



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

TEMA:

**“CARACTERIZACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS FLUIDOS
DE COMPLETACIÓN EMPLEADOS EN DOS POZOS
HORIZONTALES LOCALIZADOS EN EL CAMPO COCA-PAYAMINO
DEL ORIENTE ECUATORIANO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

**ZUÑIGA LINO ERICKA MICHELLE
GONZABAY TOMALA MELISSA VALERIA**

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, Mg.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**“CARACTERIZACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS
FLUIDOS DE COMPLETACIÓN EMPLEADOS EN DOS POZOS
HORIZONTALES LOCALIZADOS EN EL CAMPO COCA-
PAYAMINO DEL ORIENTE ECUATORIANO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

**ZUÑIGA LINO ERICKA MICHELLE
GONZABAY TOMALA MILISSA VALERIA**

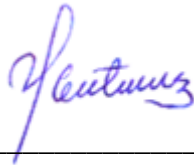
TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, Mg.


LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA



Ing. Xavier Vargas G , MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.
DOCENTE TUTOR



Ing. Carlos Malave, Mg.
DOCENTE GUIA DE LA UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO

A Dios por permitirnos llegar a esta etapa de nuestras vidas, a nuestros queridos padres, hermanos y amigos que nos brindaron su apoyo de manera incondicional.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**CARACTERIZACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN EMPLEADOS EN DOS POZOS HORIZONTALES LOCALIZADOS EN EL CAMPO COCA-PAYAMINO DEL ORIENTE ECUATORIANO**” elaborado por las estudiantes **GONZABAY TOMALA MELISSA VALERIA** y **ZUÑIGA LINO ERICKA MICHELLE** egresadas de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 7% de la valoración permitida.



FIRMA DEL TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.

C.I.: 0913412367

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Ericka Michelle Zuñiga Lino-, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“Caracterización del funcionamiento de los fluidos de completación empleados en dos pozos horizontales localizados en el campo Coca-Payamino del Oriente ecuatoriano”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi 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, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



Ericka Michelle Zuñiga Lino

Autora de Tesis

C.I. 2450280496

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Melissa Valeria Gonzabay Tomala, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“Caracterización del funcionamiento de los fluidos de completación empleados en dos pozos horizontales localizados en el campo Coca-Payamino del Oriente ecuatoriano”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi 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, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



Melissa Valeria Gonzabay Tomala

Autora de Tesis

C.I. 2400026015

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**Caracterización del funcionamiento de los fluidos de completación empleados en dos pozos horizontales localizados en el campo Coca-Payamino del Oriente ecuatoriano**”, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la Srtas. Melissa Valeria Gonzabay Tomala y Ericka Michelle Zuñiga Lino, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, 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.

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Carlos Portilla Lazo

C.I.: 0913412367

CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

La Libertad, diciembre 16 del 2023.

Lic. ALEXI JAVIER HERRERA REYES

Magíster En Diseño Y Evaluación

De Modelos Educativos

Certifica:

Que después de revisar el contenido del trabajo de integración curricular en opción al título de **INGENIERO EN PETRÓLEOS** de: **ZUÑIGA LINO ERICKA MICHELLE & GONZABAY TOMALA MELISSA VALERIA**, cuyo tema es: **“CARACTERIZACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN EMPLEADOS EN DOS POZOS HORIZONTALES LOCALIZADOS EN EL CAMPO COCA-PAYAMINO DEL ORIENTE ECUATORIANO**, me permito declarar que el trabajo investigativo se encuentra idóneo y puede ser expuesto ante el jurado respectivo para la defensa del tema en mención.

Es todo cuanto puedo manifestar en honor a la verdad.



Docente de Español A: Literatura
C.I. 0924489255
Reg. Senescyt: 1050-14-86052904
Teléfono: 0962989420
e-mail: alexiherrerareyes@hotmail.com

AGRADECIMIENTOS

A nuestros padres porque nunca dejaron de alentarnos dándonos ese impulso para seguir adelante y así conseguir nuestros objetivos, a nuestros hermanos y amigos por el apoyo moral que nos brindaron durante todo el proceso académico.

También queremos agradecer a nuestros queridos docentes formadores de la carrera, y en mención especial a nuestro tutor el Ingeniero Carlos Portilla Lazo por el apoyo brindado, también al Ing. Carlos Malavé, Mg por ser una de las guías en este proceso por brindarnos los conocimientos necesarios en este tema.

CONTENIDO

Pág.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	vi
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	vii
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	viii
CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA	ix
AGRADECIMIENTOS	x
CAPITULO I: INTRODUCCION	1
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.2. JUSTIFICACION.....	1
1.3. ANTECEDENTES	2
1.4. HIPOTESIS DEL TRABAJO	4
1.5. OBJETIVOS	4
1.5.1. Objetivo General	4
1.5.2. Objetivos Específicos.....	4
1.6. ALCANCE.....	4
1.7. VARIABLES.....	5
1.8. DESCRIPCION DEL CAMPO COCA-PAYAMINO	6
1.8.1. Ubicación del Campo.....	6
1.8.2. Geología del Campo.....	6
CAPITULO II: MARCO TEORICO	8
2.1. POZO PETROLERO.....	8
2.2. POZOS SEGÚN SU TRAYECTORIA	8
2.2.1. Pozos verticales.	8
2.2.2. Horizontales.	9
2.3. PROBLEMAS OPERACIONES EN POZOS HORIZONTALES	10
2.3.1. Daño a la formación.	10
2.3.2. Inestabilidad de un pozo.	11

2.3.3.	Hidratación de arcillas.	11
2.3.4.	Emulsiones.	12
2.3.5.	Producción de finos.	12
2.4.	FLUIDOS DE COMPLETACIÓN.....	12
2.4.1.	Funciones.....	13
2.4.2.	Clasificación de los fluidos de completación	13
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....		15
3.1.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	15
3.1.1.	Tipo de investigación.	15
3.1.2.	Recopilación de información.....	15
3.2.	PROGRAMA DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN.....	16
3.3.	DISEÑO MECÁNICO DE LOS POZOS.....	18
3.4.	CALCULO DE LOS FLUIDOS NECESARIOS PARA LA OPERACIÓN	19
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS		21
4.1.	PLANIFICACIÓN DEL PROGRAMA DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN	21
4.1.1.	Fluidos y espaciadores.	22
4.1.2.	Formulación de salmuera.....	22
4.1.3.	Materiales requeridos.....	22
4.1.4.	Densidades.....	23
4.1.5.	Definir la configuración mecánica.....	23
4.1.6.	Calcular la cantidad de fluidos necesarios para la operación.	25
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		27
5.1.	CONCLUSIONES	27
5.2.	RECOMENDACIONES	28
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....		29

LISTA DE FIGURAS

Figura. - 1. Ubicación geográfica (Banco información petrolera del Ecuador,2006)	6
Figura. - 2. Estratigrafía del campo (Sierra y otros, 2015)	7
Figura. - 3. Pozo Vertical - (Freepik, s. f.)	9
Figura. - 4. Tipos de pozos horizontales - (Dick, 2018)	10
Figura. - 5. Daño de la formación - (Petroblogger, s. f.)	11
Figura. - 6. Tipos de Emulsiones - (Vergara, 2018)	12
Figura. - 7. Diseño del pozo - (Herrera Herbert, 2020)	19
Figura. - 8. Pozo 1 - Halliburton	20
Figura. - 9. Pozo 2 – Halliburton	20
Figura. - 10. Producto de fluidos de completación - Halliburton	21
Figura. - 11. Densidades empleadas	23
Figura. - 12. Diseño mecánico	24
Figura. - 13. Cantidad de fluidos de pozo 1	25
Figura. - 14. Cantidad de fluidos de pozo 2	26
Figura. - 15. Perfil de densidad de salmuera respecto a la temperatura	34
Figura. - 16. Tasas de bombeo de fluido - presión de bomba	34
Figura. - 17. Evaluación de cemento CAST-CBL-VDL-GR-CCL	35
Figura. - 18. Asentamiento de tapón	36
Figura. - 19. Disparos de squeeze	37
Figura. - 20. Corrida para asentar EZ-DRILL packer 7” para squeeze	38
Figura. - 21. Eficiencia de desplazamiento al tope de lechada	39
Figura. - 22. Registro resonancia magnética	40
Figura. - 23. Detalle de tiempos no operacionales	41

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Información de los fluidos	16
Tabla 2. Capacidades del revestimiento	16
Tabla 3. Volumen de la tubería	16
Tabla 4. Volumen del anular	17
Tabla 5. Propiedades del pozo	21
Tabla 6. Fluidos y espaciadores	22
Tabla 7. Formulación de salmuera	22
Tabla 8. Materiales requeridos	22

“CARACTERIZACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN EMPLEADOS EN DOS POZOS HORIZONTALES LOCALIZADOS EN EL CAMPO COCA-PAYAMINO DEL ORIENTE ECUATORIANO”

Autores: Gonzabay Tomalá Melissa Valeria
Zuñiga Lino Ericka Michelle

Tutor: Ing. Portilla Lazo Carlos, Mg.

