos considerados están actualmente en uso. Con muchas fuentes de suministro de productos químicos para el tratamiento de lodos, es importante que los operadores mantengan algún sistema de control de calidad para garantizar la recepción de productos que funcionarán como se espera (John Kelly, 1983).

En el año 1992, Jr. Brutón realizó un estudio y dijo que la actividad de perforación horizontal y de alcance extendido ha aumentado drásticamente en los últimos años. Con los avances en la tecnología de perforación horizontal, se han perforado muchos pozos de manera exitosa y económica (Brutón, 1992).

En el año 1990, Roger Bleier realizó un artículo científico, aportando a OnePetro confirmando que la selección del fluido de perforación adecuado es importante para el éxito de la operación de perforación. Ningún fluido es adecuado para todas las situaciones. Los fluidos con diferentes líquidos base, diferentes cationes dominantes en

la fase acuosa, diferentes aditivos químicos o características físicas muy diversas tienen comportamientos disímiles, lo que genera opciones (Bleier, 1990).

En el año 1995, José Donovan en su artículo científico definió que los riesgos de daño a la formación se pueden minimizar si los procedimientos de prueba de laboratorio son paralelos a las condiciones específicas del yacimiento. Los estudios confirman que una metodología basada en datos de laboratorio que incorpora fluidos de perforación, terminación y protocolos de operaciones de reacondicionamiento es efectiva para reducir los costos y aumentar la producción (Donovan, 1995).

1.3 HIPÓTESIS

El análisis de los tiempos de espera, los viajes de tubería y corrida de los revestidores demostrarán que el programa empleado en el pozo PUMA-01 es el más óptimo para estas condiciones, el cual brinda el mejor rendimiento operativo a comparación del otro programa con propiedades similares.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

- Realizar un análisis comparativo de dos programas de fluido de perforación detallando las concentraciones y productos empleados en dos pozos direccionales del Campo Sacha.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Efectuar un análisis de propiedades físicas, reológicas y químicas de los fluidos usados en ambos pozos.
- Evaluar la eficiencia del fluido en función a los viajes de calibración y por corrida del casing.
- Efectuar un análisis de eventos por sección en función de los fluidos usados.

- Realizar cuadros comparativos de las propiedades programadas vs. reales de los fluidos empleados.

1.5 ALCANCE

El estudio está dado por el análisis del programa de fluido de perforación empleado en dos pozos direccionales PUMA-01 y PUMA-02 ubicados en el campo Sacha del oriente ecuatoriano, exactamente en la provincia de Orellana.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variable Dependiente

- Densidad del fluido.
- Litología del Campo Sacha.
- Concentraciones de productos.

1.6.2 Variable Independiente

- Fluidos de perforación.

CAPITULO II: MARCO TEORICO

2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO SACHA

2.1.1 Ubicación geográfica del campo.

El campo Sacha se encuentra situado en el Oriente del Ecuador a aproximadamente 300 km al noroeste de Quito, específicamente en la provincia de Orellana, en el cantón Joya de las Sachas, a unos 50km al sur de Lago Agrio y tiene un área aproximada de 300km^2 (Barragan et al., 2004).

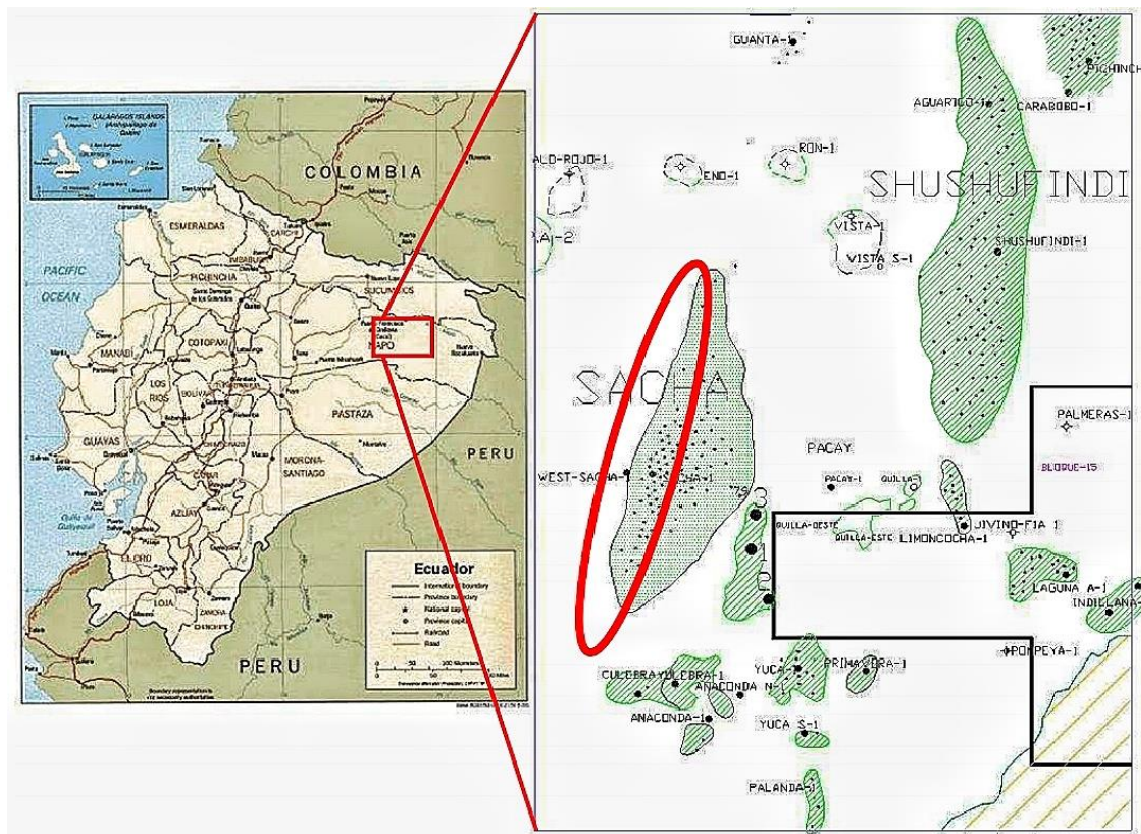


Figura 1. Mapa de ubicación geográfica del campo Sacha (Vásconez García, 2016)

2.1.2 Geología del campo.

- El campo Sacha bajo un cierre estructural, posee un área de 41 000 acres bajo relieve, que es el factor común con los demás campos del Oriente Ecuatoriano (Barragan et al., 2004).
- El nivel freático se encuentra aproximadamente a unos 558ft de profundidad, la litología de este, se encuentra limos arenosos y arcillosos, este factor es importante para ayudar a migrar o reducir la contaminación hacia los estratos inferiores (Vásconez García, 2016).
- Este es el resultado de esfuerzos transpresivos a partir del Cretácico Terminal, lo que provoca la emersión de la Cordillera Real y la formación de la Cuenca Antepaís (Vásconez García, 2016).
- Los reservorios principales del campo Sacha son: Hollín, Arenisca “T” y Arenisca “U”, mismos que presentan una gravedad del crudo que varía entre 27° a 29°.

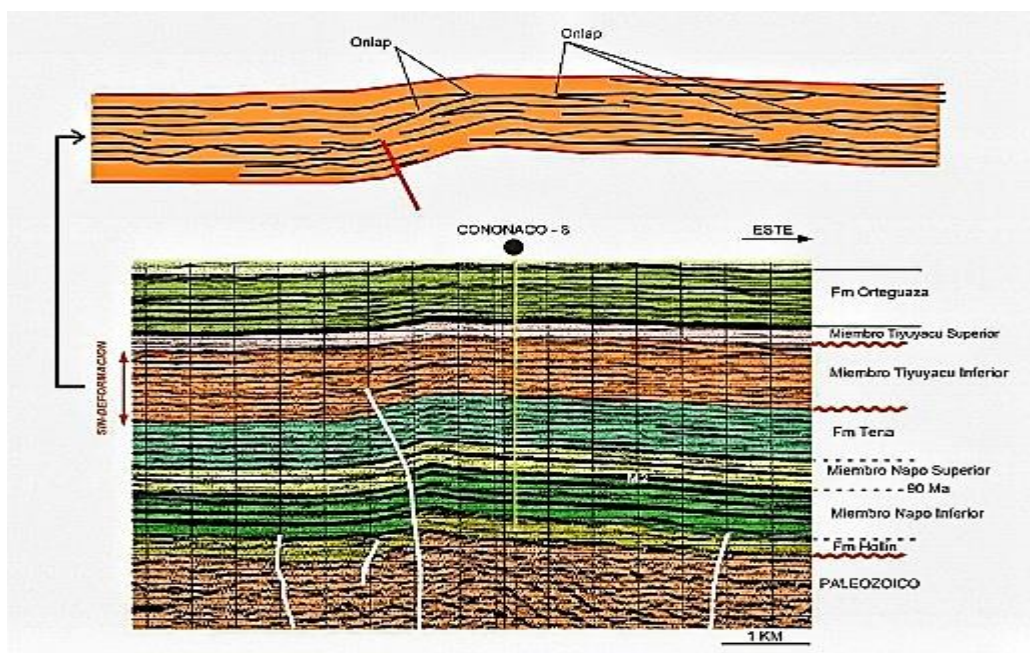


Figura 2. Geología del campo Sacha (Barragan et al, 2004)

2.1.3 Geología estructural del área.

La geológica del campo Sacha se constituye por un anticlinal de bajo relieve que está fallado hacia el Oeste, con el eje principal en dirección preferencial Noreste – Suroeste, este está integrado por un gran sistema de fallas de dirección norte – sur, que cortan parte del flanco oeste a lo largo de todo este campo (Mancilla et al., 2008).

Estas fallas antes mencionadas se originaron en el basamento, lo más probable es que eran antiguas fallas normales, que luego del Cretácico Superior se invirtieron bajo un régimen transpersivo. Esta estructura consta de un ancho aproximado de unos 4 km al norte y 7 km al centro sur, con una longitud tentativa de unos 33 km. Por tal motivo se confirma que en la primera etapa de inversión tectónica fue formada la estructura Sacha (Barragan et al., 2004).

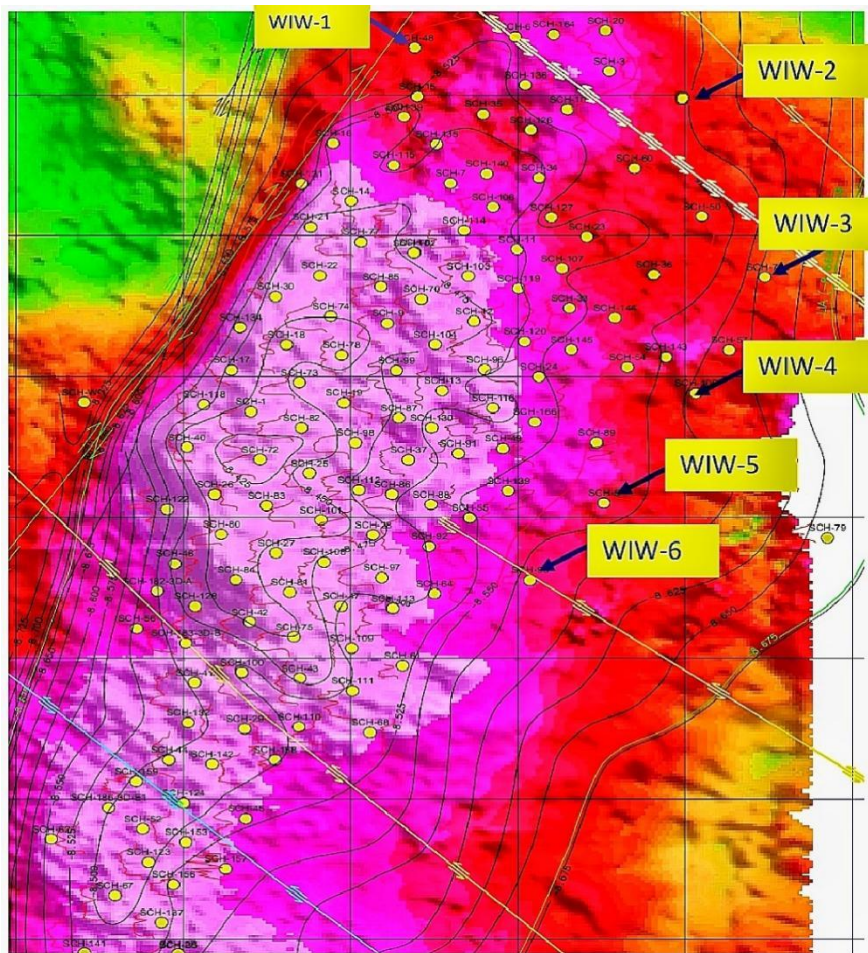


Figura 3. Geología estructural del campo Sacha (Vásquez García, 2016)

2.1.4 Estratigrafía del campo.

ERA	EDAD	FACIES	MEIO AMBIENTE	ESPESOR	RESERVOIR STRATIGRAFICO	LITOLOGIA	CONSERVACIONABLE	
CENOZOICO	RECIENTE	ALUVION	FLUVIAL	+ 6000 a + 6700		ARENAS Y LODOS	MANIFESTACIONES DE PETROLEO NO CONOCIDAS	
	PLEISTOCENO	TERRAZAS				CONGLOMERADOS		
	PLIOCENO A MIOCENO (Indiferenciado)	CHAMBIRA ARAJUNO CHALCANA	AGUA SALOBRE A CONTINENTAL			ARCILLOLITA Y ARENISCA		
	OLIGOCENO	ORTEGUA	AGUA SALOBRE A MARINA			ARENISCA LUTITA		EQUIVALENTE CHALCANA CONTINENTAL
	OLIGOCENO A EOCENO	TIYUYACU	CONTINENTAL			ARENISCA ARCILLOLITA Y CONGLOMERADO		CONGLOMERADO PRODUCTIVO EN COLOMBIA
	PALEOCENO	TENA	CONTINENTAL A MARINO SOMERO			ARENISCA LUTITA		DELGADA ARENA BASAL FRECUENTEMENTE CONTENIENDO GAS Y PETROLEO
MESOZOICO	CRETACICO MEDIO A SUPERIOR	BASAL NAPO	MARINO TRANSGRESIVO CON FACIES REGRESIVAS EN PARTE	400 a 3200 500 a 2556	LUTITA CALIZA Y ARENISCA	ARENAS "U", "T" CONTENIENDO PETROLEO		
	CRETACICO INFERIOR	HOLLIN	MARINO TRANSGRESIVO	270 a 780	ARENISCA	ARENAS "Hs", "Hp" CON PETROLEO		
	PRECRETACICO	MISAHUALL	CONTINENTAL		PARTE SUP. VOLCANICA			

Figura 4. Columna estratigráfica del campo Sacha (Vásquez García, 2016)

2.2. FLUIDO DE PERFORACIÓN

2.2.1 ¿Qué son los fluidos de perforación?

El fluido de perforación es la sangre del pozo y también se lo conoce como lodo de perforación, este puede ser una sustancia líquida o gaseosa con características y propiedades químicas y físicas apropiadas que contienen una determinada cantidad de sólidos en suspensión y son usados generalmente para la perforación de pozos (Campos, 2015).

2.2.2 Ciclo del fluido de perforación en el pozo.

- Se prepara la mezcla del fluido de perforación y esta se guarda en el tanque.
- Se usa una bomba para transportar el fluido de perforación del tanque al pozo a través de la tubería de perforación. (Vega Sarmiento, 2012)
- El fluido emerge por la tubería hasta la broca para fragmentar la formación rocosa.
- El fluido de perforación comienza su viaje a la superficie llevando ripios o fragmentos de roca.
- Este sube por el anular, el cual es el espacio entre la tubería de perforación y las paredes del hoyo.
- En la superficie el fluido con los ripios viaja a través de la línea de retorno, el cual es una tubería conectada que conduce el lodo a la zaranda vibratoria (Navarrete Aceldo, 2011).
- La zaranda separa los ripios del fluido y éste cae por una rejilla para proceder a regresar al tanque.

- Los ripios, en su mayoría son lavados, triturados y desechados o examinados.
- El ciclo se repite una y otra vez hasta acabar de perforar una sección, luego se vuelve a modificar el lodo y se continúa perforando, esto va a depender de las secciones del pozo y la litología atravesada (Baker Hughes INTEQ, 1998).

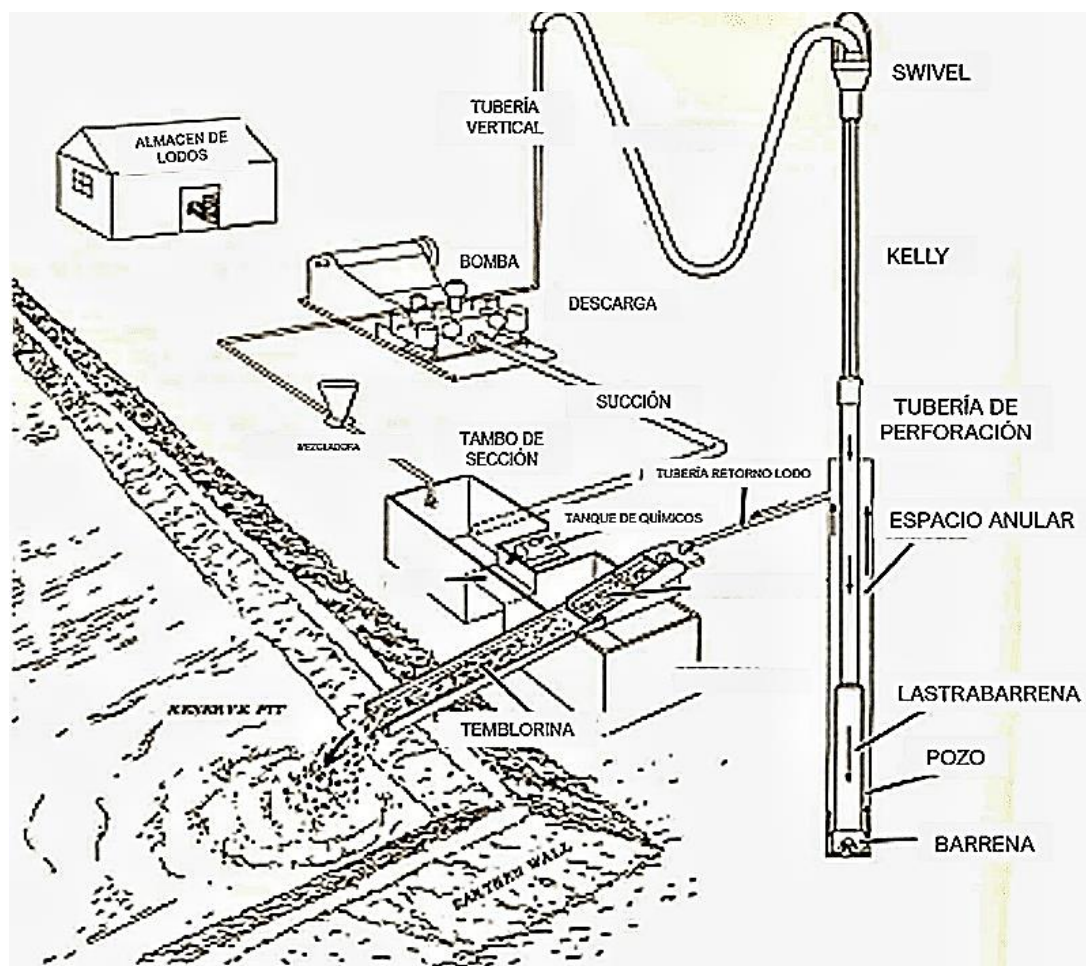


Figura 5. Diagrama del ciclo de fluido de perforación en el pozo (Baker Hughes INTEQ, 1998)

2.3. TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.3.1 Fluidos de perforación base agua.

A los fluidos de base agua, se los conoce de tal modo porque cuya fase líquida continúa en ese fluido, es el agua y son las más usadas en la industria petrolera, estas se

usan por lo general para perforar formaciones no reactivas que sean productoras o no productoras de hidrocarburos (Baker Hughes INTEQ, 1998).

2.3.2 Fluidos de perforación base aceite.

Conocidos así, porque cuya fase continua y filtrado es el aceite, estos pueden ser de emulsión inversa o contener el 100% de aceite, se usan por lo general para perforar pozos de altas profundidades y temperaturas, por este motivo son más costosos, gracias a su composición, y también deben tener un mejor tratamiento ya que son más contaminantes a comparación de los fluidos a base agua (Suarez, 2017).

2.4. FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

2.4.1 Enfriar, lubricar y apoyar a la broca

La fricción de la broca en el pozo y las fuerzas tanto hidráulicas como mecánicas generan calor en el sistema, por ende, debe existir una forma de enfriar el mismo, para esto sirve el fluido de perforación o lodo como también se lo conoce, este enfría la broca y al conjunto completo de perforación, distribuyendo el calor por todo el sistema y alejándolo de la fuente. El lodo enfría toda la columna de perforación y el de la broca a unas temperaturas menores a las encontradas en el fondo del pozo, también ayuda a lubricar la columna de perforación disminuyendo la fricción y como resultado el calor (Mendez Chonillo, 2020).

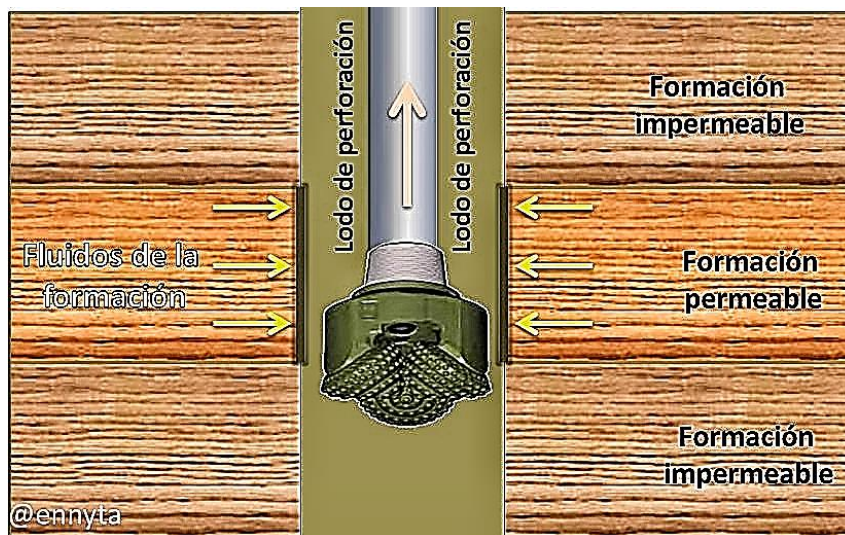


Figura 6. Diagrama de apoyo del lodo a la broca (Suarez, 2017)

2.4.2 Minimizar daño en el yacimiento.

El daño de la formación o factor “S”, también conocido con la terminología inglesa “skin”, se genera cuando existe una reducción en la porosidad o permeabilidad de una formación productiva, también esta se puede producir por obturación causada por los sólidos en el fluido de perforación, el daño se identifica y se representa por la caída de presión mientras el pozo está en producción (Baker Hughes INTEQ, 1998).

2.4.3 Mantener de la estabilidad del pozo.

La estabilidad del pozo se mantiene con una buena selección del fluido de perforación y este constituye a un desequilibrio en presión/esfuerzo, para ello las propiedades químicas del lodo deben ser las adecuadas para que no exista una inestabilidad de presiones en el pozo. El lodo se usa para generar una contrapresión capaz de igualar a la presión de fondo del pozo con la finalidad de poder perforar y no exista derrumbes o patadas (Mendez Chonillo, 2020).

2.4.4 Obturar las formaciones permeables.

Las formaciones deben ser permeables para poder producir hidrocarburos y esta propiedad se define como la capacidad que tiene el mismo de fluir por el medio poroso. También sabemos que cuando la presión hidrostática (columna de lodo) es menor a la presión que genera la formación, existe invasión de filtrado a la formación y revoque que se deposita en las paredes del hueco del pozo (Pilla Cunalata, 2015).

En formaciones donde la permeabilidad es muy grande y los granos de los poros también, es muy fácil que el fluido invada la formación completamente, según el tamaño de los sólidos en el lodo. La manera de corregir este problema es usar un agente puente antes que sellen las aberturas grandes con ayuda de los sólidos del fluido de perforación, para ello estos agentes deben tener un tamaño recomendable de la mitad del tamaño de las aberturas (Tigrero, 2018).

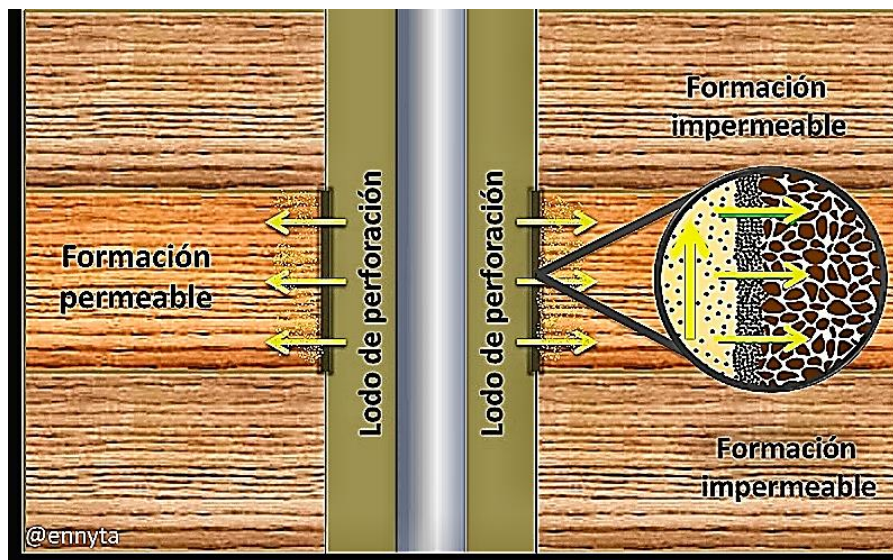


Figura 7. Diagrama de obturación de zonas permeables (Campos, 2015)

2.4.5 Suspender y descargar los recortes.

El lodo de perforación debe tener la capacidad de retener recortes de perforación, los aditivos y materiales densificantes, no obstante, este mismo debe permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos (Campos, 2015).

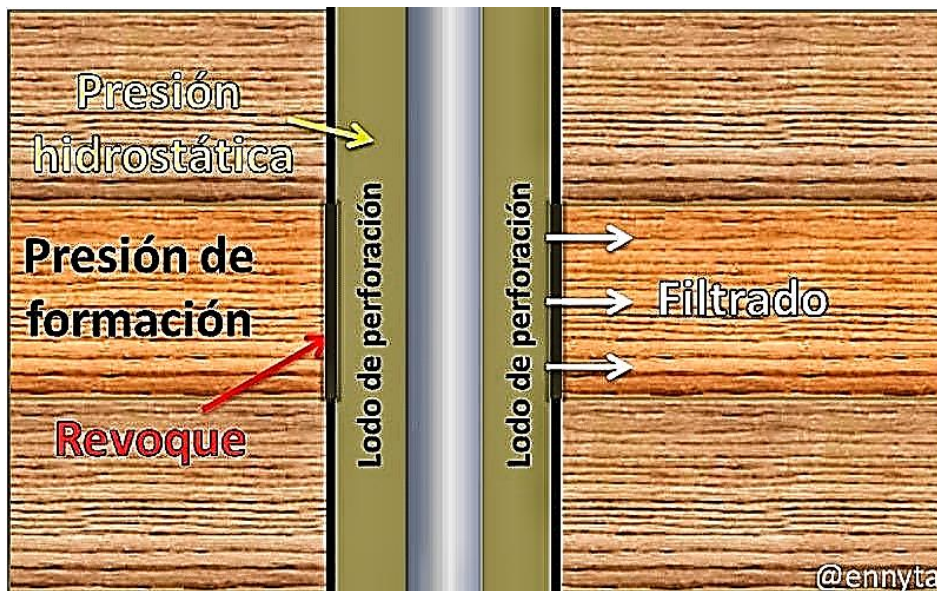


Figura 8. Diagrama de revoque (Campos, 2015)

2.4.6 Controlar las presiones de la formación.

Una de las funciones más importantes del fluido de perforación es el de controlar las presiones de la formación, para ello cada vez que va aumentando la profundidad y se perfora una sección distinta se aumenta la densidad del lodo y esto se lo realiza añadiendo un volumen determinado de barita para darle mayor consistencia y aumentarle la densidad al mismo, para que así, pueda contrarrestar la presión de la formación. El lodo sirve para generar una presión artificial que pueda contrarrestar a la del pozo y mantener así, la estabilidad en el hoyo (Mendez Chonillo, 2020).

Esto impide que los fluidos de la formación fluyan o entren al pozo, el cual puede ocasionar lo que se conoce como un reventón. La presión ejercida por la columna de perforación cuando no está circulando se llama presión hidrostática y esta depende de la densidad del lodo (peso del mismo) y la profundidad vertical verdadera del pozo dando como resultado la presión (Baker Hughes INTEQ, 1998).

Para ello es importante mencionar que, si la presión de la columna del fluido de perforación es mayor o igual al de la formación, los fluidos de la formación no podrán invadir el pozo y por ende se puede concluir que se tiene controlada las presiones y el pozo se encuentra estable (Suarez, 2017).

$$Ph = \rho \times g \times h$$

Donde;

$P_h =$ presión hidrostática

$\rho =$ densidad del lodo o fluido de perforación

$g =$ constante de la gravedad

$h =$ profundidad vertical verdadera del pozo

2.4.7 Remoción de los recortes del pozo.

Los recortes de la perforación, deben ser retirados del pozo a medida que la broca los genera al perforar las formaciones, por este motivo se utiliza el lodo o fluido de perforación por que debe ser capaz de arrastrar o transportar los recortes por el espacio anular hacia la superficie. Esto funciona como un circuito, la broca genera recortes al pasar la formación y el fluido los va sacando del pozo (Suarez, 2017).

2.5. PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.5.1 Densidad.

La densidad del fluido de perforación es la unidad masa por la unidad de volumen. Está representada en las siguientes unidades: *lb/gal*. También se lo puede definir como el peso del fluido de forma teórica, la densidad del fluido es la propiedad más importante porque ayuda a aumentar o disminuir la presión hidrostática en el sistema al modificar la densidad, ya que es directamente proporcional, evitando inlfujos indeseados en el pozo y de derrumbes en el hoyo, cabe mencionar que las densidades muy elevadas pueden generar pérdidas de circulación (Baker Hughes INTEQ, 1998).

La densidad del lodo es un parámetro que debe ser chequeado y monitoreado cada cierto tiempo durante la perforación porque es la encargada de ejercer ese diferencial en la presión que, si es insuficiente, puede causar arremetidas en el pozo (Pilla Cunalata, 2015).

2.5.2 Punto cedente.

El punto cedente se lo define como la fuerza de atracción de las partículas en condiciones dinámicas, en otras palabras, en flujo. Este parámetro o fuerza ayuda a que el fluido se mantenga cuando entra en movimiento o empieza a fluir. Esto está relacionado a la capacidad de limpieza del fluido en condiciones de flujo o dinámicas y este aumenta por la presencia o incremento de carbonato de calcio y sólidos (Villaruel & Izurieta, 2014).

Un fluido floculado tiene un punto cedente alto. Se usan adelgazantes químicos cuando es causada por excesos de sólidos arcillosos y agua cuando el fluido se deshidrata por las altas temperaturas (Vega Sarmiento, 2012).

2.5.3 Viscosidad API.

La viscosidad API se calcula o es determinada por un equipo que se llama Embudo Marsh, el cual es de forma cónica de diámetro externo grande a un diámetro interno pequeño y este ayuda a calcular el tiempo de un fluido o lodo, comparándola con la del agua. En otras palabras, cuando tarda en fluir en el embudo el lodo de perforación medido en segundos, calculando así que tan viscoso es el fluido pasado (Baker Hughes INTEQ, 1998).

Esta práctica tiene mucha importancia, aunque carece un poco de una base científica, el beneficio del mismo es suspender los ripsos de la formación en el espacio anular, cuando el flujo es laminar (Campos, 2015).



Figura 9. Equipo Embudo Marsh (Baker Hughes INTEQ, 1998)

2.5.4 Viscosidad plástica.

La viscosidad plástica es el resultado de la fricción mecánica entre:

- Sólidos
- Líquidos y sólidos
- Líquidos y líquidos

Esta viscosidad depende del tamaño y de la forma del sólido presente en el fluido la cual es ayudada por los equipos de control de sólidos; cabe recalcar que esto ayuda a mejorar la tasa de penetración y el comportamiento reológico, para obtener mejores tasas de penetración en el pozo (Baker Hughes INTEQ, 1998).

2.5.5 Esfuerzos de gel.

Es medida de la atracción electroquímica y física bajo condiciones estáticas. Es la capacidad de suspensión del fluido generado por los sólidos reactivos (Mendez Chonillo, 2020). Esta fuerza debe ser lo suficientemente baja para:

- Minimizar el efecto de succión en la sacada de tubería.
- Tener buen rendimiento en las bombas y una buena velocidad de circulación del lodo.
- Permitir el desprendimiento del gas asociado al fluido.
- Permitir el asentamiento de los sólidos en el tanque ubicado en la superficie.

2.5.6 Filtrado.

Se mide para controlar la pérdida de fracciones líquidas del lodo en las formaciones, lo que evita la deshidratación del lodo, se expresa en ml/ 30 min (Baker Hughes INTEQ, 1998).

2.5.7 Píldoras.

Se refiere a cualquier cantidad relativamente pequeña (menos de 200 bbl) de una mezcla especial de fluido de perforación utilizada para ejecutar una tarea específica que el fluido de perforación regular no puede realizar (Pozo & Bolívar, 2015).

Algunos ejemplos son las píldoras de alta viscosidad que ayudan a extraer los recortes de perforación de los pozos verticales, las píldoras de agua dulce que disuelven las formaciones salinas en proceso de intrusión, las píldoras para liberar tuberías que destruyen el revoque de filtración y alivian las fuerzas de atascamiento diferencial, y las píldoras de materiales para pérdidas de circulación (Baker Hughes INTEQ, 1998).

2.6. PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN RELACIONADOS CON EL FLUIDO DE PERFORACIÓN

2.6.1 Pérdida de circulación.

La pérdida de circulación es cuando el lodo se pierde hacia las formaciones, resolver este tipo de problemas es el objetivo principal de muchas industrias petroleras, ya que resolver este tipo de problema genera muchos costos adicionales de lodo (Navarrete Aceldo, 2011).

Tener una buena circulación de lodo en el pozo o en el sistema, es evitar la inestabilidad, pega de tuberías y reventones. Estos son problemas muy comunes cuando la circulación del lodo no es la adecuada (Medrano Guerrero & Pérez Guitérrez, 2017).

La pérdida de circulación se puede producir por lo siguiente:

- La invasión del lodo hacia las formaciones se da en zonas: fisuradas, fracturadas y cavernosas. También es importante mencionar que en muchas zonas no consolidadas pasa lo mismo.
- La fracturación quiere decir, es la pérdida de lodo causada por la fracturación hidráulica producida por presiones inducidas excesivas.

Para ello concluimos que una buena práctica y planificación previa, aplicando un correcto programa de lodos es fundamental para que las operaciones transites correctamente y no exista perdida en la circulación del lodo (Baker Hughes INTEQ, 1998).

2.6.2 Inestabilidad del pozo.

La inestabilidad del pozo se da por muchos motivos, pero uno de ellos es por la mala circulación de lodo mencionado anteriormente y por el dominio de la presión de formación con respecto a la presión hidrostática, esto quiere decir que la presión de formación es mayor a la que ejerce el lodo. También se da por fracturas en las formaciones

y es una parte muy importante para ejecutar de forma apropiada y sin inconvenientes la perforación de un pozo, para ello debe controlarse las presiones y tratar al lodo para que genere una presión que iguale o supere por poco a la presión que genera el pozo (Pilla Cunalata, 2015).

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1 Tipo de investigación.

El presente trabajo se fundamenta en una investigación de tipo descriptiva y prospectiva, acerca de programas de fluidos de perforación empleados en dos pozos direccionales ubicados en el campo Sacha, donde se compara las propiedades reológicas y concentraciones de materiales de cada fluido para la selección óptima del mejor fluido de perforación con mayor eficiencia operativa.

3.1.2 Recopilación de la información.

La recopilación de la información se efectúa mediante la revisión bibliográfica de manuales, libros, artículos científicos y páginas web de las empresas que proporcionan estudios de las propiedades de los fluidos de perforación.

Población y muestra.

La población de estudio son los pozos petroleros en la extensión de todo el Campo Sacha y para la muestra de este estudio, se seleccionó dos pozos petroleros similares con trayectorias direccionales PUMA 01 y PUMA 02 del mismo campo, ubicados exactamente en la provincia de Orellana.

Procesamiento y análisis de la información.

Para el procesamiento de los datos se utiliza la descripción y tablas de la información y propiedades de los fluidos empleados en ambos pozos y se las divide en las tres secciones perforadas, la superficial con hoyo de 16”, la intermedia con hoyo de 12 ¼” y la última sección de producción, con hoyo de 8 ½”. Luego se realiza un análisis comparativo de los programas de lodos empleados, para ello se necesita información de las propiedades físicas y reológicas de los fluidos, para así evaluar cual fluido es el más óptimo en las mismas condiciones.

3.2 DISEÑO MÉCANICO DE LOS POZOS

Pozo PUMA-01.

Datos generales del pozo programados vs reales.

El pozo PUMA-01 está programado como un pozo direccional, para alcanzar la Arenisca “Basal Tena” (Objetivo Primario) a 11237 pies en MD y 10059 pies en TVD, en el primer hoyo con un diámetro de 16” llega a 5958 pies en MD y 5452 pies en TVD, para el segundo hoyo con un diámetro de 12 ¼” llega a 9665 pies en MD y 8630 pies en TVD y para el último hoyo con un diámetro de 8 ½” llega a 11248 pies en MD y 10075 pies en TVD. Para ello en Tabla 1, se indican los datos reales que son trascendentes en la perforación de este pozo y en la Tabla 2, la información general que se tenía en la planeación del pozo.

Tabla 1. Información real del pozo direccional PUMA-01.

POZO PUMA-01 – DATOS REALES			
Intervalos	Prof. Vertical	Prof. Medida	Inclinación
16”	5452 ft	5958 ft	33,89°
12 ¼”	8630 ft	9665 ft	30,30°
8 3/8”	10075 ft	11248 ft	21,00°

Tabla 2. Información planeada del pozo direccional PUMA-01.