RESUMEN

Este trabajo tiene como objetivo evaluar y comparar un fluido de completación utilizado en dos pozos horizontales, ubicados en el campo Coca-Payamino del oriente ecuatoriano identificando cuál de ellos ofrece un mejor rendimiento y eficacia en la solución de problemas presentes en la formación, garantizando así un desempeño óptimo y una producción exitosa. El diseño de pozos es un proceso sistemático y ordenado. Este proceso requiere que algunos aspectos se determinen antes que otros. Por ejemplo, la predicción de presión de fracturamiento requiere que la presión de formación sea determinada previamente. La eficiencia y efectividad de los desplazamientos en huecos revestidos dependerá de los diferentes factores, incluyendo la profundidad del pozo y su geometría (de manera subsecuente, el área de metal a ser limpiada, tipo de flujo y velocidades). El volumen y el tipo de píldoras bombeadas, y las características del equipo determinarán ciertas características de diseño, como máximas tasas de bombeo, volumen de píldoras, entre otros.

PALABRAS CLAVES: (fluidos de completación, pozos horizontales)

“CARACTERIZACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN EMPLEADOS EN DOS POZOS HORIZONTALES LOCALIZADOS EN EL CAMPO COCA-PAYAMINO DEL ORIENTE ECUATORIANO”

Autores: Gonzabay Tomalá Melissa Valeria
Zuñiga Lino Ericka Michelle

Tutor: Ing. Portilla Lazo Carlos, Mg.

ABSTRACT

This work aims to evaluate and compare a completion fluid used in two horizontal wells, located in the Coca-Payamino field in eastern Ecuador, identifying which of them offers better performance and effectiveness in solving problems present in the formation, thus guaranteeing optimal performance and successful production. Well design is a systematic and orderly process. This process requires that some aspects be determined before others. For example, predicting fracturing pressure requires that the formation pressure be determined previously. The efficiency and effectiveness of displacements in cased holes will depend on different factors, including the depth of the well and its geometry (subsequently, the area of metal to be cleaned, type of flow and velocities). The volume and type of pills pumped, and the characteristics of the equipment determine certain design characteristics, such as maximum pumping rates, volume of pills, among others.

KEYWORDS: (completion fluids, horizontal wells)

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el contexto de este proyecto, se otorgará una especial consideración a diversos aspectos cruciales que afectan el proceso de perforación de pozos, como son el daño potencial a la formación, la necesidad de un adecuado control del pozo, la posibilidad de fracturar la formación, la hidratación de las arcillas, la formación de emulsiones perjudiciales y la posible generación de finos durante las operaciones. Estos factores son de suma importancia dentro de la completación de pozos y, por consiguiente, se llevará a cabo un análisis detallado de un fluido de completación con el objetivo de abordar y solventar eficazmente los problemas mencionados, con miras a obtener resultados óptimos y exitosos en el proceso de completación de los pozos. Mediante este análisis minucioso, se busca alcanzar una solución integral que permita maximizar la eficiencia y efectividad de las operaciones, asegurando una completación exitosa y acorde a los estándares de calidad requeridos en la industria petrolera.

1.2. JUSTIFICACIÓN

Los fluidos de completación desempeñan un papel fundamental en el éxito de las operaciones de perforación, ya que desempeñan múltiples funciones que contribuyen a lograr una operación exitosa. La correcta elección de un fluido de completación resulta crucial, teniendo en cuenta los posibles problemas que puedan surgir en los pozos.

El presente análisis comparativo se lleva a cabo con el objetivo de resaltar la importancia de seleccionar adecuadamente los fluidos de completación utilizados en dos pozos ubicados en el campo Coca-Payamino.

Para realizar esta investigación, de enfoque bibliográfico y analítico, se llevará a cabo una minuciosa exploración de los fluidos de completación empleados en pozos petroleros previamente perforados en el campo Coca-Payamino de la cuenca Oriente Ecuatoriano, específicamente en la provincia de Orellana. Por lo tanto, es de vital importancia adquirir conocimientos fundamentales y teóricos sobre los fluidos de completación para contar con una sólida base de conocimiento y poder aplicarla en futuros proyectos de manera efectiva y exitosa.

1.3. ANTECEDENTES

En el proceso de completación de pozos, se emplean diversos fluidos, como salmuera, agua de formación, agua fresca, entre otros. Estos fluidos, junto con los sólidos utilizados en su preparación o arrastrados durante la inyección con sobrepresión, ingresan a la formación del yacimiento, lo que da lugar a una interacción entre el fluido y los componentes del yacimiento (Guerra, 2018).

Esta interacción puede generar consecuencias no deseadas, como una disminución adicional de la presión en el flujo de los fluidos de producción hacia el pozo, debido al daño causado por la migración de finos y arcillas, el hinchamiento de arcillas, la formación de emulsiones y los cambios en la mojabilidad, entre otros efectos. La presencia de sólidos en la formación debido al fluido puede incluso ocasionar obstrucciones que impidan el adecuado flujo del fluido del yacimiento hacia el pozo productor (Caiza y Onofa, 2022).

Es crucial comprender el impacto de esta interacción fluido-yacimiento durante las operaciones de completación, ya que puede afectar significativamente la productividad del pozo y la eficiencia de extracción de los hidrocarburos. Para mitigar los efectos negativos, es esencial llevar a cabo un análisis detallado de los fluidos de estos fluidos utilizados y sus propiedades, así como evaluar el comportamiento de la formación y sus características.

Mediante la identificación de los factores que influyen en la interacción fluido-yacimiento, se pueden desarrollar estrategias más efectivas y adecuadas para cada pozo específico. Es fundamental contar con un programa de completación bien diseñado y

basado en información técnica sólida, para asegurar una producción óptima y sostenible de los pozos en el campo Coca-Payamino del oriente ecuatoriano. Esto permitirá aprovechar de manera eficiente los recursos del yacimiento, minimizando los efectos adversos y optimizando la producción de hidrocarburos (Taquez, 2019).

Un fluido de completación se emplea en diversas operaciones relacionadas con la producción de hidrocarburos, como matado, limpieza, perforación, control de arena y taponamiento. Su función principal es permitir el desplazamiento de los fluidos tratados hacia una ubicación específica en el pozo, eliminar sólidos del pozo y controlar las presiones en la formación.

Este término abarca todos los fluidos utilizados en el proceso de completación del pozo, abarcando desde fluidos de baja densidad y gases hasta salmueras de alta densidad. Los fluidos pueden ser de base agua, base aceite, salmueras sin sólidos y salmueras con sólidos (Vargas et al., 2019).

El requisito primordial es que no deben ocasionar daño a la formación del yacimiento. Esto es de suma importancia, ya que cualquier daño a la formación podría afectar la productividad del pozo y disminuir la eficiencia en la extracción de los hidrocarburos.

El diseño adecuado del fluido de completación y la selección de sus componentes son aspectos cruciales para garantizar el éxito en la producción del pozo. Es esencial contar con un fluido que sea compatible con la formación y cumpla con sus funciones de manera eficaz, permitiendo una producción óptima de los recursos del yacimiento (Guayasamin, 2018).

Un fluido de completación es cualquier tipo de fluido utilizado en el pozo, ya sea antes o después del cañoneo, o durante operaciones de reparación, con el propósito de controlar la presión y estabilizar el pozo mediante el ajuste de su densidad. Un fluido de completación adecuado se caracteriza por su estabilidad, no ser corrosivo ni tóxico, ser inerte a contaminantes como sales solubles y minerales, no ocasionar daño a la formación, ser biodegradable y ser económicamente viable (González y Carrera, 2019).

El fluido de perforación es un líquido o gas que circula a través de la sarta de perforación hasta la barrena y regresa a la superficie por el espacio anular hasta la fecha un pozo de gas o aceite no se puede perforar sin este concepto básico de fluido circulante, este fluido se maneja por ciclos, tiempo que se requiere para que la bomba mueva el fluido de perforación hacia abajo al agujero y de regreso a la superficie solubles y minerales, no ocasionar daño a la formación, ser biodegradable y ser económicamente viable (González y Carrera, 2019).

1.4. HIPÓTESIS DEL TRABAJO

Determinar la eficacia de un fluido de completación para dos pozos en el campo Coca-Payamino, teniendo en cuenta las características de los mismos y emplear un buen programa de fluidos de completación.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo General

Evaluar y comparar el fluido de completación utilizado en dos pozos horizontales, ubicados en el campo Coca-Payamino del oriente ecuatoriano identificando cuál de ellos ofrece un mejor rendimiento y eficacia en la solución de problemas presentes en la formación, garantizando así un desempeño óptimo y una producción exitosa.

1.5.2. Objetivos Específicos

- Realizar la planificación del programa de fluidos de completación.
- Definir la configuración mecánica de los pozos.
- Calcular la cantidad de fluidos necesarios para la operación.

1.6. ALCANCE

El presente proyecto de investigación se enfoca en el análisis exhaustivo de un fluido de completación utilizado en dos pozos ubicados en el campo Coca-Payamino. El objetivo

principal es mejorar los resultados obtenidos durante las diversas operaciones de campo, buscando beneficiarse de los resultados positivos y, al mismo tiempo, mitigar cualquier posible problema o inconveniente que pueda surgir en los pozos.