POZO PUMA-01 – DATOS PROGRAMADOS			
Intervalos	Prof. Vertical	Prof. Medida	Inclinación
16”	5441 ft	5940 ft	30,8°
12 ¼”	8636,33 ft	9660 ft	30,8°
8 3/8”	10059,96 ft	11237 ft	21,77°

Pozo PUMA-02.

Datos generales del pozo programados vs reales.

El pozo PUMA-02 está programado como un pozo direccional, para alcanzar la Arenisca “Basal Tena” (Objetivo Primario) a 11237 pies en MD y 10059 pies en TVD, en el primer hoyo con un diámetro de 16” llega a 6277 pies en MD y 5529 pies en TVD, para el segundo hoyo con un diámetro de 12 ¼” llega a 10218 pies en MD y 8680 pies en TVD y para el último hoyo con un diámetro de 8 ½” llega a 11801 pies en MD y 10135 pies en TVD. Para ello en Tabla 3, se indican los datos reales que son trascendentes en la perforación de este pozo y en la Tabla 4, la información general que se tenía en la planeación del pozo.

Tabla 3. Información real del pozo direccional PUMA-02.

POZO PUMA-02 – DATOS REALES			
Intervalos	Prof. Vertical	Prof. Medida	Inclinación
16”	5259 ft	6277 ft	37,8°
12 ¼”	8680 ft	10218 ft	32,8°
8 ½”	10135 ft	11801 ft	12,00°

Tabla 4. Información planeada del pozo direccional PUMA-02.

POZO PUMA-02 – DATOS PROGRAMADOS		
Intervalos	Prof. Medida	Inclinación
16”	6290 ft	37,16°
12 ¼”	10220 ft	32,86°
8 3/8”	11727 ft	16,74°

RESUMEN DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS MANEJADOS

Pozo PUMA-01.

Propiedades de los fluidos programados vs reales.

Los fluidos de perforación usados para cada sección perforada en el pozo correspondientemente. Esta información esta detallada en la siguiente Tabla 5.

Tabla 5. Propiedades de los fluidos de perforación del pozo PUMA-01.

SECCIÓN	TIPO DE LODO	RANGO DENSIDAD
16''	Nativo Disperso Nitrato de Calcio	8.4ppg – 10.4ppg
12 ¼''	Polímero (S-Clay Control)	9.5ppg – 10.2ppg
8 ½''	Drill-in	9.3ppg – 9.4ppg

Intervalo de 16''.

Las propiedades reales y usadas en la perforación con el fluido de nitrato de calcio se las compara con las propiedades programadas en la planeación y éstas se detallan a continuación en la Tabla 6.

Tabla 6. Propiedades del fluido nitrato de calcio en el pozo PUMA-01.

PROPIEDAD	PROGRAMADO		REAL	
	MIN	MAX	MIN	MAX
Densidad (lpg)	8,5	10,2 – 10,4	8,4	10,4
Viscosidad (seg/qt)	28	39	28	34
Vis. Plástica (cp)	1	12	3	12
Punto cedente (lb/100ft ²)	1	15	5	15
Contenido Ion Ca ⁺⁺ (ppm)	1600	2200	80	2080
pH	7	10	7	7,4
% de Sólidos	0	12	0,5	9,2

Intervalo de 12 ¼”.

Las propiedades reales y usadas en la perforación con el fluido de polímero se las compara con las propiedades programadas en la planeación y éstas se detallan a continuación en la Tabla 7.

Tabla 7. Propiedades del fluido (S-Clay Control) en el pozo PUMA-01.

PROPIEDAD	PROGRAMADO		REAL	
	MIN	MAX	MIN	MAX
Densidad (lpg)	9,5	10,2 – 10,4	9,5	10,2
Viscosidad (seg/qt)	30	45	41	47
Vis. Plástica (cp)	4	20	11	15
Punto cedente (lb/100ft ²)	8	25	16	20
Filtrado API, (cc/30 min)	8	12	7,8	8,4
MBT, (lpb)	0	20	0	20
pH	8	10	8,5	9
% de Sólidos	N/A	N/A	2	8

Intervalo de 8 ½”.

Las propiedades reales y usadas en la perforación con el fluido S-in Drill se las compara con las propiedades programadas en la planeación y éstas se detallan a continuación en la Tabla 8.

Tabla 8. Propiedades del fluido S-in Drill en el pozo PUMA-01.

PROPIEDAD	PROGRAMADO		REAL	
	MIN	MAX	MIN	MAX
Densidad (lpg)	9,3	9,4	9,3	10,2
Viscosidad (seg/qt)	40	75	45	65
Vis. Plástica (cp)	15	30	15	24
Punto cedente (lb/100ft ²)	20	35	23	33
Filtrado API, (cc/30 min)	5,5	5,5	5,1	5,5
MBT, (lpb)	0	10	2,5	10
pH	8,5	10,5	8,8	10
% de Sólidos	N/A	N/A	2	4,5

Pozo PUMA-02.

- *Propiedades de los fluidos programados vs reales.*

Los fluidos de perforación usados para cada sección perforada en el pozo correspondientemente. Esta información esta detallada en la siguiente Tabla 9.

Tabla 9. Propiedades de los fluidos de perforación del pozo PUMA-02.

SECCIÓN	TIPO DE LODO	RANGO DENSIDAD
16''	Nativo Disperso Nitrato de Calcio	8.6ppg – 10ppg
12 ¼''	Polímero (S-Clay Control)	9,5ppg – 10,4ppg
8 ½''	Drill-in	9.3ppg – 9.5ppg

Intervalo de 16''.

Las propiedades reales y usadas en la perforación con el fluido de nitrato de calcio se las compara con las propiedades programadas en la planeación y éstas se detallan a continuación en la Tabla 10.

Tabla 10. Propiedades del fluido nitrato de calcio en el pozo PUMA-02.

PROPIEDAD	PROGRAMADO		REAL	
	MIN	MAX	MIN	MAX
Densidad (lpg)	8,7	10,2 – 10,4	8,6	10
Viscosidad (seg/qt)	28	39	27	30
Vis. Plástica (cp)	2	7	2	7
Punto cedente (lb/100ft ²)	4	13	3	9
Contenido Ion Ca ⁺⁺ (ppm)	N/A	N/A	80	80
pH	N/A	N/A	N/A	N/A
% de Sólidos	N/A	N/A	N/A	N/A

- *Intervalo de 12 ¼''.*

Las propiedades reales y usadas en la perforación con el fluido de polímero se las compara con las propiedades programadas en la planeación y éstas se detallan a continuación en la Tabla 11.

Tabla 11. Propiedades del fluido (S-Clay Control) en el pozo PUMA-02.

PROPIEDAD	PROGRAMADO		REAL	
	MIN	MAX	MIN	MAX
Densidad (lpg)	9,5	10,1	9,5	10,4
Viscosidad (seg/qt)	30	42	33	40
Vis. Plástica (cp)	6	12	7	10
Punto cedente (lb/100ft ²)	9	15	9	12
Filtrado API, (cc/30 min)	<	12	9,4	11,8
MBT, (lpb)	5	17,5	1,25	15
pH	7,5	8,5	8,2	8,4
% de Sólidos	NA	NA	8	14

Intervalo de 8 ½”.

Las propiedades reales y usadas en la perforación con el fluido S-in Drill se las compara con las propiedades programadas en la planeación y éstas se detallan a continuación en la Tabla 12.

Tabla 12. Propiedades del fluido S-in Drill en el pozo PUMA-02.

PROPIEDAD	PROGRAMADO		REAL	
	MIN	MAX	MIN	MAX
Densidad (lpg)	9,3	9,5	9,3	9,5
Viscosidad (seg/qt)	50	65	52	60
Vis. Plástica (cp)	15	25	18	24
Punto cedente (lb/100ft ²)	22	30	21	30
Filtrado API, (cc/30 min)	<	5,5	5,4	5,4
MBT, (lpb)	<	7,5	1,25	5
pH	7,5	9,5	9,1	9,4
% de Sólidos	NA	NA	6	9

COMPARATIVA DEL MANEJO DEL FLUIDO POR SECCIÓN

Pozo PUMA-01.

Manejo del fluido en la sección de 16”.

En la primera sección de 16", primero se hidrató bentonita y luego se procedió a perforar de 55 pies a 367 pies con fluido "Nativo Disperso" empezando con un primer ensamblaje de fondo, con un arreglo convencional denominado como el BHA #1, luego se procede a bombear 30 barriles de píldora viscosa con material sellante y material de pérdida de circulación en cada parada perforada con una densidad de 8,5 lpg (libras por cada galón) en 20 seg/qt con aproximadamente 20 lb (libras) cada barril de bentonita, 10 libras cada barril de carbonato de calcio y 15 libras cada barril de S-Seal. En esta sección se perforó con parámetros controlados para evitar fracturas prematuras en la formación.

En la profundidad de 367 pies se bombeó 50 barriles de píldoras viscosas de 8,5 lpg de densidad cada 20 seg/qt, con 20 libras cada barril de bentonita, 10 libras de cada barril de carbonato de calcio y 15 libras cada barril de S-Seal y se circuló hasta lograr retornos limpios, también se bombeó en el fondo 100 barriles de píldora viscosa sellante con una libra cada barril de ASFALTEG, también 10 libras cada barril de carbonato de calcio y 10 libras cada barril de S-Seal.

Luego se perfora de los 367 pies a 5958 pies de profundidad, para ello se cambió de sistema al S-ION Calcio, agregando nitrato de calcio al sistema manteniendo esta concentración de 1800 a 2000 ppm (partes por millón) de ion de calcio. En este tramo perforado se trabajó con centrifugas de modo Dewatering, desde el cambio de fluido para controlar la densidad, la viscosidad y otras propiedades que se alteran cuando se incorporan sólidos coloidales en el avance de la perforación. Luego se bombeó 60 barriles de píldora dispersa con una densidad de 8,4 lpg en 27 a 28 seg/qt en cada parada perforada y 60 barriles de píldora viscosa de un rango de densidad entre 8,4 y 10,4 lpg en 120 seg/qt cada tres paradas perforadas.

Al llegar a la profundidad que se tenía programada para llegar a la estación de circulación a 4496 pies se bombeó tren de píldoras, conformando 80 barriles de píldora dispersa de una densidad de 8,4 lpg en 27 seg/qt y 80 barriles de píldora viscosa de 8, lpg a 120 seg/qt, se circuló hasta lograr retornos limpios antes de reanudar las operaciones de perforación se observa un 10%. Al llegar al punto de revestimiento ubicado a 5958 pies de profundidad se bombea 80 barriles de píldora dispersa de 8,4 lpg en 28 seg/qt y 80 barriles de píldora viscosa de 10,4 lpg a 120 seg/qt.

Se circuló hasta lograr retornos limpios previo a un viaje corto de calibración de 5958 pies de profundidad hasta los 4456 pies, el cual se realizó sin ninguna novedad. Para

el viaje se ajustó el fluido la densidad del fluido a 10,4 lpg y al regresar al fondo previo al viaje a superficie para corrida de revestidores o casing de diámetro de 13 3/8” (pulgadas), para ello se bombeó el primer tren de píldoras de conformando 80 barriles de píldora dispersa de una densidad de 8,4 lpg en 28 seg/qt y 80 barriles de píldora viscosa de 10,4 lpg a 120 seg/qt, se circuló un ciclo completo y luego se bombeó un segundo tren de píldoras que conforman 80 barriles de píldora dispersa de una densidad de 8,4 lpg en 28 seg/qt y 80 barriles de píldora viscosa de 10,4 lpg a 120 seg/qt hasta obtener retornos limpios previo al viaje de superficie con un caudal de 1100 GPM (galones por minuto), presión diferencial de 3000 PSI, rotando entre 40 y 60 RPM (revoluciones por minuto) y un torque de 9 klbs/ft.

Concentraciones de productos programadas vs reales.

Tabla 13. Concentraciones de los productos en el fluido nitrato de calcio en el pozo PUMA-01.

MATERIAL	PROGRAMADO			REAL		
	MIN (lb/bbl)	MAX (lb/bbl)	Cantidad unidad	MIN (lb/bbl)	MAX (lb/bbl)	Cantidad unidad
Asfalteg	0,25	0,5	23	0,00	0,08	4
Cabonato de Calcio 100	0	15	308	0,00	1,23	30
Nitrato de Calcio	4	10	374	0,00	9,23	447
Súper Sweet	0,025	0,5	-	0,00	0,01	2
S-Gum	0,25	1	42	0,00	0,62	30
Bentonita	3	15	116	0,00	3,64	97
S-Seal	2	10	102	0,00	0,72	48
Asfalto	0,5	1,00	2	0,00	0,38	20

Volumetría programada vs real.

Tabla 14. Volumen del fluido nitrato de calcio en el pozo PUMA-01.

SISTEMA DEL FLUIDO	PROGRAMADO		REAL	
Volumen tanques	500	bls	510	bls
Volumen de último casing	0	bls	0	bls
Volumen de hoyo	1477	bls	1730	bls
Dilución	158	bls	250	bls
Volumen Wash Out	148	bls	173	bls
Volumen de Re uso	0	bls	0	bls
Volumen total	2283	bls	2663	bls

Eventos dados en la sección de 16”.

Se preparó una solución de agua con nitrato de calcio a través de una prueba piloto para poder determinar la cantidad y concentración adecuada de nitrato de calcio obteniendo una concentración de 1800 ppm de calcio en el sistema. También se prehidrató bentonita con material LCM por 48 horas para mejorar su rendimiento y así evitar que se pierda por las zarandas.

Se preparó píldoras de alta viscosidad para mantener la limpieza del hueco y se mantuvo concentración de nitrato de calcio. Se monitoreo píldoras en superficie y se preparó fluido S-ION CALCIO ajustando viscosidad y densidad.

Se realizó estaciones de circulación, con el bombeo de un tren de píldoras dispersa y viscosa, hasta retornos limpios en zarandas. Se monitoreó las zarandas verificando el comportamiento del pozo. También se le dio seguimiento de densidades para sujetarnos a la curva de pesos y diluciones constantes para mantener propiedades reológicas según el programa.

Manejo del fluido en la sección de 12 ¼”.

El sistema Clay – control, es un sistema diseñado con una amina (compuesto orgánico multifuncional derivado del amoníaco) para inhibir arcillas y con S-STAB como estabilizador químico de lutitas, el intercambio catiónico y el poder de asimilación que poseen las arcillas y las lutitas ante la presencia de este compuesto (amina), provocan que éstas se inhiban y al ser expuestas en una concentración mínima de amina, se puede observar la anulación completa de su plasticidad e hinchamiento. Estos sistemas vienen acompañados con una buena reología, el cual definirá la limpieza del agujero ya que permitirá que los recortes generados en la perforación suban a superficie y evita el decantamiento de partículas, cuando el pozo se encuentra de forma estática, debido a la tixotropía que dan los polímeros (característica de un fluido a formar una estructura gelificada sujeto a cizalladura y luego a fluidificarse cuando este se agita).

Al inicio de la segunda sección de 12 ¼”, se empieza moliendo cemento, collar flotador, zapato de 13 3/8” ubicado desde 5915 pies a 5958 pies de profundidad, luego se perforó 10 pies de formación de 5958 pies a 5968 con fluido S-ION CALCIO empezando con BHA 3. Seguido se procede a bombear a 5968 pies píldora espaciadora (60 barriles

de agua), seguido se bombea otra píldora espaciadora (60 barriles de píldora viscosa) y desplazó el fluido S-ION CALCIO con una densidad de 10,4 lpg (libras por cada galón) en 32 seg/qt por fluido S-Clay Control con una densidad de 9,5 lpg a 45 seg/qt para perforar esta sección de 12 ¼". Desde el inicio de este intervalo se adicionó al sistema 1% v/v de lubricante S-LUBE. Para ello se agregó Alcatrol directo al sistema para control de pH y se trabajó con equipo de control de sólidos (D-Sander, D-Silter).

En la perforación de esta sección se ajustó concentraciones de fluido según el programa: Encapsulante PHPA, Inhibidor y encapsulador de arcillas S-Clay como inhibidor y S-Stab como estabilizador químico de lutitas, también se adicionó S-Lube (Lubricante) al 3% v/v antes de llegar al conglomerado inferior. Luego se bombeó píldoras de limpieza cada dos paradas perforadas (CaCO₃ y Asfalto en zona de arenas) y se trabajó con equipo de control de sólidos en modo Dewatering para mantener la densidad del fluido según programa.

Durante la perforación se continuó bombeando píldoras de limpieza cada dos paradas perforadas, píldoras viscosas con características de acuerdo al programa y píldoras dispersas de densidad de 8,4 lpg en 27 seg/q. A 9665 ft (punto de asentamiento del revestidor o casing) se bombeó 80 barriles de píldora dispersa con una densidad de 8,4 lpg en 27 seg/q y 80 barriles de píldora viscosa pesada con una densidad de 12,2 lpg en 120 seg/q, este se circuló hasta lograr retornos limpios, previo el viaje corto al zapato ubicado a 5958 pies de profundidad.

El viaje realizado al zapato con un de diámetro de 13 3/8" se realizó con problemas a partir de los 7943 pies hasta 7568 pies en backreaming con 1000 galones por minuto, 3000 psi de presión, 40 revoluciones por minutos en 3.5 horas, se realizó una estación de circulación de una hora a 7568 pies de profundidad, luego se bombeó 100 barriles de píldora dispersa y se circuló con 1000 galones por minuto (gpm), con lo previo realizado se observó un exceso de cortes del 10% con muestras de formación de 90% arcillolita y 10% de lutita, cortes normales producto del backreaming sin indicios de inestabilidad del pozo o que den alerta de algún tipo de derrumbe.

Se continuó sacando en modo backreaming, se logró una sacada libre desde 7568 pies hasta 7290 pies. Se sacó con backreaming desde 7290 pies hasta 6257 pies con 800-900 galones por minuto, 2000-2300 psi de presión diferencial, 50 revoluciones por minuto y un torque de 10-24 klbs ft. Libre en los intervalos: desde 6913 pies hasta 6819 pies;

desde 6725 pies hasta 6538 pies. Sacó libre desde 6257 pies hasta 5958 pies. Pierde circulación @ 6515 pies, trabajó sarta y recuperó parámetros.

Las propiedades del fluido polímero son 10.6 ppg, 63 seg, pv: 21 cp, para la viscosidad platica: 22 lbs/100ft², Geles: 7/25/30, cloruros: 1000 ppm (partes por millón), calcio: 80 ppm, lubricidad 3.0 %, por un tiempo de 10 horas hasta 5958 pies a un trip rate de 255 ft/hr en 14.5 horas considerando la estación de circulación. Durante la operación de backreaming se trató fluido ajustando concentraciones según programa y corriendo centrifugas en modo LGS para control de MW y MBT.

Se bajó el ensamblaje de fondo BHA # 3, en 8.5 horas (Trip rate: 436 ft/hr) direccional con broca PDC de 12 ¼" y motor de fondo a hueco abierto (Open Hole) desde 5958 pies (zapato de 13-3/8") hasta 8506 pies – bajó desde 6506 pies hasta 6538 pies con 900 galones por minuto, 2200 psi, 50 revoluciones por minuto y un torque de 12/16 klbs-ft, bajó desde 6642 pies hasta 6728 pies con 900 gpm (galones por minuto), 2200 psi, 50 rpm (revoluciones por minuto) y un torque de 12/16 klbs-ft - bajó desde 8131 pies hasta 8506 pies con 920 galones por minuto, 2500 psi, 40 revoluciones por minuto y un torque de 12/15 klbs-ft - Bajó con bomba y rotaria desde 8506 ft hasta 8878 ft con 930 gpm, 2550 psi, 40 rpm, y torque de 20 klbs-ft, bajó libre desde 8878 ft hasta 9346 ft - bajó lavando por seguridad desde 9346 ft hasta 9665, fluido polímero: entrada MW: 10.3 ppg, 45 seg; salida MW: 10.6 ppg, 79 seg.

En el fondo se bombeó 80 barriles de píldora dispersa con una densidad de 8,4 lpg en 27 seg/q y 80 barriles de píldora viscosa pesada con una densidad de 12,2 lpg en 120 seg/q previo al viaje a superficie, al pasar las píldoras por la broca, se bombeó una tercera píldora de 80 barriles píldora viscosa con una densidad de 10,2 lpg en 120 seg/q, se circuló hasta obtener retornos limpios por tres horas.

Durante circulación ajustó MW (peso del lodo) a 10.4 mientras se circuló en el pozo. Se sacó BHA # 3 de 9665 pies hasta 5958 pies en 5 horas con un trip rate de 741 ft/hr, al entrar a hueco entubado (CH) observó over pull de 30 klbs, circuló con 900 gpm (galones por minuto) con 2300 psi en media hora y se continuó sacando hasta superficie con un trip rate de 1049 ft/hr en 5,5 horas.

Se armó un equipo de flotación con shoe 9 5/8", se probó y operó perfectamente. Luego se bajó casing o revestidor de 9 5/8" de 53.5 lbs/ft y 47 lbs/ft, BTC en hueco entubado desde 78.72 pies hasta 5958 pies (zapato de casing de 13-3/8"), trip rate: 784

ft/hr. Continuó bajando casing de 9-5/8" 53.5 lbs/ft y 47 lbs/ft, BTC en open hole. Desde 5958 pies hasta 9665 pies. Trip rate: 570 ft/hr. Circuló con casing @ 9665 ft para estabilizar propiedades del fluido y Parámetros de circulación previa a la cementación por un tiempo de cuatro horas.

Concentraciones de productos programadas vs reales.

Tabla 15. Concentraciones de los productos en fluido polímero en el pozo PUMA-01.

MATERIAL	PROGRAMADO			REAL		
	MIN (lb/bbl)	MAX (lb/bbl)	Cantidad unidad	MIN (lb/bbl)	MAX (lb/bbl)	Cantidad unidad
Barita	50,0	100,0	1163	0,00	69,29	1419
Cabonato de Calcio 325	10,0	25,0	464	0,00	17,72	330
Defoam X*	0,2	1,0	16	0,00	0,20	10
Descp CF***		-	24	0,00	0,15	12
S-Tab	2,0	3,5	14	0,00	2,65	11
S-Gum	0,5	1,5	67	0,00	1,40	52
S-Cly	2,0	4,0	22	0,00	3,27	19
Pak L	0,4	1,2	52	0,00	1,50	56
Pak H	0,2	0,7	50	0,00	1,34	50
S-PHPA	0,5	1,25	65	0,00	0,75	28
Asfalto	2,0	3,0	114	0,00	2,83	116
Alcatrol	-	-	31	0,00	0,58	100
Asfalteg	0,25	0,5	20	0,00	0,62	23
S-CIDE	-	-	28	0,00	0,24	12
S-lube	1% v/v	3% v/v	48	0,00	3,52	55
Super sweep	-	-	-	0,00	0,01	2
Wallnut	-	-	-	0,00	0,49	20
Drilling detergent	-	-	-	0,00	0,06	1
Carbonato de Calcio 100	-	-	-	0,00	9,67	180

Volumetría programada vs real.

Tabla 16. Volumen del fluido polímero en el pozo PUMA-01.

SISTEMA DEL FLUIDO	PROGRAMADO	REAL
--------------------	------------	------

Volumen tanques	400	bls	501	bls
Volumen de último casing	889	bls	907	bls
Volumen de hoyo	542	bls	540	bls
Dilución	218	bls	80	bls
Volumen Wash Out	48	bls	20	bls
Volumen total	2097	bls	2046	bls

Eventos dados en la sección de 12 ¼”.

Bombeó píldora viscosa (120 seg/qt) para ayudar en el levantamiento de tapones, luego se agregó lubricante hasta tener 1 % V/V, mantiene la concentración de 3 lpb, de asfalto. Se bombeó cada 2 paradas perforadas píldora dispersa y píldora viscosa pesada cada 2 y 3 paradas alternadas. Se adicionó lubricante para alcanzar 2% V/V, previo el ingreso del conglomerado superior.

Mantener el pH del fluido en el rango del programa esto permite preservar los polímeros encapsulantes y controladores de filtrado y así evitar la degradación con el uso de Alcatrol, también descargar trampas para reducir la incorporación de sólidos y circular hasta tener retornos limpios para viajes hasta superficie.

Incrementar el volumen de píldoras dispersas y la tasa de dilución agua fresca, también incrementar un punto adicional al peso del lodo para cada viaje que se realice para compensar el ECD. Luego se adicionó lubricante al 3% v/v previo el ingreso del conglomerado inferior directo al sistema durante la perforación además en caso de que incremente el torque mientras se perfora o en tangentes largas y en ángulos pronunciados y se incorpora lubricante al 4% v/v al sistema durante el viaje al zapato.

El uso de detergente en píldoras dispersas contribuye a la limpieza del ensamblaje de fondo también en el uso de wall Nut solo si es estrictamente necesario para algún tipo de embolamiento en la broca. Durante la perforación y en las circulaciones usar máximos parámetros permisibles en RPM y GPM sumado a las propiedades reológicas son parámetros fundamentales para optimizar la limpieza del hoyo.

Manejo del fluido en la sección de 8 ½”.

En esta sección de 8 ½” fue diseñado en función de las necesidades del reservorio con alta capacidad sellante, filtrados bajos y con material soluble en tratamientos

posteriores para minimizar el riesgo de daño de formación. Se realizó drill out con el sistema S-Clay Control de sección 12 ¼", perforó 10 ft de formación y realizó el desplazamiento del sistema S-Clay Control (10.4 lpg) por sistema de fluido DRILL IN a 9.3 lpg densificado con carbonato de calcio utilizando la siguiente proporción de tamaños de Carbonato de Calcio, CaCO₃-100 a 8.64 lpb, CaCO₃-200 a 14.4 lpb y CaCO₃-325 a 48.96 lpb, previo al viaje al zapato se bombeó 50 bbl de píldora viscosa de 10,5 lpg; 120 seg/q, circula hasta retornos limpios en superficie.

Con el fluido en zarandas, se paró bombas y se limpiaron las zarandas, también las trampas de arena y canaletas. Durante la perforación de la zona de interés se adicionó constantemente carbonato de calcio de diferente granulometría como agente puenteante y también para mantener el peso del sistema con una densidad de 9.3 lpg, se agregó S-Clay como agente inhibidor y S-Stab como agente estabilizador de lutitas. En las zarandas no se observó cortes y esto nos brinda un indicio de inestabilidad de las formaciones de lutitas, al contrario, en las zonas porosas y permeables se mantuvo la adición de CaCO₃ para puentear zona y evitar pega de tubería, las propiedades reológicas fueron mantenidas con adición de Goma Xantica (S-Gum).

Durante este tramo perforado se bombeó 40 - 50 barriles de píldoras viscosas cada tres paradas perforadas de una densidad entre (9,3 - 9,5) lpg y 120 seg/q. y se trabajó con el Equipo de Control de Sólidos para mantener el peso de fluido, para evitar la incorporación de sólidos de perforación y mantener los sólidos de baja gravedad específica (LGS%). También se acondicionó el fluido al 3% de lubricante por requerimiento de operadora.

En el punto del revestimiento o casing de 11248 pies de profundidad, se bombeó dos píldoras viscosas de 9,5 lpg; 120 seg/qt y circuló hasta retornos limpios, para realizar viaje de calibración hasta el zapato de 9 5/8", se realizó un viaje de calibración libre en subida y bajada. En cambio, de retorno al fondo se bombeó dos píldoras viscosas de 60 barriles, cada una de 9,4 lpg x 120 seg y circuló hasta lograr retornos limpios, se dejó espoteada en el fondo, también 100 barriles de píldora viscosa lubricada al 3% y sacó tubería hasta el zapato. Por último, se bombeó 50 barriles de píldora pesada de densidad de 11,4 lpg; 60 seg/q para sacar la tubería seca.

Concentraciones de productos programadas vs reales.

Tabla 17. Concentraciones de los productos en fluido S. Drill-in en el pozo PUMA-01.

MATERIAL	PROGRAMADO			REAL		
	MIN (lb/bbl)	MAX (lb/bbl)	Cantidad unidad	MIN (lb/bbl)	MAX (lb/bbl)	Cantidad unidad
Cabonato de Calcio 100	-	8,4	125	-	7,9	240
Cabonato de Calcio 200	-	14,4	208	-	15,22	210
Cabonato de Calcio 325	-	48,96	711	-	65,98	910
Alcatrol	0,1	0,8	-	-	0,69	24
Wallnut	-	-	-	-	0,16	5
Cal	-	-	-	-	0,11	3
S-Tab	2,00	3,50	13	-	2,81	11
S-Starch	4,00	10,00	230	-	7,25	200
S-Clay	-	-	-	-	0,69	3
S-Lube	-	-	-	-	2,67	31
S-Cide	0,3	0,80	31	-	0,29	10
Pak H	-	-	-	-	0,20	6
Pak L	0,5	1,50	-	-	2,14	65
S-Gum	0,50	1,00	83	-	1,34	37

Volumetría programada vs real.

Tabla 18. Volumen de fluido S. Drill-in en el pozo PUMA-01.

SISTEMA DEL FLUIDO	PROGRAMADO		REAL	
Volumen tanques	500	bls	500	bls
Volumen de último casing	649	bls	707	bls
Volumen de hoyo	112	bls	110	bls
Dilución	101	bls	200	bls
Volumen de Re uso	-	bls	-	bls
Volumen total	1362	bls	1517	bls

Pozo PUMA-02.

Manejo del fluido en la sección de 16”.

Para la perforación de esta sección que conforma un hoyo de 16” (pulgadas), se inició con el sistema de Fluido Nativo Disperso con una densidad inicial de 8,5 lpg para perforar las zonas superficiales que no son consolidadas, para ello se preparó y bombeó píldoras viscosas obturantes para cada parada perforada, lo que equivale a (+30 pies de

profundidad). Se inició con parámetros bajos de perforación (70 galones por minuto-2Klbs de peso sobre la broca) para el evitar fracturamiento superficial y pérdida de fluido hacia la formación.

A 464 pies después de cambiar el ensamblaje de fondo convencional por un ensamblaje de fondo direccional se cambió el sistema de fluidos Nativo Disperso por el sistema de fluidos Nitrato de Calcio, con el cual se perforo por el resto de la sección de 16". En esta sección se mantuvo la concentración de Lión-Calcio entre 1800-2000 ppm (partes por millón). Adicional, se prepararon y bombearon píldoras de alta reología (viscosas-puenteantes) preparadas con XC-HV+CaCo3200 cada dos paradas perforadas, aproximadamente (+-200 pies), así también se bombeó alternadamente cada parada píldora dispersa para ayudar a erosionar el hoyo y limpiar el ensamblaje de fondo direccional de cualquier elemento arcilloso que se haya adherido a él.

Se trabajó con las centrifugas decantadoras de control de sólidos, al 100% en modo Dewatering directo al sistema activo durante la perforación de toda la sección 16 pulgadas. El equipo de control de sólidos (shakers) trabajó de forma adecuada eliminando de forma primaria los sólidos no deseados de perforación del sistema activo.

El lodo limpiador (Mud Cleaner) tiene unby-pass al tanque del Desander, esto con la finalidad de que la bomba de succión no trabaje al vacío y pueda eliminar los sólidos no deseados de alta y baja gravedad y controlar la densidad de acuerdo al programa de fluidos. Se descargó esporádicamente el bolsillo y trampa de arena para eliminar sólidos de perforación. A 5048 pies se realiza estación de circulación y bombea 100 barriles de píldora dispersa y 100 barriles de píldora viscosa (10% incremento en recortes), luego de 15 minutos otros 100 barriles de píldora viscosa (5%incrementocortes), circula hasta zarandas limpias.

Ya en punto de revestimiento con diámetro de 13 3/8" a la profundidad de 6277 pies, se bombean dos tándems de píldoras (100barriles de Dispersa + 100 barriles de Viscosa pesada de 12lpg en 150seg/qt, el segundo tándem se bombea posterior a la salida del primer tandem a superficie) y se circula para limpiar hoyo.

Concentraciones de productos programadas vs reales.

Tabla 19. Concentraciones de los productos en fluido nitrato de calcio en el pozo PUMA-02.

MATERIAL	PROGRAMADA	REAL
-----------------	-------------------	-------------

	MIN (lb/bbl)	MAX (lb/bbl)	MIN (lb/bbl)	MAX (lb/bbl)
Nitrato de Calcio	8,00	10,00	10,00	15,00
Cabonato de Calcio 325	8,00	10,00	2,00	5,98
Cabonato de Calcio 200	2,00	3,00	3,16	4,30
Walnut Medium	0,20	0,20	0,50	1,10
Bentonita	10,00	15,00	0,00	4,85
CDC-CTF	0,00	0,00	-	-
CDC-PAC LV	0,00	0,00	-	-
CDC-PAC HV	0,25	0,50	-	-
CDC-XC HV	0,25	0,50	0,33	0,70
CDC-G325	0,00	0,00	-	-

Volumetría programada vs real.

Tabla 20. Volumen del fluido nitrato de calcio en el pozo PUMA-02.

SISTEMA DEL FLUIDO	PROGRAMADO		REAL	
Volumen tanques	450	bls	410	bls
Volumen de último casing	19	bls	19	bls
Volumen de hoyo	1552	bls	1560	bls
Dilución	1872	bls	2400	bls
Volumen de Re uso	-	bls	-	bls
Volumen total	3893	bls	2663	bls

Manejo del fluido en la sección de 12 ¼”.

Se realizó desplazamiento de fluido Nitrato de Calcio de 10,1 lpg por nuevo fluido Polímero de 9,5 lpg. Luego se incrementó el 1% v/v de lubricidad al sistema activo previo entrar a Conglomerado Superior en Tiyuyacu, incrementándolo y manteniendo hasta 2%, posteriormente hasta al final de la perforación.

Continuando con el manejo del fluido, se bombeó alternadamente píldoras dispersas en cada parada perforada en las formaciones arcillosas y también cada dos paradas se bombeó píldoras viscosas pesadas, para ayudar a lavar la formación y erosionar el hoyo perforado, así como limpiar el ensamblaje de fondo de material arcilloso que se adhiriera durante el proceso de perforación, en cambio en zona de lutitas se bombea

píldoras viscosas sellantes con material asfáltico y se suspende el uso de las píldoras dispersas para evitar erosión o desestabilización de las mismas.

Durante la perforación de los conglomerados (tanto superior como inferior) se bombearon píldoras viscosas pesadas de tipo puenteantes, cada dos paradas perforadas. Se descartó las píldoras dispersas hacia el tanque de recortes. Con ello el fluido se mantuvo con propiedades reológicas y químicas de acuerdo al programa de fluidos. La densidad del sistema activo fue modificada al final de la sección, incrementando su densidad para el viaje de calibre hacia el zapato de 10,1 lpg, y posteriormente a 10,4 lpg previo al viaje a superficie, antes de la corrida del revestidor.

Se mantuvieron valores bajos de MBT (ensayo que determina la cantidad de materiales similares a la arcilla contenidos en el fluido de perforación a base agua), obtenidos mediante la ayuda de diluciones constantes al sistema activo, descarga de sedimentos del Possum Belly y la Trampa de Arena, así como el proceso de deshidratación (dewatering) ayudado por las centrífugas decantadoras. En el punto del revestidor a 10218 pies de profundidad se bombeó doble tándem de píldoras dispersa y viscosa pesada sellante y circuló hasta observar retornos limpios en zarandas. Se observó durante toda la perforación de la sección, un pozo estable con cortes normales en forma, dimensión y cantidad en zarandas de acuerdo a las tasas de penetración manejadas y las formaciones atravesadas.

Concentraciones de productos programadas vs reales.

Tabla 21. Concentraciones de los productos en fluido polímero en el pozo PUMA-02.

MATERIAL	PROGRAMADA		REAL	
	MIN (lb/bbl)	MAX (lb/bbl)	MIN (lb/bbl)	MAX (lb/bbl)
Cabonato de Calcio 325	80,00	90,00	29,00	61,00
Cabonato de Calcio 200	20,00	25,00	26,00	30,00
CDC-CTF	1,00	1,00	0,75	1,81
CDC-PAC LV	2,00	2,00	0,99	2,26
CDC-PAC HV	0,10	0,15	0,78	0,98
CDC-G318	0,25	0,50	0,25	0,46
CDC-GHR-1	3,00	3,00	0,00	0,00
K-PAM	0,25	0,50	0,00	0,00
CDC-XC HV	0,20	0,50	1,33	1,64
CDC-XCS III	0,50	1,00	0,64	0,91
CDC-G325	0,00	0,00	0,00	0,26

Walnut Medium	0,20	0,20	0,00	0,00
---------------	------	------	------	------

Volumen programado vs real.

Tabla 22. Volumen del fluido polímero en el pozo PUMA-02.

SISTEMA DEL FLUIDO	PROGRAMADO		REAL	
Volumen tanques	350	bls	360	bls
Volumen de último casing	941	bls	930	bls
Volumen de hoyo	573	bls	610	bls
Dilución	1179	bls	0	bls
Volumen de Re uso	-	bls	-	bls
Volumen total	3043	bls	1900	bls

Manejo del fluido en la sección de 8 ½”.

Después de realizar la limpieza del bolsillo de 10 pies en una profundidad de 10208 pies a 10218 pies, se realizó desplazamiento de fluido – Polímero, con un nuevo fluido DRILL-IN para zona de interés. Además, se adicionó Pac-LV/LS-2 para control de filtrado, Pac-HV/XC-HV para mantener propiedades reológicas, también REFIT para control de alcalinidad y por último XCS-III como glycol/estabilizador además de CaCO₃-200 (Carbonato de Calcio 200) como material de puenteo.

Se trabaja esporádicamente con centrífugas decantadoras en modo LGS para mantener densidad específica del sistema activo, según programa. En la profundidad total a 11801 pies, se bombearon dos píldoras viscosas de puenteo a 9,5 lpg en 120 seg/qt, separadas entre sí por 25 minutos aproximadamente antes del viaje, posterior al viaje de acondicionamiento programado y de vuelta al fondo se bombearon 50 barriles de píldora viscosa de puenteo de 9,5 lpg en 120 seg/qt.

Concentraciones de productos programadas vs reales.

Tabla 23. Concentraciones de los productos en fluido S. Drill-in en el pozo PUMA-02.

MATERIAL	PROGRAMADA	REAL
-----------------	-------------------	-------------

	MIN (lb/bbl)	MAX (lb/bbl)	MIN (lb/bbl)	MAX (lb/bbl)
Cabonato de Calcio 325	50,00	53,00	33,66	49,61
Cabonato de Calcio 200	21,00	23,00	8,41	11,45
Almidón	4,00	6,00	2,52	5,12
CDC-PAC LV	3,00	4,00	3,91	4,40
CDC-PAC HV	0,25	0,50	0,33	0,36
CDC-XC HV	2,00	2,50	1,14	1,64
CDC-XGS III	1,00	2,00	0,51	1,40

Volumen programado vs real.