La importancia de este análisis radica en la necesidad de garantizar un desarrollo eficiente y efectivo de las operaciones en el campo Coca-Payamino. Al conocer detalladamente las características y el desempeño del fluido de completación en estos dos pozos, será posible tomar decisiones fundamentadas que optimicen el proceso de perforación y completación, logrando así resultados superiores y una mayor eficiencia en la producción de hidrocarburos.

Mediante un enfoque de estudio basado en datos técnicos y análisis comparativo, se espera identificar las fortalezas y debilidades del fluido de completación en relación con los pozos del campo Coca-Payamino, lo que permitirá implementar mejoras y ajustes necesarios para garantizar una perforación exitosa y una producción óptima en el futuro.

Este análisis no solo es de interés para el campo Coca-Payamino en particular, sino que también aportará conocimientos valiosos a la industria petrolera en general, ofreciendo una perspectiva más amplia sobre la selección y utilización de fluidos de completación en diferentes contextos geológicos y operacionales. De esta manera, el proyecto busca contribuir al avance de la industria y al mejor aprovechamiento de los recursos naturales del país.

1.7. VARIABLES

VARIABLES dependientes

- Características de los fluidos.

VARIABLES independientes

- Programa de fluidos de completación.

1.8. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO COCA-PAYAMINO

1.8.1. Ubicación del Campo

En campo Coca-Payamino se encuentra ubicado en el sector Noreste de bloque 7, en el centro occidental de la cuenca oriente. El campo Coca-Payamino está localizado a 18 km. De las estribaciones orientales de la Cordillera de los Andes, a unos 200 km. Hacia el sur-este de Quito y a 5 km al noreste del campo lobo. Varios ríos fluyen con dirección predominante Noreste, siendo el principal de ellos el río Payamino, el cual atraviesa la estructura del campo en sentido E-O. El río Punino, afluente del río Payamino, fluye hacia el margen occidental de la estructura Coca-Payamino mientras que hacia la parte este del campo fluye el río Coca (Palacios, 2017).

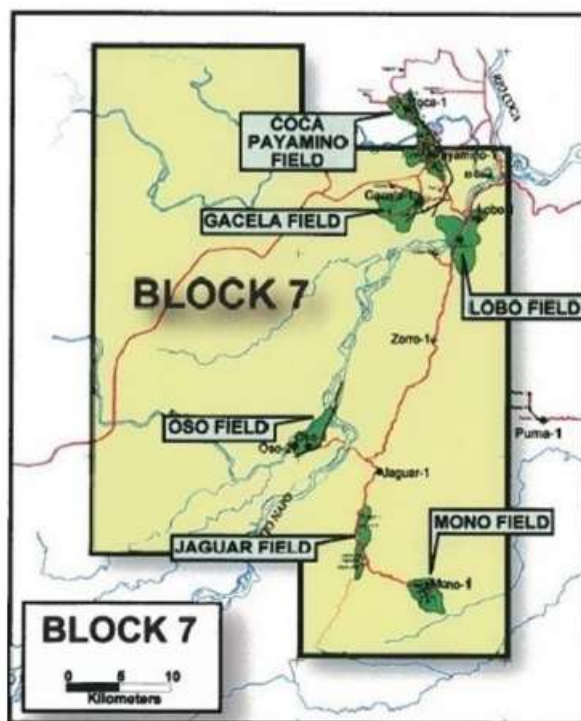


Figura. - 1. Ubicación geográfica (Banco información petrolera del Ecuador, 2006)

1.8.2. Geología del Campo

El bloque 7 está localizado en la parte centro-occidental de la cuenca Oriente del Ecuador, cerca de la transición entre la planicie selvática de la amazonía y la zona

subandina con presencia de fallas y levantamientos tectónicos. El campo Coca-Payamino, se encuentra en el sistema subandino, dentro del cual se generó una sutil elevación que dio origen a la acumulación de este campo. Dicha deformación esta muy relacionada a la reactividad de fallas pre-Cretácicas, las cuales fracturaron o desplazan las unidades T y Formación Hollín mientras que las unidades más jóvenes son deformadas. Los principales reservorios hidrocarburíferos en el campo Coca-Payamino, se localizan dentro de las formaciones Napo y Hollín; y estos son: principales como el Hollín Superior y secundarios basal tena, napo u y Hollín principal (Cruz, 2022).

a) **Estructura.** Las interpretaciones estructurales realizadas en la sísmica 3D, indican que la estructura del reservorio se trata de un anticlinal, cuya extensión se estima que es de 12km y con un ancho de 5km aproximadamente. La estructura está delimitada por una falla producto de una inversión tectónica, únicamente hacia el Este del campo, sin embargo, al norte y el sur la falla dio paso a la formación de pliegues (Romo, 2018).

b) **Estratigrafía**

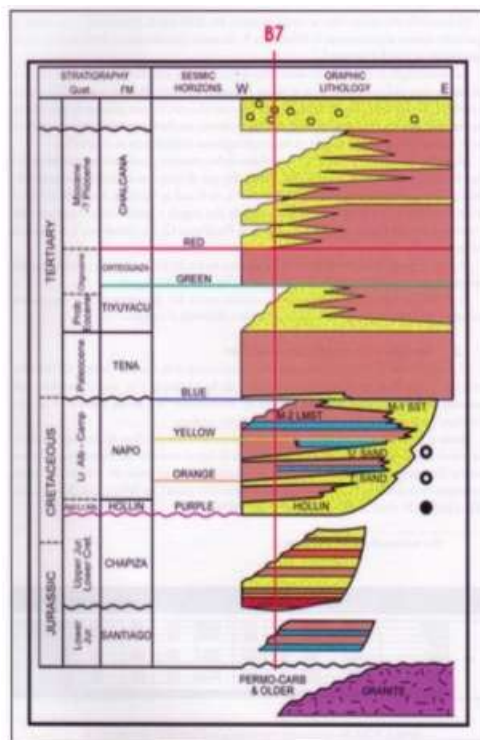


Figura. - 2. Estratigrafía del campo (Sierra y otros, 2015)

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. POZO PETROLERO

Es la perforación efectuada en el subsuelo con barrenas de diferentes diámetros y con revestimiento de tuberías, a diversas profundidades, llamadas etapas de perforación, para la prospección o explotación de yacimientos petroleros. Un pozo petrolero es una obra de ingeniería encaminada a poner en contacto un yacimiento de hidrocarburos con la superficie. No hay una clasificación típica de los tipos de pozos que funcione como algo definitivo. Debido a eso, los pozos se pueden calificar de varias maneras: por su objetivo, por su ubicación, por su trayectoria, por su función (Méndez Castro, 2013).

2.2. POZOS SEGÚN SU TRAYECTORIA

En los inicios de la perforación los pozos se construían con trayectorias verticales o al menos eso se pensaba, puesto que no se tomaba en cuenta la tendencia natural del hoyo a desviarse, sin embargo, los avances tecnológicos han permitido el desarrollo de la perforación direccional controlada, la cual permite la construcción de pozos de pozos de alivio, atravesar varias arenas, llegar a zonas inaccesibles, evitar complicaciones geológicas, etcétera (Cueva, 2014).

2.2.1. Pozos verticales

Un pozo vertical es una técnica para acceder a un yacimiento subterráneo de petróleo o gas natural que consiste en perforar verticalmente en el suelo. La perforación de pozos verticales es un método tradicional de extracción de petróleo, en comparación con su equivalente más moderno, la perforación direccional. Los pozos verticales extraen las reservas de petróleo y gas natural ubicados directamente debajo del pozo. Se han vuelto menos comunes en los últimos años debido al urge de las técnicas de perforación

direccionales. Sin embargo, los pozos verticales continúan utilizándose en la industria de extracción de petróleo y siguen siendo el método principal utilizado por las plataformas en alta mar (Diccionario, 2022).