Tabla 24. Volumen del fluido S.Drill-in en el pozo PUMA-02.

SISTEMA DEL FLUIDO	PROGRAMADO		REAL	
Volumen tanques	350	bls	250	bls
Volumen de último casing	748	bls	742	bls
Volumen de hoyo	103	bls	110	bls
Dilución	301	bls	-	bls
Volumen de Re uso	-	bls	-	bls
Volumen total	1502	bls	1102	bls

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

4.1.1 Viajes de tubería y corrida del revestidor del pozo PUMA-01.

a) Sección de 16"

Para esta primera sección con un diámetro 16" se empieza a perforar dicha zona desde superficie (0 pies) hasta los 490 pies de profundidad, con ensamblaje de fondo #1 de tipo convencional y broca PDC, con una densidad de lodo de 8,4 ppg y un ángulo de inclinación de 0,1°, el cual dura un tiempo aproximado de 12 horas de operaciones.

Luego se realiza el viaje para sacar la tubería del hoyo (ensamblaje de fondo #1), el cual se realizó a hoyo abierto desde los 490 pies de profundidad previamente perforados hasta la superficie (0 pies) con una velocidad de viaje de 490 pies por hora, realizado en una hora de viaje. En este tramo sube tubería de forma libre sin ningún tipo de inconveniente. Como se observa en la siguiente Figura 10.

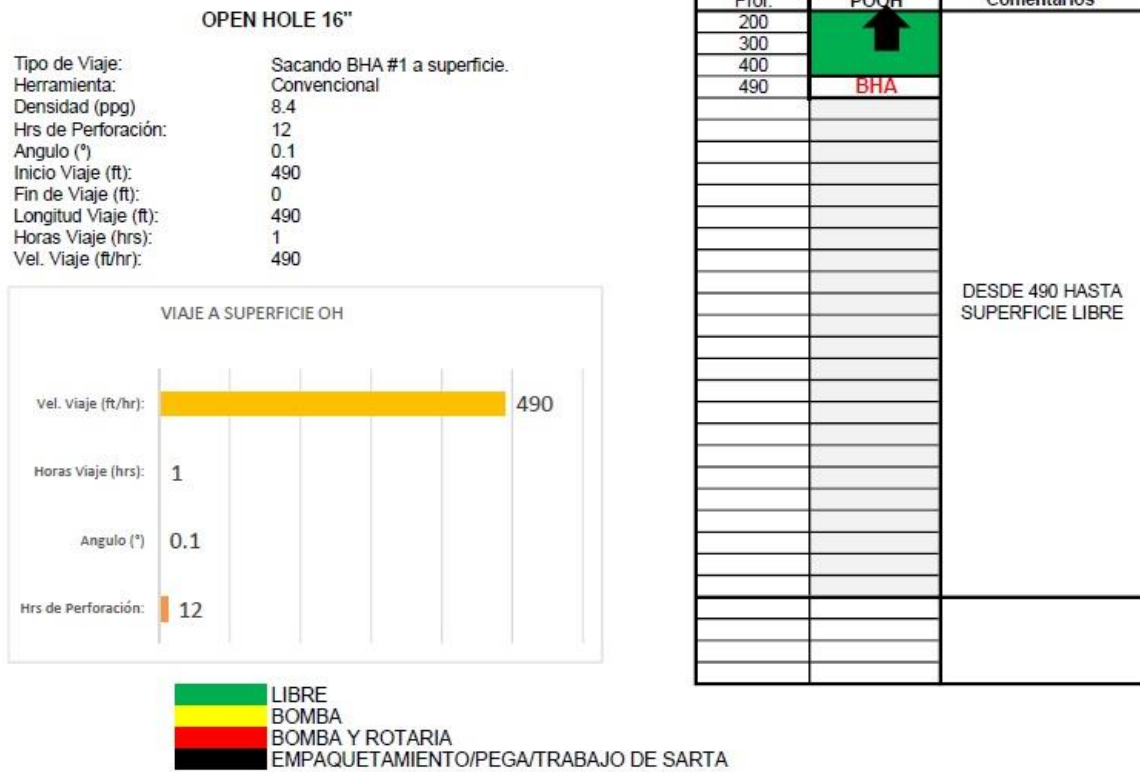


Figura 10. Esquema de sacada de ensamblaje de fondo #1 en la sección de 16" en el pozo PUMA-01.

Continuando con las operaciones en la primera fase de la perforación del hoyo de 16”, después se realiza un viaje para la bajada del ensamblaje de fondo #2 con motor de fondo (tipo direccional) y broca PDC a hoyo abierto desde superficie (0 pies) hasta los 490 pies previamente perforados, con una velocidad de viaje de 196 pies por hora y en un tiempo aproximado de 2,5 horas para realizar esta operación de viaje de tubería.

En este tramo baja tubería de forma libre sin ningún tipo de inconveniente. Como se observa en la siguiente Figura 11.

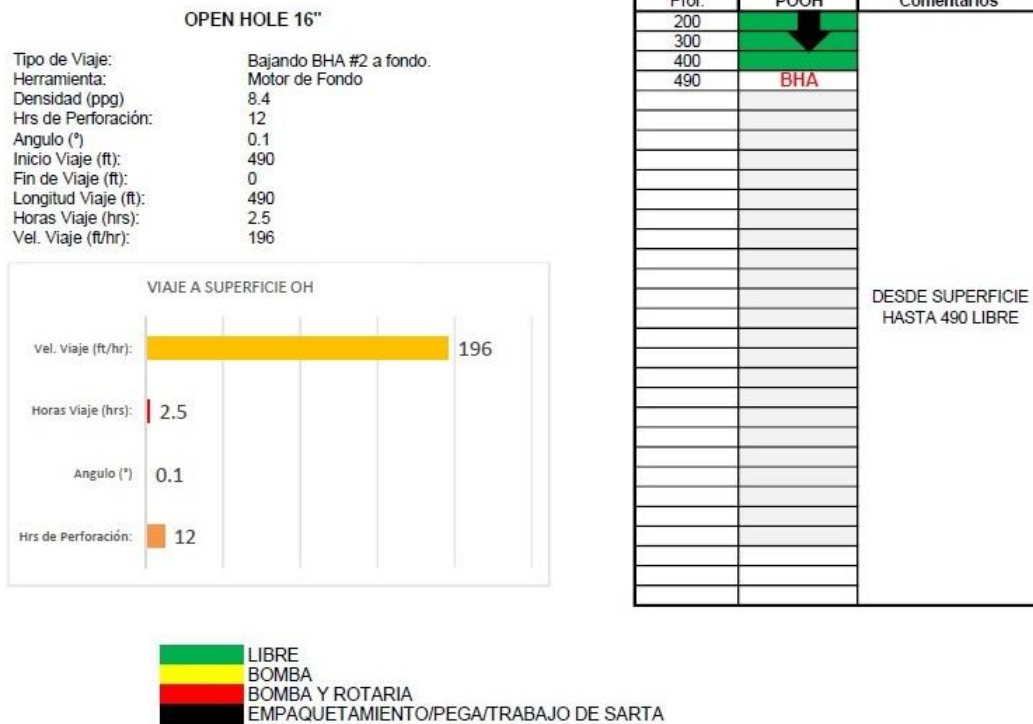


Figura 11. Esquema de bajada de ensamblaje de fondo #2 en la sección de 16" en el pozo PUMA-01.

Previamente con el viaje del ensamblaje de fondo #2 de tipo direccional ubicado a 490 pies de profundidad, se perfora el segundo tramo con broca PDC, desde los 490 pies hasta 5958 pies de profundidad con un lodo cuya densidad es de 10,4 ppg, un ángulo de inclinación de 33,9° y un tiempo aproximado de perforación de 54 horas. Luego se realiza un viaje para la sacada del ensamblaje de fondo #2 ubicado en el hoyo a los 5958 pies, desde dicha profundidad hasta 5886 pies sube de forma libre sin ningún tipo de inconveniente hasta los 5803, sale con Back Reaming (técnica de rotar la mecha para así asegurar la estabilidad del hoyo y evitar que el mismo se cierre una vez sacada la tubería) bombeando y rotando a 1080 galones por minuto, con una presión de 2850 psi.

Después desde los 5803 pies hasta los 5410 pies de profundidad se saca tubería con bomba a 1080 galones por minuto a 2800 psi de presión usada y finalmente desde los 5410 pies de profundidad hasta superficie (0 pies) sube tubería de forma libre y sin ningún tipo de inconveniente. Todo este proceso se realizó con una velocidad de viaje de 701

pies por hora en un tiempo aproximada de 8,5 horas. Como se observa en la siguiente Figura 12.

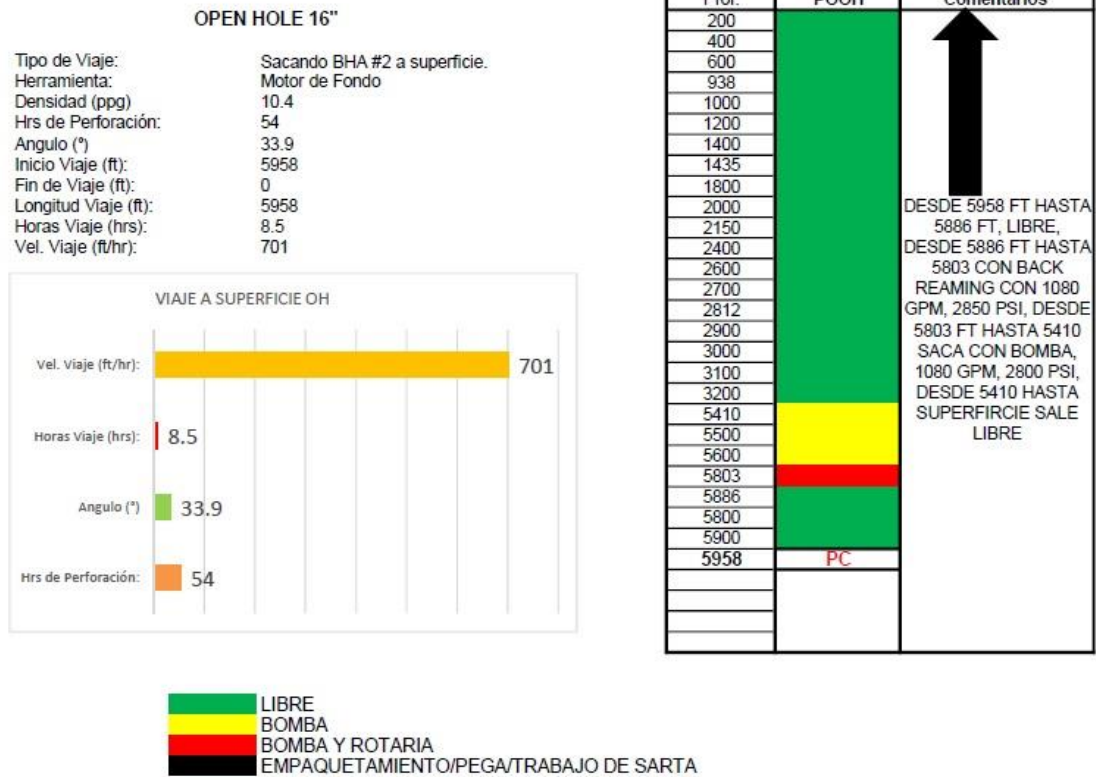


Figura 12. Esquema de sacada de ensamblaje de fondo #2 en la sección de 16" en el pozo PUMA-01.

Para finalizar las operaciones de perforación de la primera sección, se realiza la corrida del primer revestidor en el hoyo de 16". Se utiliza un revestidor de 13 3/8" para hacer un viaje al fondo desde superficie (0 pies) hasta 5958 pies de profundidad. Se presencia que desde superficie hasta 5751 pies la corrida del revestidor se ejecuta de forma libre sin ninguna novedad o inconveniente, en cambio desde los 5751 pies hasta los 5958 pies de profundidad, se baja lavando por seguridad y bombeando a 300 galones por minuto, con una presión de 400 psi. Todo este proceso se realizó con una velocidad de viaje de 497 pies por hora, en un tiempo aproximada de 12 horas. Como se observa en la siguiente Figura 13.

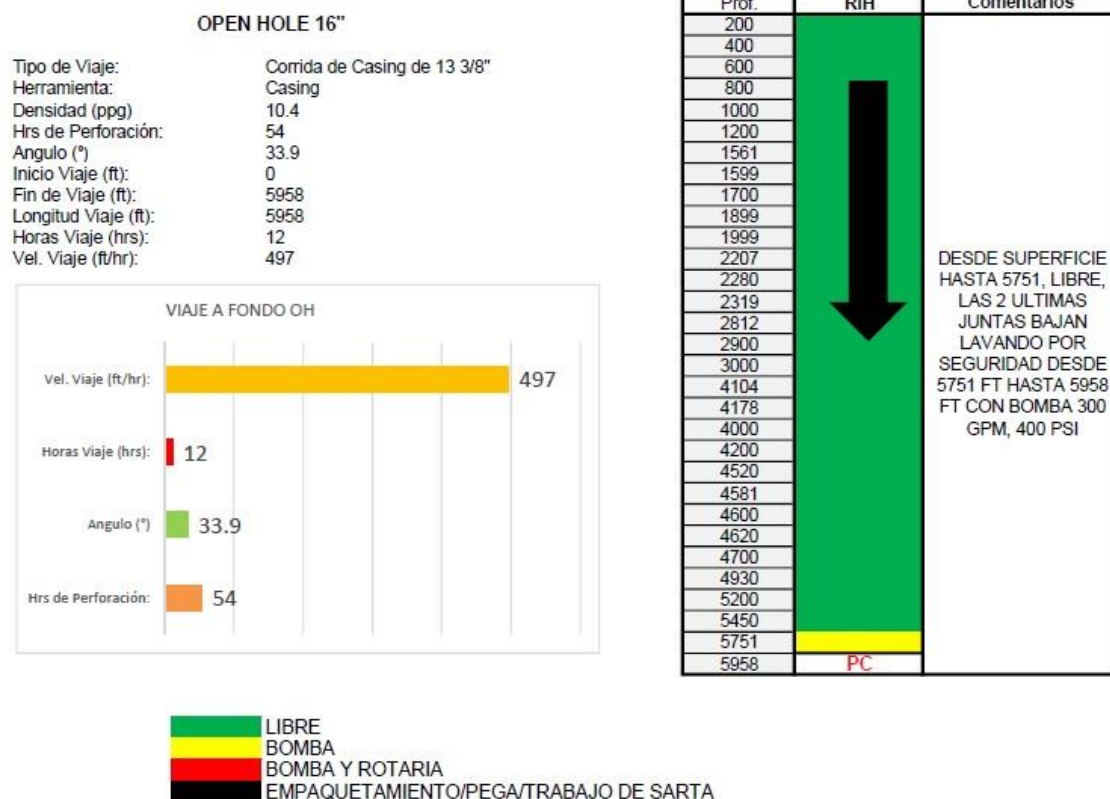


Figura 13. Corrida del revestidor de 13 3/8" en la sección de 16" en el pozo PUMA-01.

b) Sección de 12 1/4".

Con la primera sección revestida y concluida a 5958 pies de profundidad, se perfora la segunda sección con ensamblaje de fondo #3 de tipo direccional con motor y broca PDC, desde los 5958 pies hasta 9665 pies de profundidad con un lodo cuya densidad es de 10,4 ppg, un ángulo de inclinación de 30,3° y un tiempo aproximado de perforación de 89 horas. Luego se realiza un viaje hasta el zapato guía de 13 3/8" con el ensamblaje de fondo #3 ubicado a 9665 pies hasta 5958 pies. Desde 9665 hasta 7943 pies sale de forma libre sin ningún tipo de inconveniente, desde los 7943 hasta los 7850 pies de profundidad sale con Back Reaming bombeando y rotando a 1000 galones por minuto, con una presión de 3000 psi, 40 revoluciones por minuto y un torque de 19 kft/lbs. Hubo problemas al subir por intervalos apretados ubicados en los intervalos de 7813 – 7990 y 7720 – 7645 pies de profundidad. Después desde los 7568 pies hasta los 7290 pies de profundidad sale con Back Reaming, bombeando y rotando a 900 galones por minuto entre 2000 a 2300 psi de presión y 50 revoluciones por minuto.

A continuación, en los intervalos de 6913 - 6819 y 6725 - 6538 pies de profundidad salen libre sin ningún inconveniente. Finalmente, de 6237 hasta los 5958 pies de profundidad (donde acabo la primera sección de 16") sale de forma libre y sin ningún tipo de inconveniente. Todo este proceso se realizó con una velocidad de viaje de 401 pies por hora en un tiempo aproximada de 10 horas. Como se observa en la siguiente Figura 14.

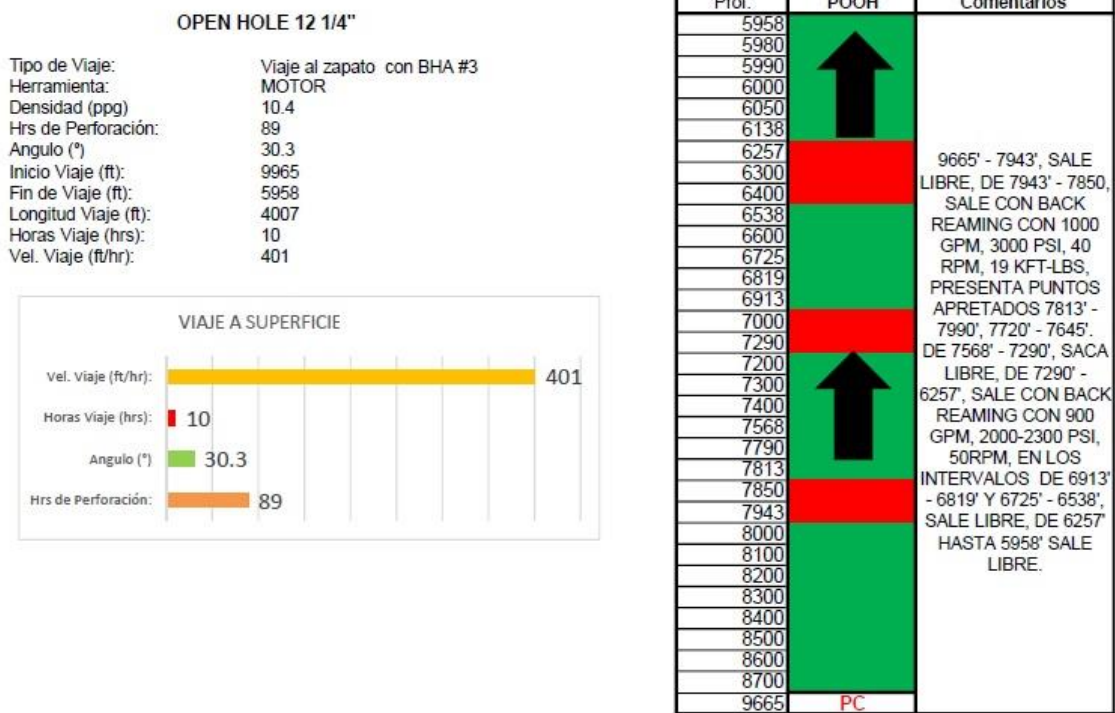


Figura 14. Viaje al zapato con ensamblaje de fondo #3 en la sección de 12 1/4" en el pozo PUMA-01.