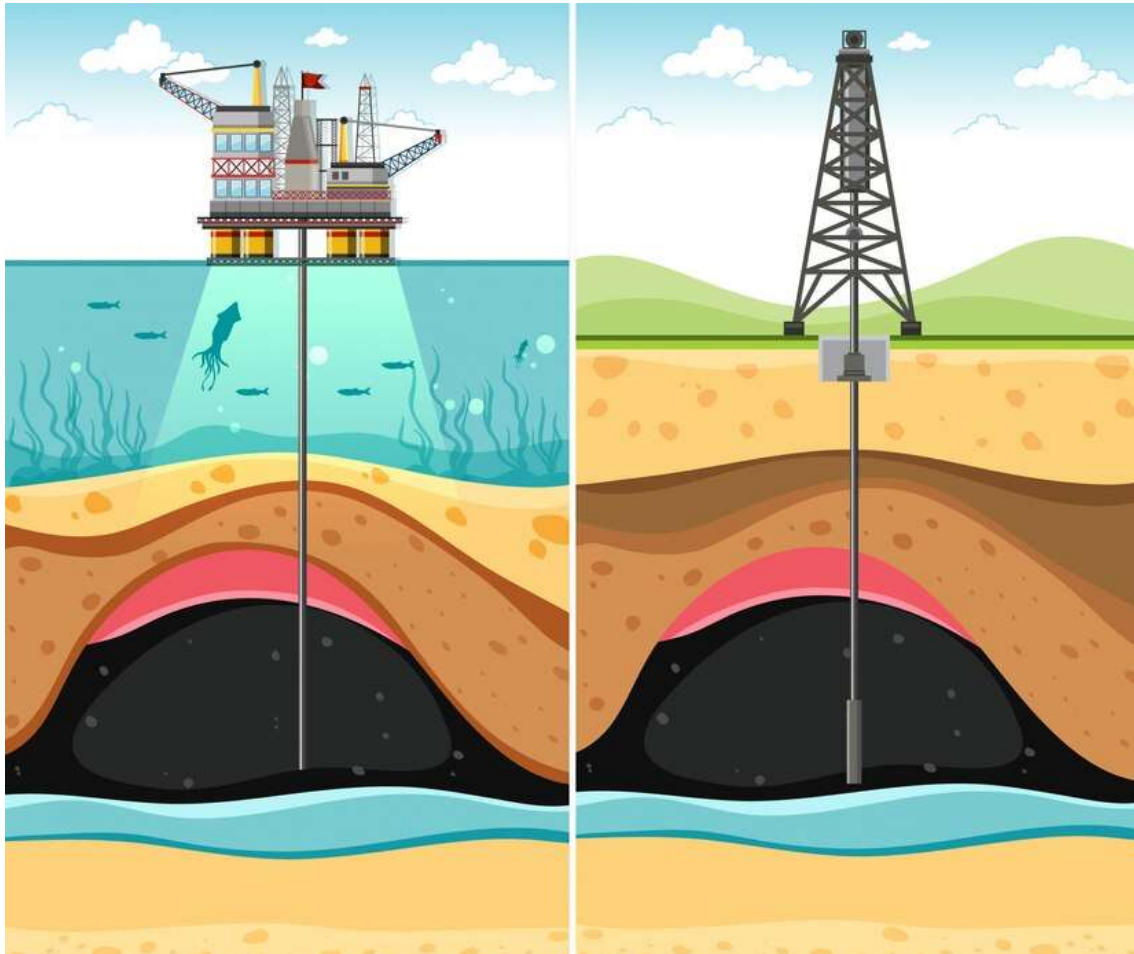


Figura. - 3. Pozo Vertical - (Freepik, s. f.)

2.2.2. Horizontales

Se refiere a pozos de 90 grados de inclinación con respecto a la vertical, pero también se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de desviación no menor a 86 grados. Este presenta una fractura de conductividad finita donde la altura de la fractura es igual al diámetro de la sección horizontal del pozo. Esta técnica consiste básicamente, en penetrar en forma horizontal un estrato productor. Así se aumenta el área de exposición al flujo dentro del yacimiento, reduciendo a su vez la caída de presión entre el borde exterior del mismo y el pozo. El interés en los pozos horizontales ha sido

acelerado debido al mejoramiento de la tecnología de perforación y completación. Ésta ha permitido aumentar la eficiencia y economía en el recobro de petróleo. Los pozos horizontales aumentan la tasa de producción y mejoran el recobro en los yacimientos maduros comparado con los pozos verticales (Urdaneta, 2018).

El siguiente diagrama nos ilustra el concepto de pozos de radios corto, medio y largo.

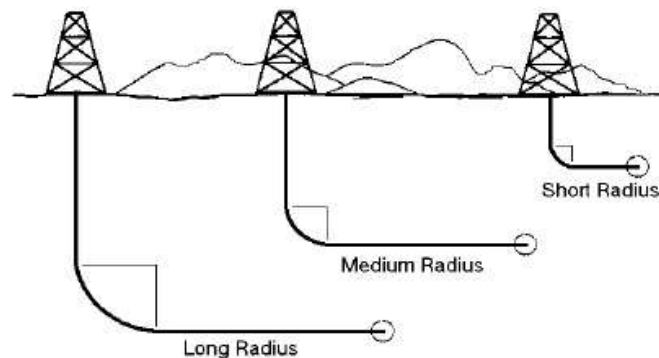


Figura. - 4. Tipos de pozos horizontales - (Dick, 2018)

2.3. PROBLEMAS OPERACIONES EN POZOS HORIZONTALES

2.3.1. Daño a la formación

El daño a la formación se conoce como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vertical del pozo, por la producción de flujos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y rehabilitación del pozo, que puede ser eliminada mediante tratamiento químico, permitiendo al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción. Los daños que pueden sufrir los pozos durante la perforación afectan a gran medida los índices de productividad que el pozo debe alcanzar, según los especialistas en esa área (González, Freya 2021).

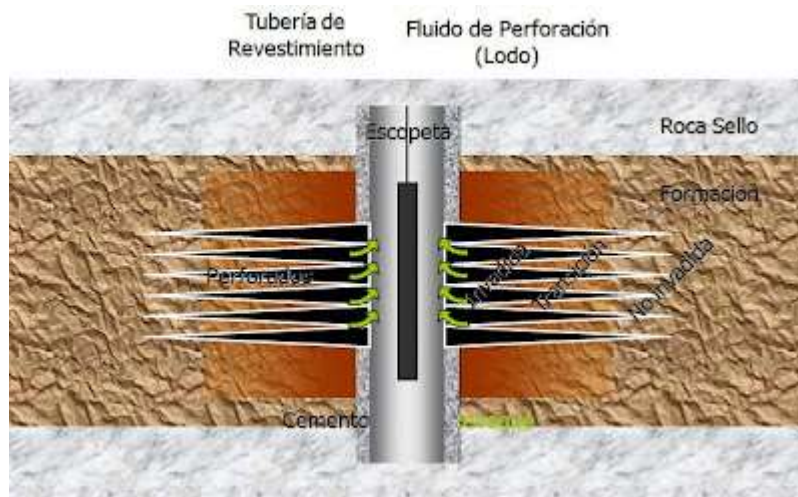


Figura. - 5. Daño de la formación - (Petroblogger, s. f.)

2.3.2. Inestabilidad de un pozo

La inestabilidad de un pozo se da en el agujero perforado e inestable que tiende a derrumbarse o colapsarse. Las formaciones no consolidadas, las formaciones fracturadas y las lutitas sometidas a esfuerzos químicos o mecánicos, son las formaciones inestables que pueden llegar a derrumbarse. Los problemas de estabilidad de pozo ocurren cuando los esfuerzos cercanos al agujero exceden las resistencias de la roca, para prevenir el problema debe haber un balance entre los esfuerzos y la resistencia, mismo que debe mantenerse durante la perforación, por medio de la adecuada formulación de lodos de perforación. Se debe tener en cuenta que todas las formaciones a las profundidades que existen son sometidas a esfuerzos in situ (Eslava Morán, 2018).

2.3.3. Hidratación de arcillas

Es el proceso mediante el cual una arcilla absorbe agua, permitiendo el desarrollo del punto cedente y de la resistencia o fuerza del gel y el desarrollo de la viscosidad del fluido. Las arcillas nativas o de formación son ligeramente hidratables y cuando se incorporan al fluido, contribuyendo a la fracción inerte y muy poco a la fracción gelatinizante (Socorro Gabriel, 2012).

2.3.4. Emulsiones

Las emulsiones son el proceso que consiste en la mezcla de dos líquidos diferentes que no se pueden mezclar, es decir, que sean inmiscibles entre sí. Uno de los líquidos se encontrará formando la fase conocida con el nombre de dispersa, que se encontrará constituida por el líquido que será dispersado dentro del otro líquido que conforma la mezcla, el cual será el formador de la fase conocida como continua o también dispersante (AcostaJesmar,2016).

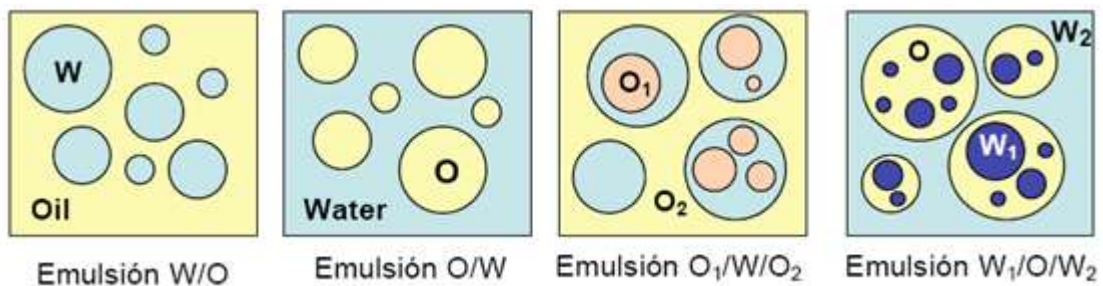


Figura. - 6. Tipos de Emulsiones - (Vergara, 2018)

2.3.5. Producción de finos

Se puede afirmar que la migración de finos puede ocurrir por medios físicos o químicos y generalmente el proceso involucra tres condiciones (García y Preciado, 2020):

- Los finos deben existir dentro de la red de poros de la roca.
- Debe haber mecanismos que provoquen la ruptura de la atracción o unión de los finos al sistema de poros.
- Debe haber un mecanismo de trampa cerca del pozo que mantenga los finos en su lugar, por ejemplo, puentes, atracción iónica y mojabilidad.

2.4. FLUIDOS DE COMPLETACIÓN

Los fluidos de completación o reparación de pozos, son aquellos que se bombean o se hacen circular dentro del hoyo en el momento de realizar operaciones tales como: control de pozos, limpieza, taponamiento, cañoneo, evaluación y completación. Dichos lodos son

seleccionados de acuerdo a las necesidades en la formación y a su vez ajustado a la disponibilidad de recursos. Los fluidos de completación son los que mantienen en el pozo las presiones de formación a fin de evitar un posible influjo incontrolado desde el pozo a superficie (Quintero Mónica s. f.).

2.4.1. Funciones

Las funciones del fluido de completación son varias y todas son muy importantes. Cada una de ellas por sí y en combinación son necesarias para lograr resultados aceptables (Universidad Nacional Politécnica, 2013):

- a)* Controlar las presiones del yacimiento.
- b)* Eliminar del pozo todos los sólidos móviles (ripios, arena, etc), suspenderlos y transportarlos hacia la superficie.
- c)* Entrar y lubricar la sarta de trabajo y las herramientas hoyo abajo.
- d)* Reducir a un mínimo, tanto las pérdidas por fricción mecánica como por el fluidos.
- e)* Causar el menor daño a la formación.

2.4.2. Clasificación de los fluidos de completación

a) **Según su componente principal** (Espinoza López Ana, 2018):

- Base agua. Se refiere a los sistemas formulados con agua y salmuera. La fase acuosa puede variar desde agua dulce a altas concentraciones de sales solubles. En la actualidad los fluidos de control mas utilizados son las salmueras porque carecen de solidos insolubles, su compatibilidad con las formaciones y por el amplio rango de densidades que alcanza.
- Base aceite o emulsiones. Estos fluidos no son empleados comúnmente como fluidos de control. Consiste en una emulsión inversa, donde la salmuera de cloruro de calcio esta emulsionada en algún tipo de aceite. No generan daño en ciertas formaciones y puesto que el filtrado se compone de aceite de arcillas no se ven afectadas.

- Base polímeros. Estos sistemas se usan comúnmente en completaciones donde las perforaciones abiertas permitirían una alta incidencia de filtrado, por lo que se utilizan polímeros para añadir propiedades al fluido, como viscosidad, control de arcillas o agentes puenteantes.

b) Según su homogeneidad (Deyanis Chacin, 2015):

- Fluidos con solidos en suspensión. Contienen gran cantidad de solidos para incrementar su peso, su función es controlar las presiones de la formación o yacimiento. Originan taponamiento de las perforaciones y reducción de la permeabilidad lo que ocasiona disminución en la productividad el pozo. Son poco usadas.
- Fluidos sin solidos en suspensión. Su principal componente es el petróleo o soluciones de salmuera. Contienen aditivos para mejorar sus propiedades (inhibidores de arcilla, anticorrosivos y controladores de perdida de circulación). Son los más utilizados. Producen poco daño a la formación y la productividad no se afecta.
- Fluidos espumosos. Constituidos por emulsiones estables de lodo, aireadas (aire o gas) con aditivos estabilizadores y agentes espumosos. Tienen aplicación cuando otras técnicas no son satisfactorias (mecánica o económicamente). Es muy utilizada en completaciones a baja presión.

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. Tipo de investigación

El propósito principal de este proyecto de titulación es llevar a cabo una investigación de carácter referencial, en la que se analizará un fluido de completación utilizado en dos pozos del campo Coca-Payamino. Durante el análisis, se estudiarán detalladamente las composiciones del fluido, además de evaluar sus parámetros físicos y químicos con el fin de obtener un conocimiento más profundo acerca de su desempeño y propiedades (Universidad de la República (Uruguay) 2020).

La investigación bibliográfica es donde se explora la producción de la comunidad académica sobre un tema determinado. Y la investigación técnica son el conjunto de herramientas, procedimientos e instrumentos utilizados para obtener información y conocimiento (Editorial Etheccé, 2022).

3.1.2. Recopilación de información

La recopilación de información se realiza mediante la revisión de sitios webs, artículos científicos, libros y manuales, los cuales nos proporcionarían la información que sea necesaria para nuestra investigación.

- a) **Población y muestra.** Para este estudio la población que se eligió son los pozos del campo Coca-Payamino que ya han sido perforados dentro del área, y como muestra se escogieron dos pozos horizontales.

3.2. PROGRAMA DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN

Tabla 1. Información de los fluidos

Información del fluido			
Conjunto de fluidos	Densidad	Tipo	Volumen
Fluido de perforación	8.33 ppg	Agua fresca	616.6 bbl
Fluido de completación	8.4 ppg (*)	Cloruro de potasio	1000 bbl
Tren espaciador de desplazamiento directo			
Conjunto de fluidos:	Densidad (PPG)	Tipo	Volúmenes
Espaciador 1	8.4 ppg	Agua filtrada	50 bbl
Espaciador 2	9.4 ppg	Push pill	45 bbl
Espaciador 3	8.4 ppg	Wash pill	50 bbl
Espaciador 4	8.4 ppg	Sweep pill	25 bbl
Espaciador 5	8.4 ppg	Agua filtrada	200 bbl
Datos de equipos y reservorios			
Categoría de pozo: desarrollo	BHT: 210°F	Temperatura del mudline: 165°F	
Tipo de desplazamiento: directo	Desviación máxima: 28.51°F	Salida de la bomba: 0.1195 bps	

La compatibilidad del crudo en el campo Payamino vs fluido de completamiento. Compatibilidad del agua de formación vs los fluidos de completamiento. Fluido muestreado PYMG-032 y PYMG-025.

Tabla 2. Capacidades del revestimiento

Size in	Id in	Weight lb/ft	Interval ft	Lenght ft	Bbl/ft	Total bbl
9 5/8	8.535	53.3	0-9250	9250	0.071	657
7	6.276	26	9250-10253	1003	0.038	38
Total riser and casing capacity, bbl						695

Volúmenes realizados con profundidades planificadas, se realizarán los ajustes de los volúmenes finales previo a la ejecución del pozo.

Tabla 3. Volumen de la tubería

Size, in	Id, in	Description	Dept, ft	Lenght, ft	Bbl/ft	Total, bbl
5 ½	4.778	Drill pipe 5.5XT54	9288.68	8970	0.021	188.37

7	2.375	Adaptador 5.5" 4.4" IF	9291.18	2.50	0.005	0.01
8	2.250	Drill pipe 3.5" 13.3#NC38	9849.18	558	0.005	2.79
6 ½	3	DPHW 3.5" 25.2#NC38	10221.18	372	0.009	3.35
8	2.500	PUP joint 3.5"	10224.18	3	0.006	0.02
6.20	4.430	Canasta 7"	10237.01	12.83	0.019	0.24
3 ½	2.438	Magneto 7"	10224.84	7.83	0.006	0.05
4 ¾	2.250	Combo tech 7" NC38	10250.68	5.84	0.005	0.03
3 ½	2.250	Bit sub NC38	10252.40	1.72	0.005	0.01
6	1.500	Drill bit 6.125"	10253	0.60	0.002	0
Total tubing capacity, bbl						194.84

Los volúmenes realizados con profundidades planeadas, se realizarán los ajustes de los volúmenes finales previo a la ejecución del pozo.

Tabla 4. Volumen del anular

Size, in	Section	OD, in	Interval, ft	Lenght, ft	Bbl/ft	Total, bbl
Csg 9 5/8 in / 5 ½ in OP	Ann 1	5.5	9250	9250	0.04	370
Csg 9 5/8 in / 5 ½ in DP	Ann 2	6.56	2.50	2.50	0.03	0.08
Csg 7 in / 7 in tool	Ann 3	3.5	558	558	0.06	33.48
Csg 7 in / 7 in tool	Ann 4	4.75	372	372	0.05	18.60

Csg 7 in / Ann 5	5	3	3	0.05	0.15
7 in tool					
Csg 7 in / Ann 6	6.12	12.83	12.83	0.04	0.51
7 in tool					
Csg 7 in / Ann 7	5.96	7.83	7.83	0.04	0.31
7 in tool					
Csg 7 in / Ann 8	6.12	5.84	5.84	0.04	0.23
7 in tool					
Csg 7 in / Ann 9	4.75	1.72	1.72	0.05	0.09
7 in tool					
Csg 7 in / Ann 10	6.13	0.60	0.60	0.04	0.02
7 in tool					
Total, tubing capacity, bbl					423.48

3.3. DISEÑO MECÁNICO DE LOS POZOS

El diseño de pozos es un proceso sistemático y ordenado. Este proceso requiere que algunos aspectos se determinen antes que otros. Por ejemplo, la predicción de presión de fracturamiento requiere que la presión de formación sea determinada previamente.

Las etapas a seguir durante el diseño de pozos están identificadas y son las siguientes (OilProduction, 2019):

- Recopilación de la información disponible.
- Predicción de presión de formación y fractura.
- Determinación de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Selección de la geometría y trayectoria del pozo.
- Programa de fluidos de perforación.
- Programa de barrenas.
- Diseño de tuberías de revestimiento y programa de cementación.
- Programa hidráulico.
- Selección del equipo de perforación.

- Tiempos estimados de perforación.
- Costos de la perforación.