Para finalizar las operaciones de perforación de la segunda sección de 12 1/4", se realiza la corrida del segundo revestidor en el hoyo. Se utiliza un revestidor de 9 5/8" para hacer el viaje al fondo desde 78,72 pies hasta 9665 pies de profundidad. Se presencia que desde 78,72 pies hasta 5958 pies (ubicación de la zapata guía de 13 3/8"), la corrida del revestidor se ejecuta de forma libre sin ninguna novedad o inconveniente, también desde los 5958 pies hasta los 8512 pies de profundidad, presenta apoyo en los puntos (7247, 8462, 8470 y 8484 pies de profundidad). Luego desde 8484 pies hasta 8796 pies de profundidad, se corre revestidor con bomba a 180 galones por minuto y con una presión de 650 psi. Saliendo del Conglomerado Inferior, baja de forma libre desde 8796 pies hasta

9665 pies. Todo este proceso se realizó con una velocidad de viaje de 685 pies cada hora en un tiempo aproximada de 14 horas. Como se observa en la siguiente Figura 15.

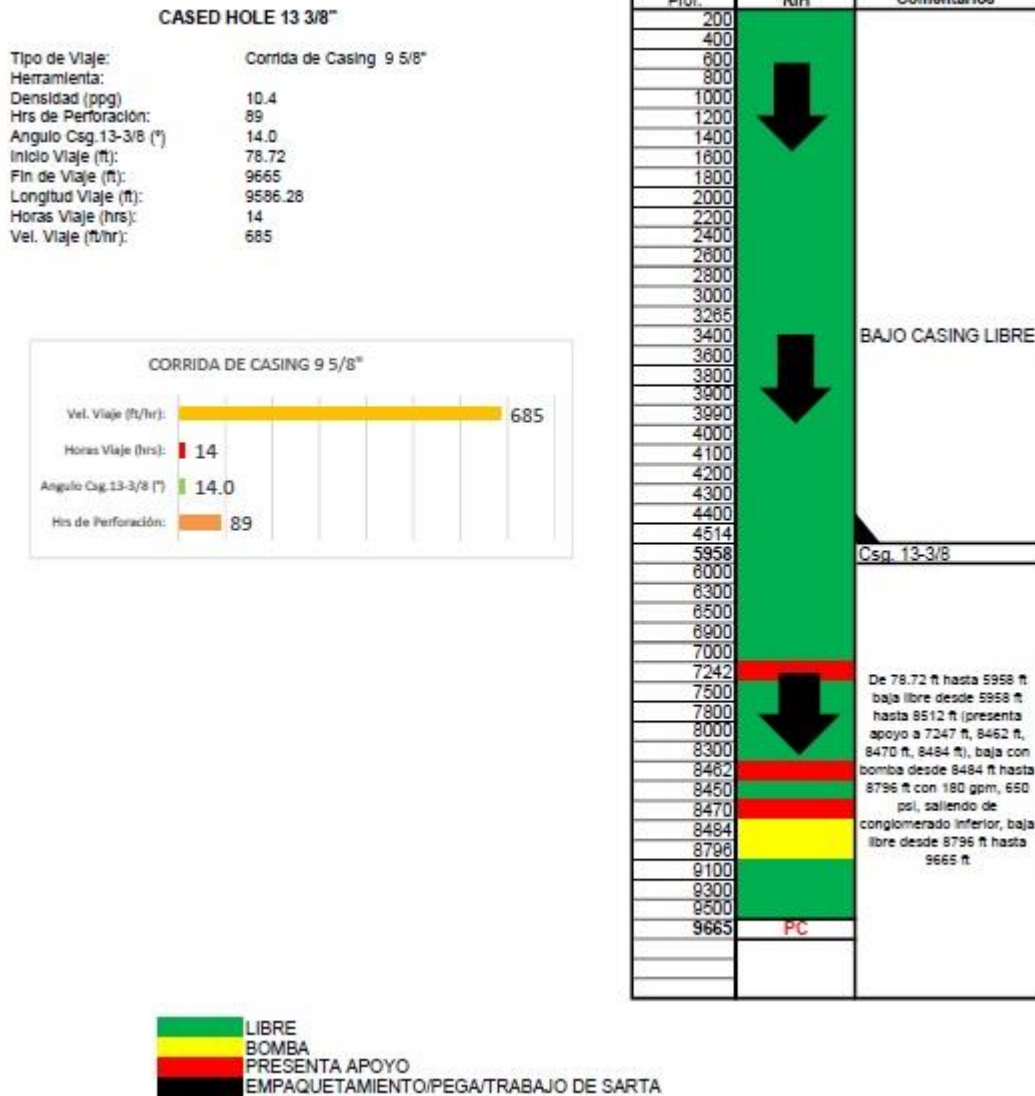


Figura 15. Corrida de revestidor de 9 5/8" en la sección de 12 1/4" en el pozo PUMA-01.

a) Sección 8 3/8".

Continuando las operaciones de perforación, con la segunda sección ya revestida y terminada ubicada a 9665 pies de profundidad, se perfora la tercera sección de 8 3/8", desde los 9665 pies hasta 10380 pies de profundidad, con ensamblaje de fondo #4 con herramienta PD (herramienta colocada en la sarta de perforación para ser utilizada en caso de atascamiento de tubería) y broca PDC, con un lodo cuya densidad es de 9,4 ppg, un

ángulo de inclinación de 8,80° y un tiempo aproximado en la perforación de 32 horas. Luego se realiza un viaje de calibre (subida) hasta zapato de 9 5/8” desde 10380 pies hasta los 8843 pies (ubicación del zapato guía de 9 5/8”).

Desde dicha profundidad hasta 8843 pies el viaje de calibre se ejecuta de forma libre. Todo este proceso se realizó con una velocidad de viaje de 1025 pies por hora en un tiempo aproximada de 1,5 horas. Como se observa en la siguiente Figura 16.

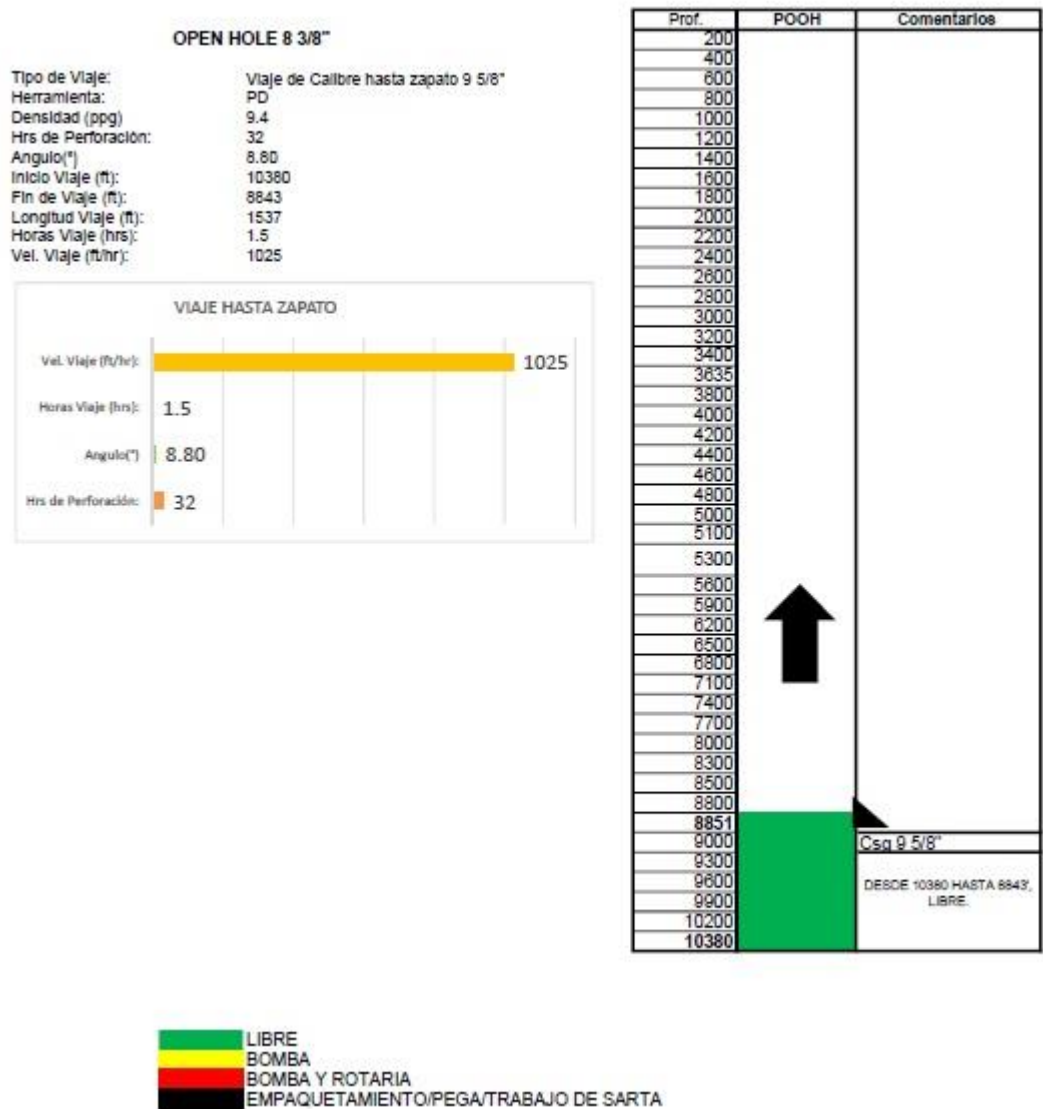


Figura 16. Viaje de calibre a zapato de 9 5/8" en la sección de 12 1/4" en el pozo PUMA-01.

Continuando con las operaciones en la sección de 8 3/8", se realiza un viaje de calibre hasta el fondo con el ensamblaje de fondo #4, desde 8843 pies (ubicación de zapata de 9 5/8") hasta el fondo a 10380 pies de profundidad, con una velocidad de viaje de 1025 pies por hora en un tiempo aproximado de 1,5 horas en realizar esta operación. Baja tubería de forma libre desde zapato de 9 5/8" ubicado a 8843 pies hasta 10200 pies.

Luego se baja lavando por seguridad en la última parada hasta los 10380 pies, bombeando y rotando a 420 galones por minuto, con 1800 psi de presión, a 100 revoluciones por minuto y un torque de 10 a 17 Klbs/ft Como se observa en la siguiente Figura 17.

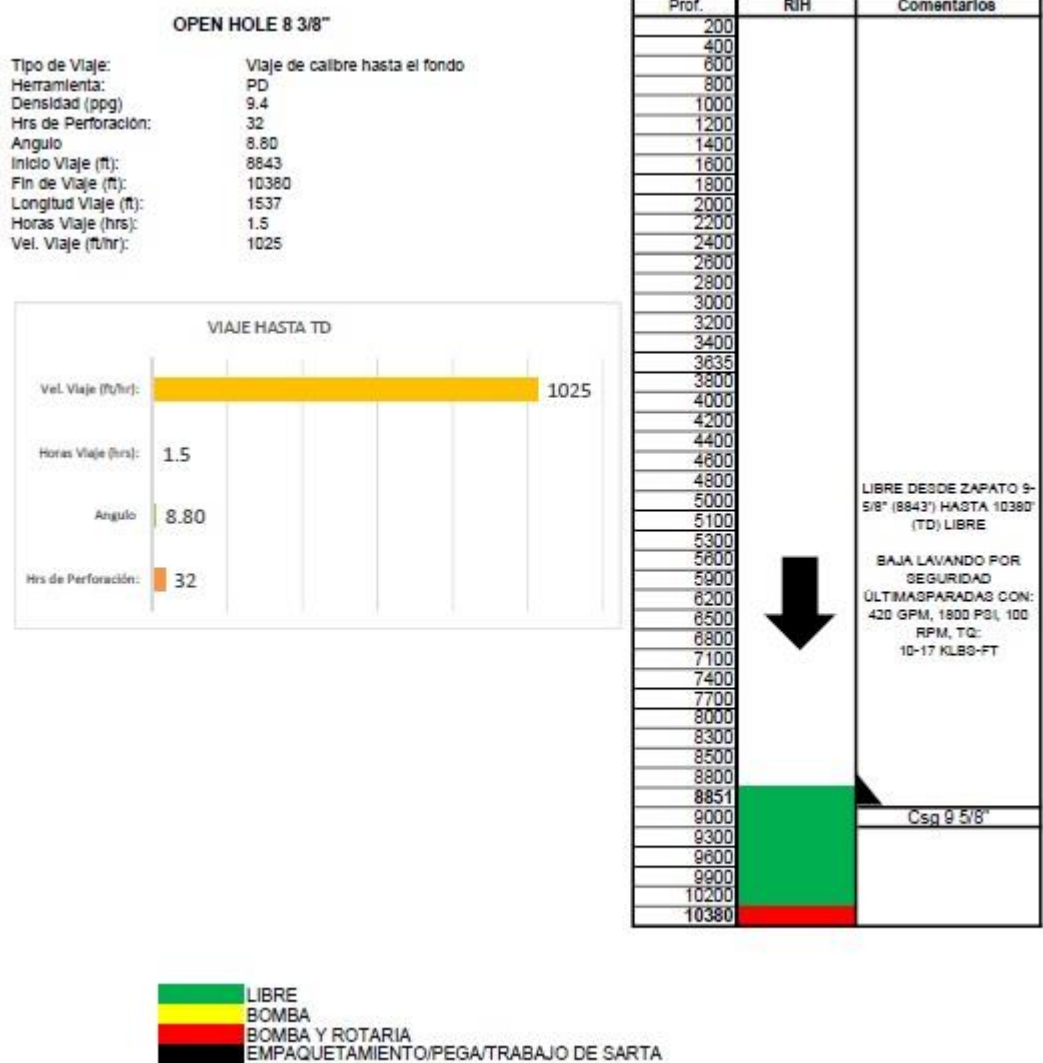


Figura 17. Esquema de sacada de ensamblaje de fondo #1 en la sección de 16" en el pozo PUMA-01.

Se realiza un viaje hasta el zapato de 9 5/8” con ensamblaje de fondo #4 con herramienta PD desde 10380 pies hasta la ubicación del zapato de 9 5/8” a 8724 pies, con una velocidad de viaje de 1384 pies por hora en un tiempo aproximado de 7,5 horas en realizar el viaje de tubería. Sube tubería a hoyo abierto de forma libre desde 10380 pies hasta 8724 pies. Como se observa en la siguiente Figura 18.



Figura 18. Esquema de sacada del ensamblaje de fondo #1 en la sección de 16" en el pozo PUMA-01.

Para finalizar las operaciones de perforación de la tercera sección de 8 3/8” se realiza la corrida del liner. Se utiliza un liner de 7” para hacer el viaje al fondo desde superficie (0 pies) hasta 10380 pies de profundidad. Esta operación se realiza en dos partes (operaciones independientes), primero se realiza la corrida del liner productor de 7” desde superficie hasta la zapata guía de 9 5/8” de la segunda sección, ubicada a 8761 pies de profundidad, para finalmente realizar la bajada del liner desde los 8761 pies hasta la profundidad total a 10380 pies de profundidad. Se presencia que desde superficie hasta 5958 pies (ubicación de la zapata guía de 9 5/8”), la corrida del liner se ejecuta de forma libre a una velocidad de viaje de 922 pies por hora y en un tiempo de 9,5 horas. Finalmente se baja liner desde los 5958 pies hasta la profundidad total a 10380 pies, se ejecuta el

viaje de bajada de forma libre. Este proceso se realizó con una velocidad de viaje mayor de 810 pies por hora en un tiempo de 2 horas. Como se observa en la siguiente Figura 19.

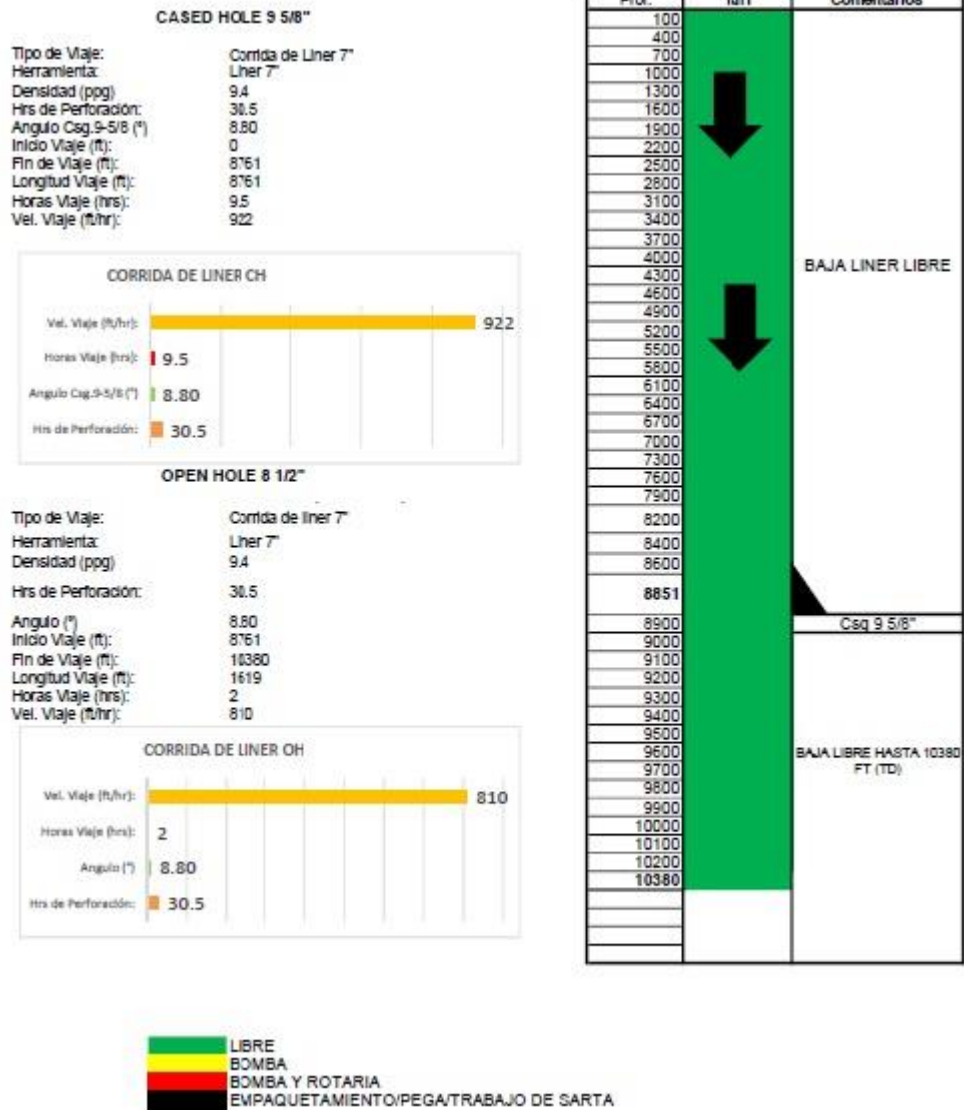


Figura 19. Esquema de sacada del ensamblaje de fondo #1 en la sección de 16" en el pozo PUMA-01.