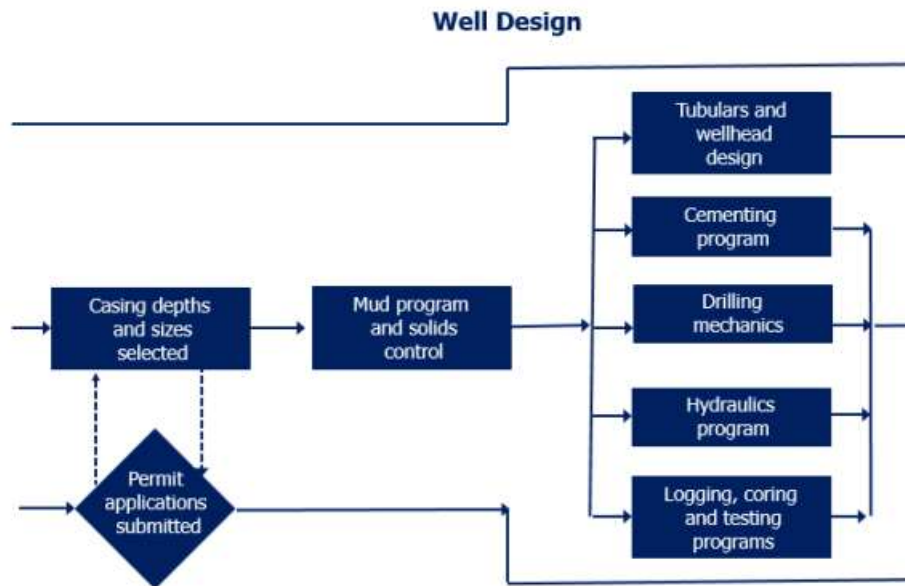


Figura. - 7. Diseño del pozo - (Herrera Herbert, 2020)

3.4. CÁLCULO DE LOS FLUIDOS NECESARIOS PARA LA OPERACIÓN

Los valores estimados de los topes de las lecheras de cemento se muestran en las dos figuras.

De acuerdo con el análisis de la presión real con la simulación, se relaciona a continuación la posición de los fluidos resultantes. El diámetro del hoyo resultante de 19 in, el cual verifica al compararlo con el reportado en el lag test que determinan un diámetro mayor al de diseño considerado y volumen de ripios recibidos. Logró cubrir 744ft sobre el zapato con la lechada lead alcanzó un tope a los 2870 ft. El aislamiento en superficie se realizó mediante un top job con 60 ft de macorrone+22bbl de cemento.

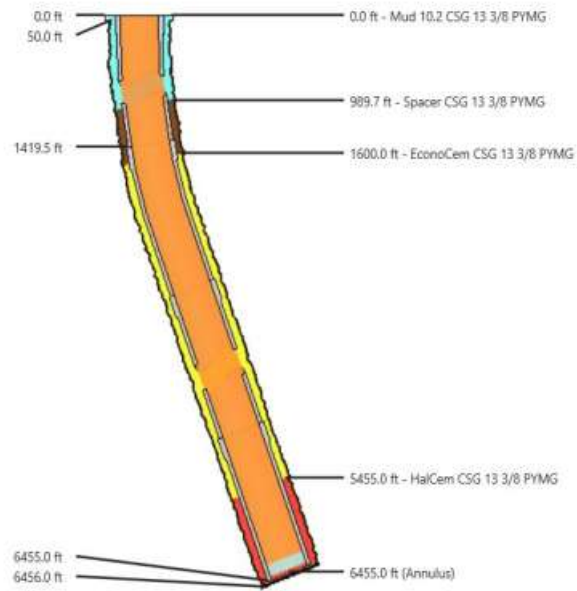


Figura. - 8. Pozo 1 - Halliburton

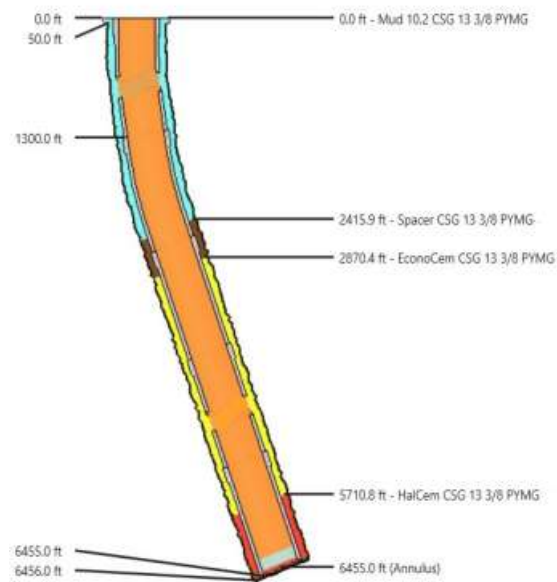


Figura. - 9. Pozo 2 - Halliburton

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. PLANIFICACIÓN DEL PROGRAMA DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN

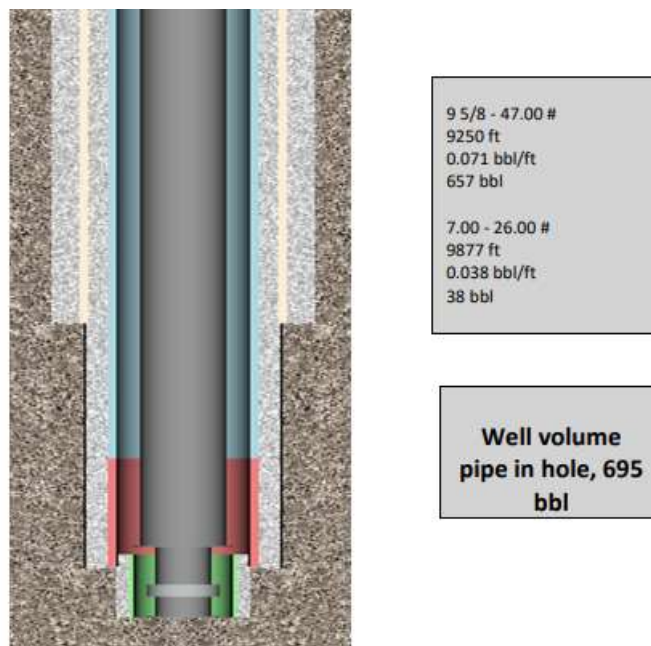


Figura. - 10. Producto de fluidos de completación - Halliburton

Tabla 5. Propiedades del pozo

Well properties		
	Vale	@Vol, bbl
Minimun ann, hydrostatic, psi	3800	800
Maximun differential, psi	873	300
Maximun friction, psi	1850	200
Maximun total pump pressure, psi	3500	60
Maximun hydraulic horsepower	400	60

4.1.1. Fluidos y espaciadores

Tabla 6. Fluidos y espaciadores

		Vale	@Vol, bbl
Initial fluid	Agua	616.6	8400
Spacer 1	Agua	50	8400
Spacer 2	Push pill	45	9400
Spacer 3	Wash pill	50	8400
Spacer 4	Sweep pill	25	8400
Spacer 5	Agua filtrada	200	8400
Displace to	KLC	670.89	8400

4.1.2. Formulación de salmuera

Tabla 7. Formulación de salmuera

Producto	Función	Concentración
Cloruro de potasio	Agente desinfectante	4 ppb
NO block C	Antiemulsificante	0.1% v/v
Barasure w-986	Inhibidor de arcilla	2 ppb
Aldacide G	Bactericida	0.25 ppb

4.1.3. Materiales requeridos

Tabla 8. Materiales requeridos

Materiales para (1000 bls) 8.4 lpg

Producto	Descripción	Qty	Unidades
Potassium chloride	Crystalline inorganic salt, 98% (KCL)	80	Bag, 55 lb
Barasure w986	Polymer amine	5	Drum, 55 gal
No block C	Organic solvents – antiemulsionante	8	Drum, 55 gal
Aldacide G / glutaraldehyde 25%	Glutaraldehyde – bactericida	6	Can, 5 gal

Fluido nuevo preparado con 1000 bls de salmuera KCL de 8.4 lpg para llenar los pozos previo a registros de integridad de cemento, se ha considerado la solicitud del activo de hacer un diseño enfocado a salvaguardar la integridad de la arenisca u, para generar la menor presión hidrostática con la densidad de 8.4 ppg. La arenisca Hollín, con una presión de referencia de 3600 psi según activo y 4120 psi de overbalance con 8.4 ppg. En el caso de tener presencia de influjo después del cañoneo para la arenisca Hollín, que ha mostrado requerir densidades de hasta 8.9 (4360 psi), se recomienda realizar un desplazamiento del fluido de control del sistema, para minimizar el riesgo de invasión y daño hacia la arenisca U.