4.1.2 Viajes de tubería y corrida del revestidor del pozo PUMA-02.

a) Sección de 16"

Primero se perfora la primera sección de 16" con ensamblaje de fondo #1 de tipo convencional desde superficie (0 pies) hasta los 417 pies de profundidad con broca PDC,

con una densidad de lodo de 8,4 ppg y un ángulo de inclinación de $0,1^{\circ}$, el cual duró un tiempo aproximado de 13 horas de operaciones. Luego se realiza el viaje para la respectiva subida del ensamblaje de fondo #1 con herramienta convencional, el cual se realizó a hoyo abierto desde los 417 pies de profundidad previamente perforados hasta la superficie (0 pies) con una velocidad de viaje de 417 pies por hora, con un tiempo de dos horas de viaje aproximado. En este tramo sube tubería de forma libre sin ningún tipo de inconveniente. Continuando con las operaciones en la primera fase de perforación, se realiza el viaje de bajada del ensamblaje de fondo #2 a hoyo abierto desde superficie (0 pies) hasta los 417 pies anteriormente perforados, con una velocidad de viaje de 194 pies por hora en un tiempo aproximado de tres horas en realizar esta operación de viaje de tubería. En este tramo baja tubería de forma libre sin ningún tipo de inconveniente.

Luego se perfora con ese ensamblaje de fondo #2 de tipo direccional con motor de fondo y broca PDC, de los 417 pies de profundidad hasta 6277 pies de profundidad con una densidad de lodo de 10,1 ppg y un ángulo de inclinación de $37,8^{\circ}$, el cual duró un tiempo aproximado de 67 horas de operaciones. A continuación, se realiza el viaje para subir ensamblaje de fondo #2 del fondo a 6277 pies hasta superficie (0 pies) de profundidad, con una velocidad de viaje de 837 pies por hora en un tiempo aproximado de 7,5 horas en realizar dicha operación. Sube tubería de forma libre desde 6277 hasta 6175 pies. Luego sube con Back Reaming, bombeando y rotando desde los 6175 pies hasta los 5900 pies. De ahí existe un tramo largo, donde la tubería sube libre y sin ningún inconveniente desde los 6175 pies hasta 1363 pies. Continuando con la operación sale tubería con Back Reaming bombeando y rotando desde los 1363 pies hasta 1051 pies de profundidad y finalmente desde los 1051 pies de profundidad sale libre hasta superficie, concluyendo así el viaje. Como se observa en la siguiente Figura 20.

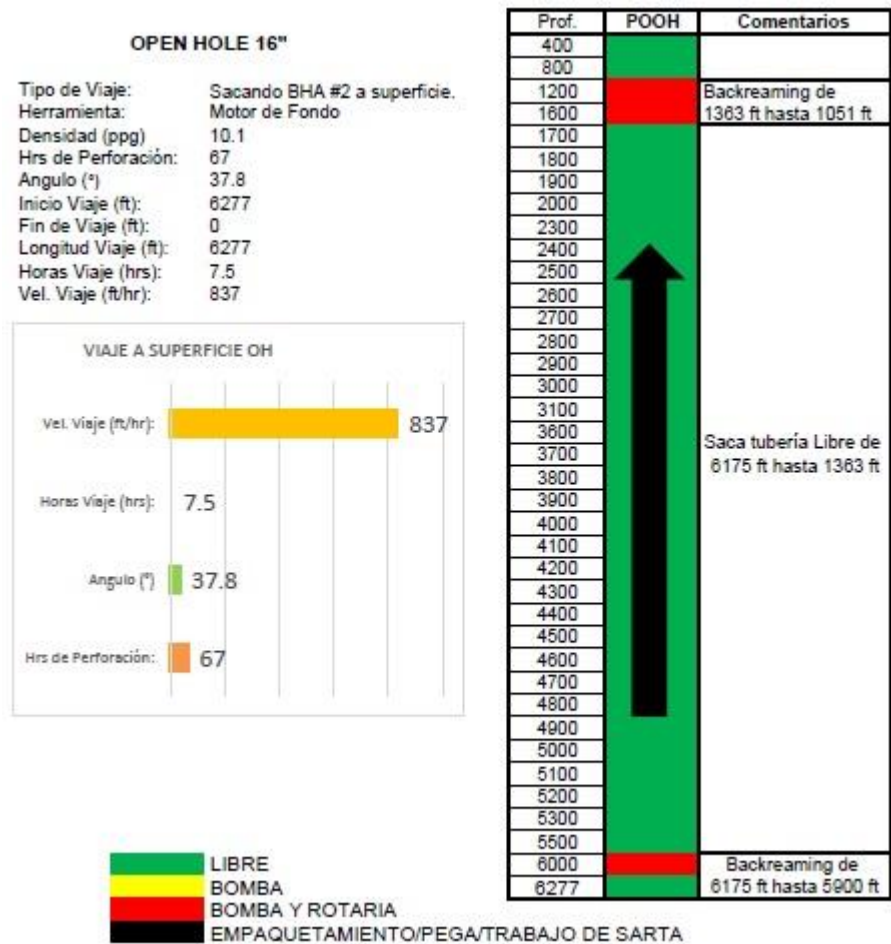


Figura 20. Sacada de ensamblaje de fondo #2 a superficie del pozo PUMA-02.

Una vez terminado de perforar la primera sección, se realiza la corrida del primer revestidor de 13 3/8" desde 400 pies hasta 6277 pies de profundidad, con una velocidad de viaje de 405 pies por hora en un tiempo aproximado de 15,5 horas en realizar dicha operación. Se corre revestidor de forma libre desde los 400 pies hasta 1350 pies de profundidad. Luego con Back Reaming, bombeando y rotando desde los 1350 pies hasta los 1414 pies. De ahí existe un tramo largo, donde la corrida se ejecuta de forma libre y sin ningún inconveniente desde los 1414 pies hasta 4050 pies. Después baja con Back Reaming bombeando y rotando desde los 4050 pies hasta 4353 pies de profundidad y continúa la corrida del revestidor desde los 4353 pies de profundidad hasta 5850 pies de forma libre. Finalmente, en el último tramo, se corre revestidor y baja con bomba por precaución con Back Reaming, bombeando y rotando desde los 5850 pies hasta los 6277 pies, culminando así las operaciones de corrida de este revestidor en la primera sección de 16". Como se observa en la siguiente Figura 21.

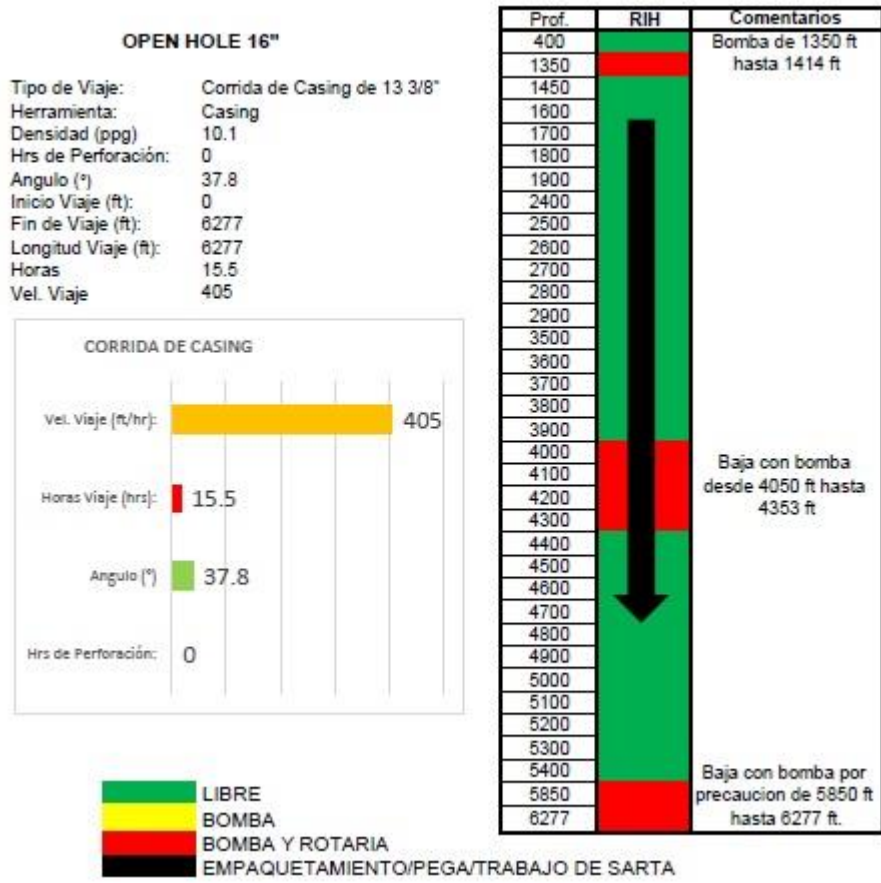


Figura 21. Corrida de casing de 13 3/8" en la sección de 16" del pozo PUMA-02.

b) Sección de 12 1/4".

Con la primera sección revestida y concluida a 6230 pies de profundidad, se perfora la segunda sección con ensamblaje de fondo #3 de tipo direccional con motor y broca PDC, desde los 6230 pies hasta 10218 pies de profundidad con un lodo cuya densidad es de 10,1 ppg, un ángulo de inclinación de 32,8° y un tiempo aproximado en la perforación de 77,5 horas. Luego se realiza un viaje de calibre al zapato con el ensamblaje de fondo #3 ubicado a 10218 pies hasta la ubicación del zapato a 6218 pies de profundidad. Desde dicha profundidad a 10218 pies hasta 8320 pies el viaje de calibración se ejecuta de forma libre sin ningún tipo de inconveniente, en los 8320 pies de profundidad sube con Back Reaming bombeando y rotando hasta los 7755 pies de profundidad. Después desde los 7755 pies hasta los 7228 pies de profundidad sube bombeando. A los 7228 pies la cual sube con Back Reaming, bombeando y rotando hasta

los 7182 pies. A continuación, en los intervalos de 7182 – 7052, 6994- 6774 y 6700 – 6430 pies de profundidad suben con bomba. Finalmente, en los intervalos 7052 – 6994, 6774 – 6700 y 6430 – 6218 pies de profundidad (hasta la profundidad del zapato) el viaje de calibre se realiza con Back Reaming, bombeando y rotando. Todo este proceso se realizó con una velocidad de viaje de 381 pies por hora en un tiempo aproximada de 10,5 horas. Como se observa en la siguiente Figura 22.

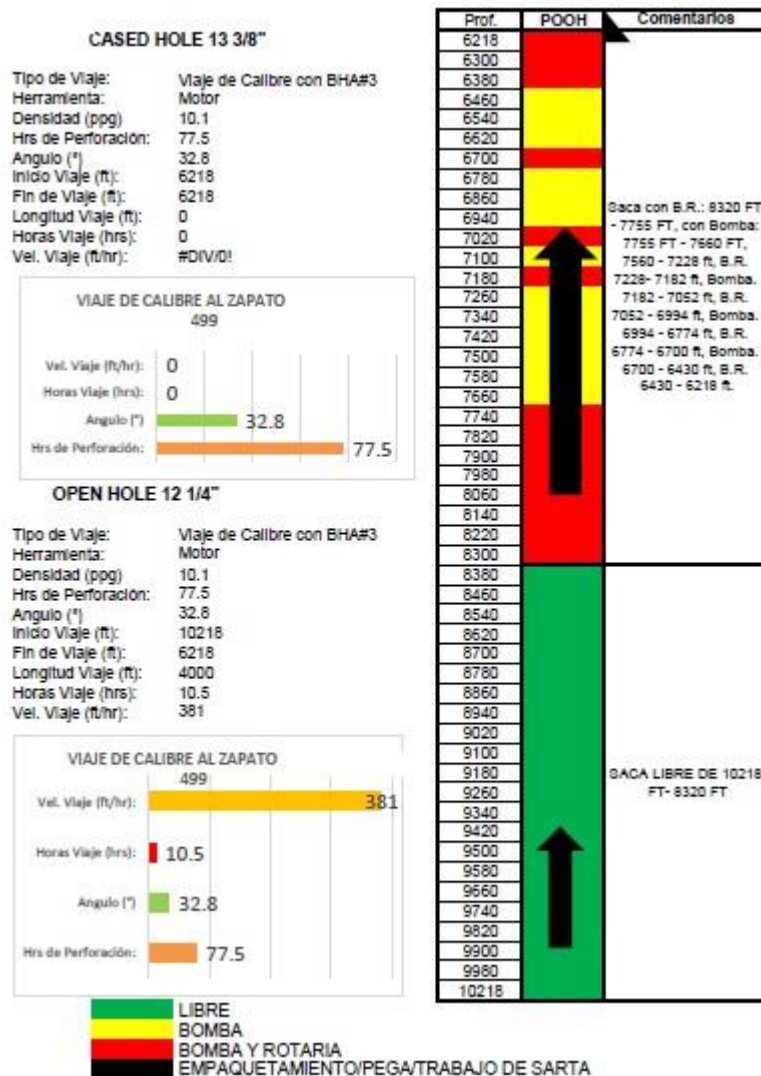


Figura 22. Viaje de calibración ascendente al zapato 13 3/8" con ensamble de fondo #3, y con el mismo tipo de ensablaje un viaje de calibración ascendente al zapato 12 1/4".

Luego se realiza un viaje de calibre al fondo del pozo con el ensablaje de fondo #3 ubicado a la altura del zapato a 6218 pies hasta fondo de la segunda sección a 10218

pies de profundidad. Desde dicha profundidad a 6218 pies hasta 6350 pies el viaje de calibración al fondo se ejecuta de forma libre sin ningún tipo de inconveniente, en los 6350 pies de profundidad baja con Back Reaming bombeando y rotando hasta los 6430 pies de profundidad. Después desde los 6430 pies hasta los 6880 pies de profundidad baja libre. A los 6880 pies la cual sale con Back Reaming, bombeando y rotando hasta los 7181 pies. A continuación, en el intervalo de 7181 – 8765 pies de profundidad el viaje se ejecuta libre. Luego, en los intervalos 8765 – 9278, el viaje de calibre se ejecuta con Back Reaming, bombeando y rotando. Siguiendo en el intervalo de 9278– 9900 el viaje de calibre se realiza libre. En el penúltimo tramo de 9900 pies hasta 10100 pies de profundidad el viaje de calibre baja con Back Reaming, bombeando y rotando. Finalmente, de los 10100 pies hasta la profundidad perforada para la segunda sección a los 10218 pies se realiza el viaje de forma libre. Todo este proceso se realizó con una velocidad de viaje de 444 pies por hora en un tiempo aproximada de 9 horas. Como se observa en la siguiente Figura 23.

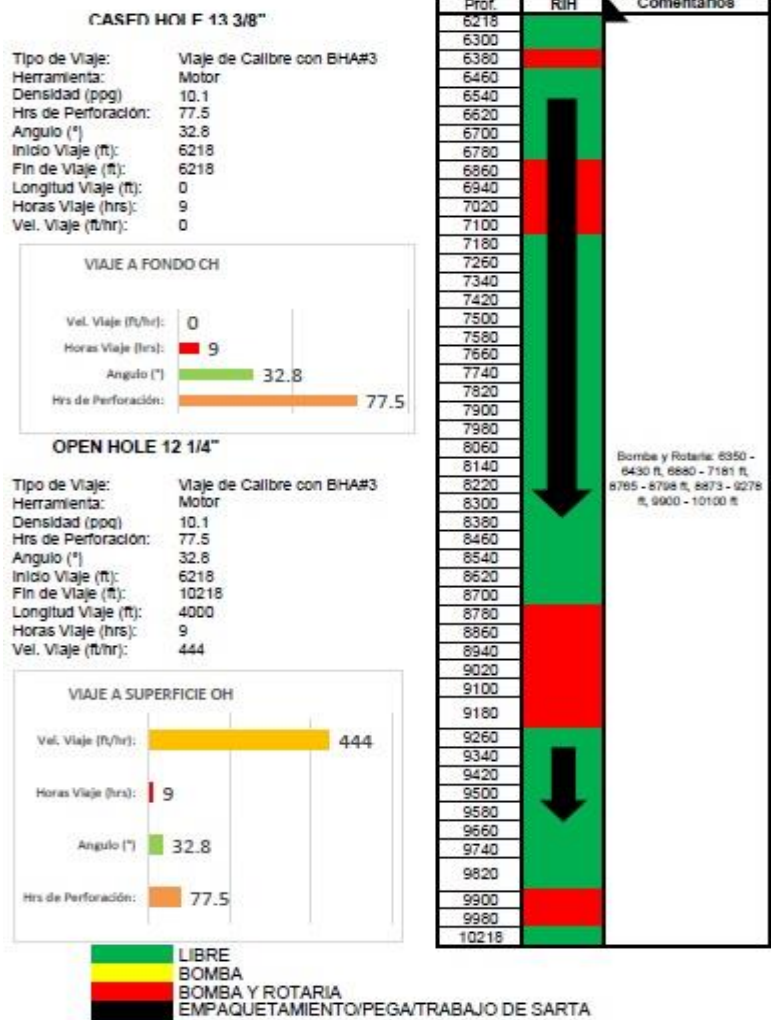


Figura 23. Viaje de calibración descendente al zapato 13 3/8" con ensamble de fondo #3, y con el mismo tipo de ensablaje un viaje de calibración descendente al zapato 12 1/4".

A continuación, se realiza el viaje para subir ensablaje de fondo #3 ubicado a 10218 pies hasta superficie (0 pies) de profundidad. Se tuvo que dividir el viaje de la tubería a superficie en dos partes, por este motivo se realizó viajes de calibración para remarcar el diámetro del hoyo y comprobar que nada impide el paso para la sacada de la tubería. Primero se realiza un viaje desde 10218 pies hasta 6277 con una velocidad de viaje de 985 pies por hora, en un tiempo aproximado de 4 horas en realizar dicha operación. Sube tubería de forma libre hasta llegar al primer zapato de 13 3/8" a 6277 pies de profundidad. Luego sube tubería de forma libre desde los 6277 pies hasta superficie (0 pies), este tramo del viaje se realiza con una velocidad más elevada de 1793

pies por hora y un tiempo de viaje aproximado de 3,5 horas de operaciones. Como se puede observar en la siguiente Figura 24.

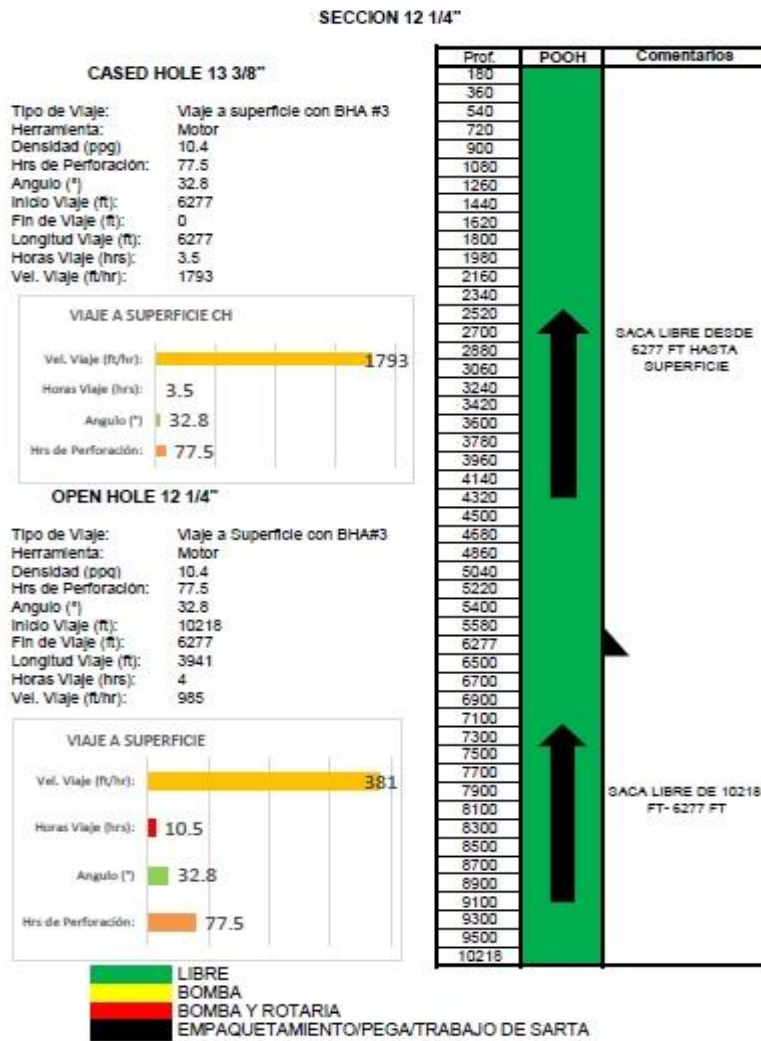


Figura 24. Sacada de ensamblaje de fondo #3 a superficie en la sección 12 1/4".