4.1.4. Densidades

Densidad	Gravedad Especifica	Agua Fresca, bbl	100% KCl, lbs	TCT	ppm KCl	ppm Cl	mg/l KCl	mg/l Cl	% por Peso
8.4	1.008	0.995	4.0	31	11,338	5,392	11,413	5,428	1.1%
8.5	1.020	0.986	11.6	29	32,493	15,453	33,099	15,741	3.2%
8.6	1.032	0.976	18.9	28	52,326	24,884	53,929	25,647	5.2%
8.7	1.044	0.969	26.1	26	71,429	33,969	74,473	35,417	7.1%
8.8	1.056	0.960	33.4	25	90,368	42,976	95,303	45,323	9.0%
8.9	1.068	0.950	40.7	23	108,882	51,781	116,132	55,229	10.9%
9.0	1.080	0.943	47.9	22	126,720	60,264	136,676	64,999	12.7%
9.1	1.092	0.933	55.2	20	144,427	68,685	157,506	74,905	14.4%
9.2	1.104	0.924	62.4	18	161,491	76,800	178,050	84,675	16.1%
9.3	1.116	0.917	69.7	16	178,443	84,862	198,880	94,581	17.8%
9.4	1.128	0.907	76.9	14	194,782	92,632	219,424	104,351	19.5%
9.5	1.140	0.898	84.2	18	211,028	100,358	240,254	114,257	21.1%
9.6	1.152	0.890	91.5	40	226,935	107,923	261,083	124,163	22.7%
9.7	1.164	0.881	98.7	60	242,268	115,215	281,627	133,933	24.2%

Figura. - 11. Densidades empleadas

4.1.5. Definir la configuración mecánica

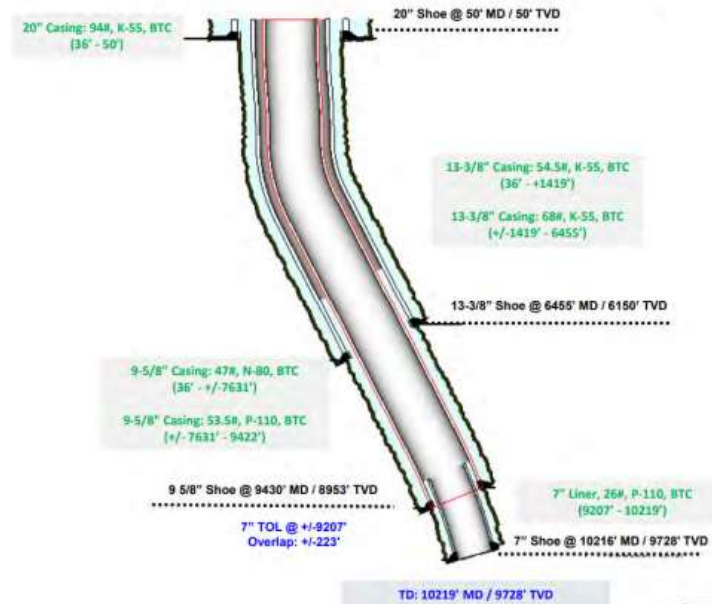


Figura. - 12. Diseño mecánico

Existieron factores críticos como los controles primarios de profundidad, así mismo evaluando la integridad del cemento detrás del liner de 7in a través de la formación Hollín posterior a operaciones de squeeze, a su vez garantizando el aislamiento de la zona inferior de Hollín mediante asentamiento de tapón CIBP. También el de comunicar efectivamente el pozo con el reservorio para poner en producción las areniscas Hollín Superior.

Los servicios realizados en los pozos con liner de 7 in desarrolladas en diez corridas en dos intervenciones: primera intervención, los registros de evaluación de cemento CAST/ CBL/MSG/GR/CCL con control primario de profundidades en liner 7in desde 10216 ft hasta 9207ft (1009 ft). Asentamiento de tapón EZ-DRILL en liner 7in 10034ft para operaciones de squeeze. Realizar disparos convencionales para squeeze 10015'-10019' (4'@5 DPP). Para la segunda intervención, los registros de evaluación de cemento CAST/ CBL/MSG/GR/CCL con control primario de profundidades en liner 7in desde 10116 ft hasta 9880ft (236 ft). Asentamiento de tapón EZ-DRILL en liner 7in 10010ft para operaciones de squeeze. Realizar disparos convencionales para squeeze 9930'-9943' (13'@10 DPP), 9972'-9977'(5'@10 DPP), 9979'-9984'(5'@10 DPP). El tipo de cable instalado y utilizado para los registros es un 7H47-EHS (diámetro 0.474". 24500 lbs de punto de ruptura en superficie). Los registros fueron planificados en cuatro

corridas de acuerdo con los requerimientos necesarios y confirmaciones con las respectivas simulaciones.

4.1.6. Calcular la cantidad de fluidos necesarios para la operación

En las dos figuras con los resultados se mostrará los topes de las lechadas. El 50% de exceso sobre el tamaño de la broca / 40% de exceso sobre el capiler LWD. El 0% de exceso sobre el tamaño de la boca / 0% de exceso sobre el capiler LWD. El cálculo de la eficiencia del desplazamiento de las lechadas se realizó con pozos de 12 ¼" / caliper (LWD) más las consideraciones de excesos de cada lechada y los volúmenes reales bombeados de acuerdo con el programa aprobado.

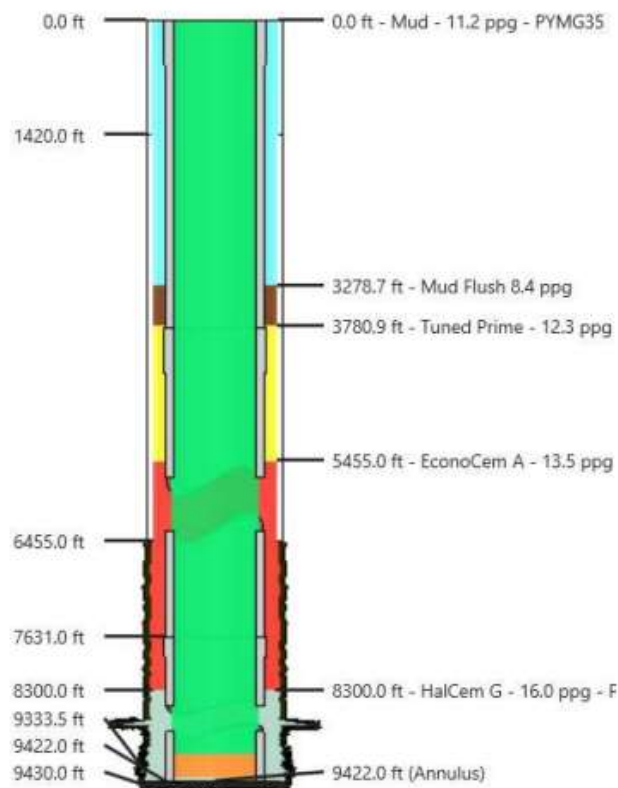


Figura. - 13. Cantidad de fluidos de pozo 1

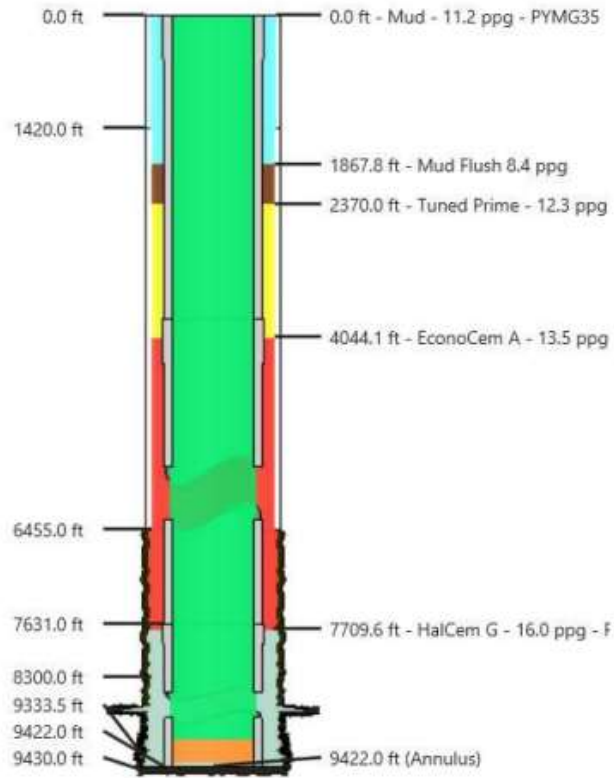


Figura. - 14. Cantidad de fluidos de pozo 2

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Se tuvo una evidente mejora de la adherencia casing cemento en los intervalos 9948ft-10120ft, posterior al squeeze lo cual garantiza un buen sello hidráulico. El cast muestra un valor de impedancia promedio de 5 mrayls. El microsismograma indica arribos de formación confirmando excelente adherencia tubería-cemento-formación.
- El bombeo de los fluidos se llevó a cabo de acuerdo con los dos aprobados. Durante la fase de desplazamiento no se tuvo problemas de empaquetamiento, pero se presentó una caída de presión progresiva y al mismo tiempo reducción en los entornos en zarandas. Se tomó la decisión de dar continuidad a la operación realizando el cambio de bomba. Como resultado de análisis de las presiones, se obtiene un mejor ajuste de la tendencia real con un exceso menor al 0% sobre el diámetro de la broca/caliper (LWD) en relación con el exceso previsto originalmente en el programa aprobado.
- Se debe enfatizar la concientización especial durante la operación de finalización cuando se trabaja con salmuera. Los volúmenes iniciales de circulación para el diseño de desplazamiento son calculados usando la data aportada en el diseño inicial de los pozos. Estos volúmenes podrán requerir ajustes y el diseño de completamiento.