Una vez terminada las operaciones y subido el ensamblaje de fondo #3 a superficie, se procede a realizar la respectiva corrida del revestidor cuyo diámetro seleccionado corresponde al de 9 5/8", el viaje se realiza en dos partes, desde superficie hasta el primer zapato revestidor de 13 3/8" ubicado a 6277 pies de profundidad, en este tramo la corrida del revestidor se realiza de forma libre y sin ningún inconveniente. La corrida de este tramo se realiza a una velocidad de viaje de 966 pies por hora, en tiempo aproximado de 6,5 horas. Finalmente se reviste el último tramo de esta sección desde la ubicación del primer zapato a 6277 pies hasta la profundidad perforada (fondo) a 10208

pies de profundidad. Este tramo se realiza con una velocidad de viaje de 786 y un tiempo aproximado de 5 horas, ejecutando la operación de forma libre. Como se puede observar en la siguiente Figura 25.

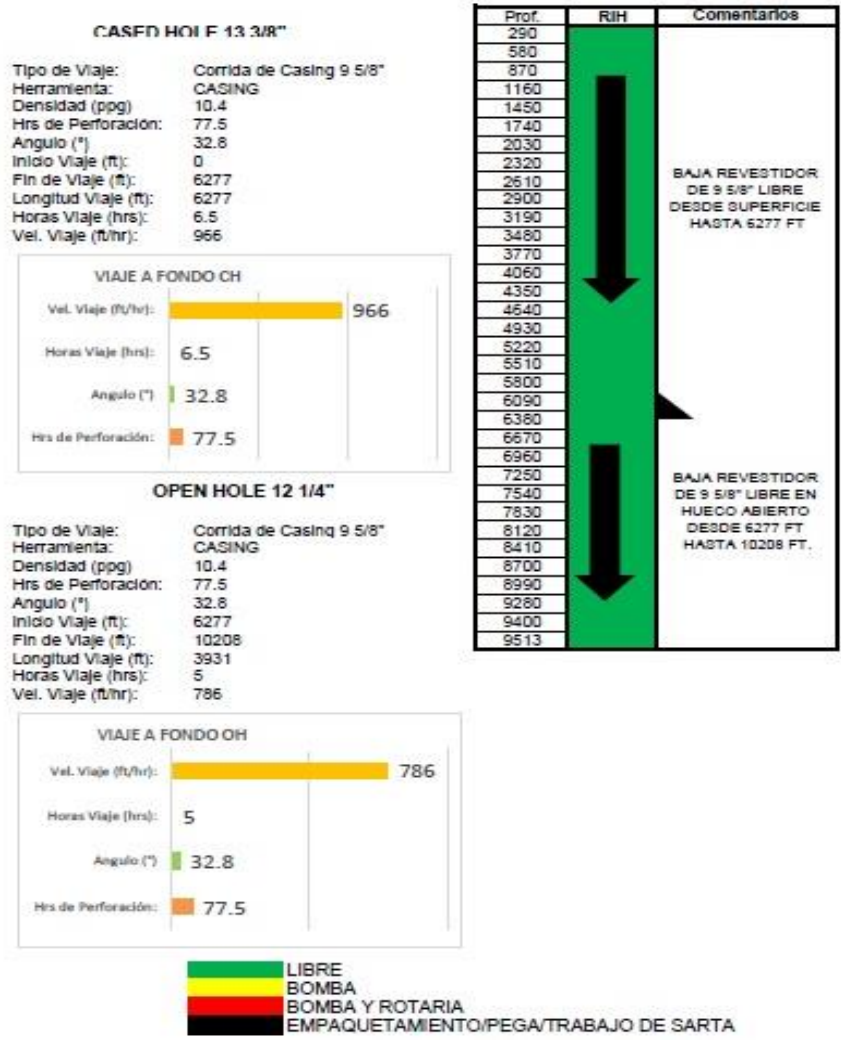


Figura 25. Corrida de casing 9 5/8" en la sección 13 3/8" del pozo PUMA-02.

c) Sección de 8 3/8".

Con la segunda sección perforada y revestida a 10280 pies de profundidad, se perfora la segunda sección con ensamblaje de fondo #4 con motor de fondo y broca PDC, desde los 10208 pies hasta 11801 pies de profundidad con un lodo cuya densidad es de 9,5 ppg, un ángulo de inclinación de 12,04° y un tiempo aproximado en la perforación de 26 horas. Luego se realiza un viaje de calibre (hacia arriba) al zapato con el ensamblaje

de fondo #4 ubicado a 11801 pies hasta la ubicación del zapato de 13 3/8" a 10218 pies de profundidad. Desde dicha profundidad a 11801 pies hasta 11233 pies el viaje de calibración se ejecuta de forma libre sin ningún tipo de inconveniente, en los 11233 pies de profundidad sube con Back Reaming bombeando y rotando hasta los 11138 pies de profundidad. Después desde los 11138 pies hasta los 10370 pies de profundidad se realiza libre. Finalmente, a los 10370 pies hasta los 10208 pies de profundidad (hasta la profundidad del zapato de 13 3/8") el viaje de calibre se realiza con Back Reaming, bombeando y rotando. Todo este proceso se realizó con una velocidad de viaje de 797 pies por hora en un tiempo aproximada de 2 horas. Como se observa en la siguiente Figura 26.

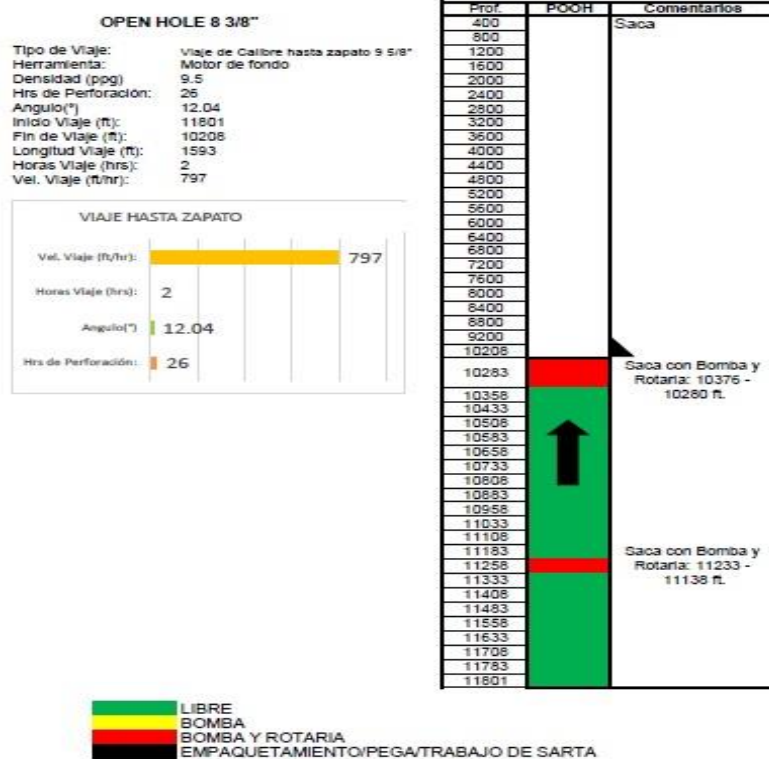


Figura 26. Viaje de calibre ascendente hacia zapato de 9 5/8" del pozo PUMA-02.

También se realiza un viaje de calibre (hacia abajo) al zapato con el ensamblaje de fondo #4 ubicado a 11801 pies hasta la ubicación del zapato de 13 3/8" a 10218 pies de profundidad. Desde dicha profundidad a 11801 pies hasta 11233 pies el viaje de calibración se ejecuta de forma libre sin ningún tipo de inconveniente, en los 11233 pies de profundidad sube con Back Reaming bombeando y rotando hasta los 11138 pies de

profundidad. Después desde los 11138 pies hasta los 10370 pies de profundidad se realiza libre. Finalmente, a los 10370 pies hasta los 10208 pies de profundidad (hasta la profundidad del zapato de 13 3/8”) el viaje de calibre se realiza con Back Reaming, bombeando y rotando. Todo este proceso se realizó con una velocidad de viaje de 797 pies por hora en un tiempo aproximada de 2 horas. Como se observa en la siguiente Figura 27.

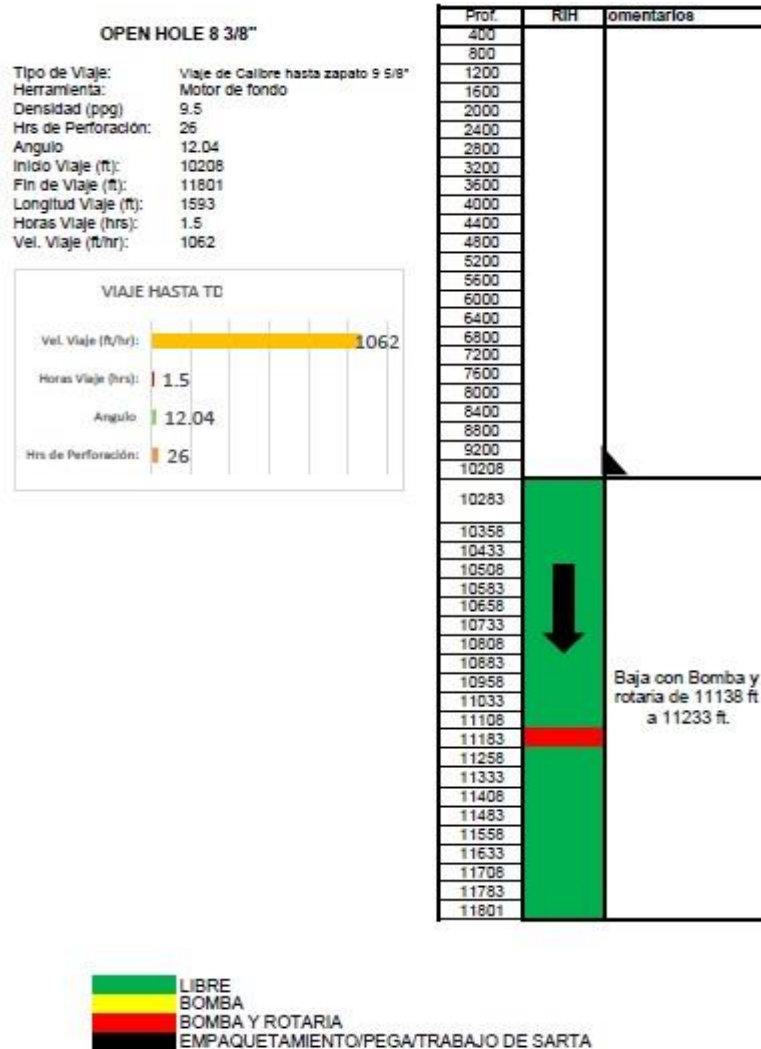


Figura 27. Viaje de calibre descendente hacia zapato 9 5/8" en el pozo PUMA-02.

A continuación, se realiza el viaje para subir ensamblaje de fondo #4 ubicado a 11801 pies hasta la superficie (0 pies de profundidad). Se divide el viaje de la tubería a superficie en dos partes, por este motivo se realizó viajes de calibración para remarcar el diámetro del hoyo y comprobar que nada impide el paso para la sacada de la tubería.

en dos partes (operaciones independientes), desde superficie hasta el segundo zapato revestidor de 9 5/8" ubicado a 10208 pies de profundidad, en este tramo baja liner con colgador TIW de superficie hasta la segunda zapata guía se, realiza ejecuta la operación de forma libre y sin ningún inconveniente. Se realiza a una velocidad de viaje de 1361 pies por hora, en tiempo aproximado de 7,5 horas. Finalmente se baja liner con colgador TIW en el último tramo de esta sección desde la ubicación del segundo zapato guía a 10208 pies hasta la profundidad perforada (fondo) a 11801 pies de profundidad. Este tramo se realiza con una velocidad de viaje menor de 797 pies por hora y un tiempo aproximado de 2 horas, ejecutando la operación de forma libre. Finalizando así las operaciones de perforación de este pozo. Como se puede observar en la siguiente Figura 29.

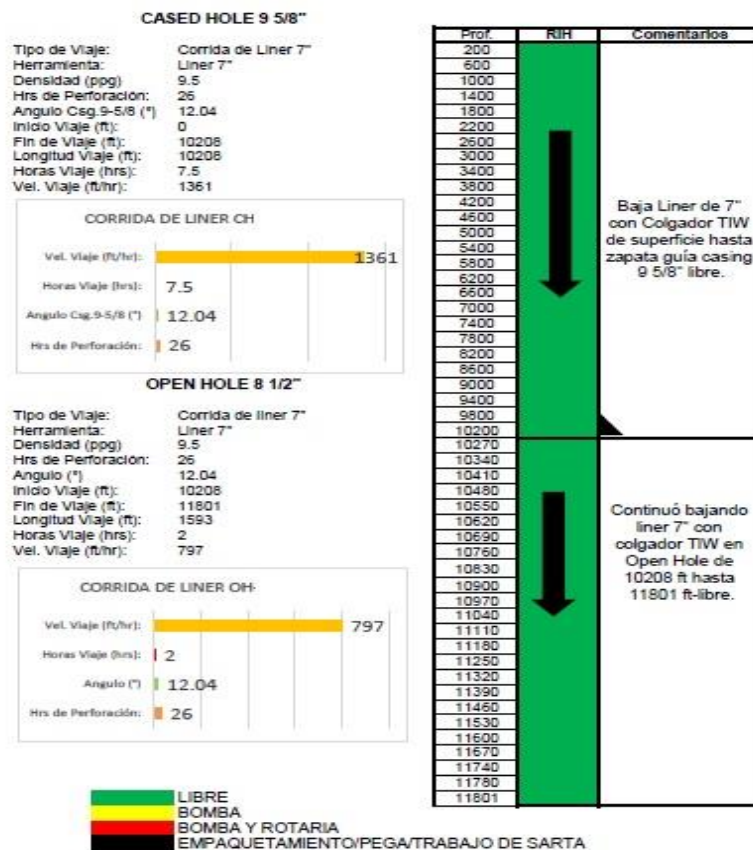


Figura 29. Corrida de Liner de 7" en la sección 9 5/8" del pozo PUMA-02.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- De los dos programas de fluido de perforación analizados de las diferentes empresas proveedoras, según el análisis realizado en este estudio, se comprueba que el pozo PUMA-01 fue el que mejores resultados presentó referente a: rendimiento operativo, tiempos, y operaciones realizadas con el lodo, siendo el más óptimo para trabajar en estas condiciones.
- El programa de fluido de perforación empleado en el pozo PUMA-02 fue el menos óptimo a comparación del primer programa, el cual presentó muchos inconvenientes a la hora de realizar las operaciones de perforación, esto incluye los viajes de tubería, corrida del revestidor y liner. En este pozo se realizaron varios viajes de calibre donde se detectaron muchos puntos de apoyo.
- Las operaciones realizadas en la primera sección de 16” en ambos pozos estudiados fueron las menos problemáticas, donde en su mayoría los viajes de tubería y corridas de revestidores se hicieron de forma libre y según lo planeado.
- Se concluye que el programa de fluidos de perforación empleado en ambos pozos por empresas diferentes, son muy similares en propiedades y concentraciones. Existe cierta variación en estos parámetros, para las condiciones de perforación de cada pozo: ambos son de tipo direccional, perforados en tres secciones y ubicados en el mismo campo (litología atravesada).

RECOMENDACIONES

- Se recomienda tener una concentración del ión – calcio entre aproximadamente 1800 a 2500 partes por millón por la presencia e incremento de las arcillas para evitar la sobre inhibición de las mismas.
- En caso de presentar pérdidas parciales de fluido de perforación, se recomienda bombear píldoras con material obturantes, sellante y puenteante como el carbonato de calcio y fibras.
- Es importante que durante la perforación de los primeros 600 pies en ambos pozos, se coloque una bomba de lodo estrictamente para el jeteo constante del flow line sin importar que la longitud del tubo sea corta. A partir de esta profundidad el jeteo se lo realizará durante la conexión, todo esto para evitar acumulación y/o taponamiento del mismo con arcilla plástica y que retorne en cantidades excesivas debido a las altas ratas de penetración.
- Se recomienda estrictamente realizar dos/tres repasos en cada parada perforada, en especial en los intervalos de las areniscas, también esto sirve para darle tiempo a los cortes de perforación que salgan a superficie.
- El bombeo de píldoras dispersas y viscosas sellantes es proporcional a la rata de penetración, es decir, a mayor rata de penetración más frecuente serán las píldoras de limpieza. Se considera las lecciones aprendidas plasmadas en los programas de fluidos de perforación. También va a depender en gran medida según el grado de limpieza del hoyo.
- Mantener las densidades del fluido de perforación según el programa, para obtener buenas prácticas durante la perforación y los viajes para minimizar riesgos como empaquetamiento, conatos de pega, pérdidas de circulación, etc. etc.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Bleier, R. (01 de Julio de 1990). *OnePetro*. Obtenido de Selección de un fluido de perforación: <https://onepetro.org/JPT/article-abstract/42/07/832/168561/Selecting-a-Drilling-Fluid?redirectedFrom=fulltext>
- Brutón, J. (04 de Mayo de 1992). *OnePetro*. Obtenido de <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/92OTC/All-92OTC/OTC-7021-MS/42673>
- Chonillo, V. M. (28 de Septiembre de 2020). *Universidad Estatal Península de Santa Elena*. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/6507/1/UPSE-TIP-2021-0026.pdf>
- Donovan, J. P. (Mayo de 15 de 1995). *OnePetro*. Obtenido de <https://onepetro.org/SPEEFDC/proceedings-abstract/95EFDC/All-95EFDC/SPE-30104-MS/57332>
- John Kelly, J. (01 de Mayo de 1983). *Selección, rendimiento y control de calidad de fluidos de perforación*. Obtenido de OnePetro: <https://onepetro.org/JPT/article-abstract/35/05/889/69079/Drilling-Fluids-Selection-Performance-and-Quality?redirectedFrom=fulltext>
- Kharitonov, A. (15 de Octubre de 2013). *OnePetro*. Obtenido de Los principios de selección y optimización de fluidos de perforación para operaciones de perforación en el campo Vankor en el este de Siberia: <https://onepetro.org/SPEAEEC/proceedings-abstract/13AEEC/All-13AEEC/SPE-166840-MS/174005>