5.2. RECOMENDACIONES

- Un plan o programa de pozo debe ser considerado únicamente como una recomendación. Determinadas circunstancias pueden variar durante el desarrollo del trabajo y puede requerir una desviación del plan. Cambios y contingencias deberían ser discutidos.
- La eficiencia y efectividad de los desplazamientos en huecos revestidos dependerá de los diferentes factores, incluyendo la profundidad del pozo y su geometría (de manera subsecuente, el área de metal a ser limpiada, tipo de flujo y velocidades). El volumen y el tipo de píldoras bombeadas, y las características del equipo determinarán ciertas características de diseño, como máximas tasas de bombeo, volumen de píldoras, entre otros.
- Es importante que el equipo de perforación controle continuamente el estado de su equipo, ya que esto asegurará que las operaciones progresen con normalidad y sin problemas. Todo equipo debe estar operativo. Se debe utilizar un zapato rimador modelo RPT, con OD máximo de 10.75”.
- Es de suma importancia llevar un monitoreo continuo de la presión durante todo el desplazamiento para identificar problemas de empaquetamiento o pérdidas parciales que pueden presentarse. El factor que nos ayuda a evitar este problema es el control del caudal.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acosta Jesmar. (2016, julio 7). *Emulsiones*. Slideshare.
- Caiza, K., & Onofa, D. (2022). Evaluación del uso de nitrato de calcio como un fluido de completación. Tesis [Título: Ingeniería en Petróleos]. Quito: Universidad Central Del Ecuador.
- Cruz, J. (2022). *Análisis de reservas recuperadas en la arenisca Napo "U" de los campos Coca- Payamino, Bloque-07 con el sistema de recuperación secundaria por medio de inyección de agua* [UPSE].
<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/7074/1/UPSE-MPE-2022-0006.pdf>
- Cueva, J. (2014, marzo 8). *Clasificación de los pozos petroleros según su trayectoria*. Scribd.
- Deyanis Chacin. (2015). Fluidos de completación. *Prezi*.
- Diccionario. (2022, diciembre 12). *Pozo vertical*. Invatati Afaceri.
- Dick. (2018). *Perforación horizontal - Clasificación*. Ingeniería petrolera.
<https://ingenieraenpetroleo.blogspot.com/2018/08/perforacion-horizontal-clasificacion.html>
- Editorial Ethece. (2022). *Técnicas de Investigación*. Concepto.
<https://concepto.de/tecnicas-de-investigacion/#:~:text=Las%20t%C3%A9cnicas%20de%20investigaci%C3%B3n%20son,una%20metodolog%C3%ADa%20de%20investigaci%C3%B3n%20determinada.>
- Eslava Morán, C. (2018). *Análisis de inestabilidad de pozo en Paleoceno Superior-Cretácico Superior del bloque MALOOB-B, Sonda de Campeche, México*.
<https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/27017/1/Analisis%20de%20inestab>

ilidad%20de%20pozo%20en%20Paleoceno%20Superior-
Cret%20C3%A1cico%20Superior%20del%20bloque%20Maloob-
B%20sonda%20de%20Campeche%20C%20M%20C3%A9xico..pdf

Espinoza López Ana. (2018). *ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DE CONTROL EN OPERACIONES DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO PARA MINIMIZAR EL DAÑO DE FORMACIÓN EN RESERVORIOS DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI*.

Freepik. (s. f.). *Vectores de perforación pozos agua*. Freepik. Recuperado 16 de noviembre de 2023, de <https://www.freepik.es/vectores/perforacion-pozos-agua>

García, K., & Preciado, G. (2020). *Estudio de nuevas técnicas a nivel de subsuelo desarrolladas para el control y el tratamiento de sólidos de formación*. Escuela Superior Politécnica del Litoral.

González, B., & Carrera, J. (2019). Caracterización y determinación del fluido de control para minimizar daños en la formación según su concentración en trabajos de reacondicionamiento para el campo guanta. Tesis [Título: Ingeniería en Petróleos]. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.

González Freya, E. F. (2021). *Evaluación y diagnóstico del daño a la formación en pozos horizontales de la franja petrolera norte de Cuba*.

Guayasamin, L. (2018). Evaluar la eficiencia del uso de propelente en el cañoneo y fluido abrasivo como técnicas aplicadas en los pozos del Bloque 7. Tesis [Título: Ingeniería en Petróleos]. Quito: Universidad Central Del Ecuador.

Guerra, M. (2018). Modelamiento teórico de sistema auxiliar de levantamiento hidráulico tipo jet, para producir un yacimiento mediante fluido motriz proveniente de un yacimiento inferior de mayor presión, en el mismo pozo. Tesis [Título: Ingeniería en Petróleos]. Quito: Universidad Central Del Ecuador.

Herrera Herbert, J. (2020). *Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas*. (2.^a ed., Vol. 2). https://oa.upm.es/62718/1/INGENIERIA_POZOS_PETROLEO_Y_GAS_Vol-2_LM1B5T2R0-20200323.pdf

- Méndez Castro, A. (2013). *Aspectos de producción*. OilProduction. <http://www.oilproduction.net/files/Aspectos-de-Produccion.pdf>
- OilProduction. (2019). *Diseño de la Perforación de Pozos*. OilProduction. <http://oilproduction.net/files/Diseno%20de%20perforacion.pdf>
- Palacios, A. (2017). *Estudio del desempeño y análisis económico de los ICD'S implementados en el Campo Coca-Payamino* [Universidad Central del Ecuador]. <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/14086/1/T-UCE-0012-077-2017.pdf>
- Petroblogger. (s. f.). *Daño de formación*. Ingeniería de petróleo. Recuperado 16 de noviembre de 2023, de <http://www.ingenieriadepetroleo.com/dano-de-formacion/>
- Quintero Mónica. (s. f.). *Fluidos De Completación*. Monografías Plus +.
- Romo, J. (2018). *Definición de un método de recuperación avanzada de petróleo para las arenas U y T del Campo Coca - Payamino* [Universidad Central del Ecuador]. <https://docplayer.es/155041333-Universidad-central-del-ecuador.html>
- Socorro Gabriel. (2012, enero 14). *Definición, Composición y Funciones de los fluidos de perforación*. Slideshare.
- Taquez, B. (2019). *Diseño de un fluido sintético aireado aplicable para perforación y completación de pozos en arenas depletadas en la Cuenca Oriente Ecuatoriana*. Tesis [Título: Ingeniería en Petróleos]. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Universidad de la República (Uruguay). (2020). *Etapas de la investigación bibliográfica*. Facultad de Enfermería. <https://www.fenf.edu.uy/wp-content/uploads/2020/12/14dediciembrede2020Etapasde-la-investigacionbibliografica-1.pdf>
<https://www.fenf.edu.uy/wp-content/uploads/2020/12/14dediciembrede2020Etapasde-la-investigacionbibliografica-1.pdf>
- Universidad Nacional Politécnica. (2013). *Fluidos de completación y diseño de revestidores*. *Escuela Politécnica de Petróleo, 7mo semestre*.
- Urdaneta, J. (2018, junio 11). *Perforación de pozos horizontales*. LinkedIn.

Vargas, X., Montedeoca, C., & Larco, A. (2019). Optimización del Fluido de Completación para Reacondicionamientos de Pozos en el Bloque 18- Palo Azul. Tesis [Título. Ingeniería en Petróleo]. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Vergara, E. (2018). *Importancia de prueba de emulsión en pozos petroleros*. Dynadrill. <https://www.dynadrill.com.ec/pruebas-de-emulsion-pozos-petroleros/>

ANEXOS

TVD, ft	MD, ft	Temperature, °F	Interval Den., ppg	Effective Den., ppg	Hydrostatic, psi
0,0	0,0	90,0	8,376	8,376	0,00
300,0	300,0	93,8	8,375	8,375	130,65
600,0	600,0	97,5	8,375	8,375	261,30
900,0	900,4	101,3	8,374	8,374	391,90
1200,0	1201,7	105,0	8,369	8,373	522,48
1500,0	1502,0	108,8	8,363	8,371	652,94
1800,0	1802,0	112,5	8,356	8,368	783,24
2100,0	2102,0	116,3	8,350	8,366	913,57
2400,0	2402,1	120,0	8,344	8,363	1043,70
2700,0	2704,3	123,8	8,338	8,360	1173,74
3000,0	3010,4	127,5	8,332	8,357	1303,69
3300,0	3326,4	131,3	8,326	8,354	1433,55
3600,0	3656,5	135,0	8,320	8,351	1563,31
3900,0	3993,9	138,8	8,313	8,348	1692,97
4200,0	4330,1	142,5	8,307	8,345	1822,55
4500,0	4667,4	146,3	8,301	8,342	1952,03
4800,0	5005,0	150,0	8,295	8,339	2081,41
5100,0	5341,3	153,8	8,289	8,336	2210,71
5400,0	5680,5	157,5	8,283	8,333	2339,91
5700,0	6020,3	161,3	8,276	8,330	2469,01
6000,0	6360,7	165,0	8,270	8,327	2598,02
6300,0	6697,3	168,8	8,264	8,324	2726,94
6600,0	7035,5	172,5	8,258	8,321	2855,77
6900,0	7369,6	176,3	8,251	8,318	2984,50
7200,0	7702,0	180,0	8,245	8,315	3113,14
7500,0	8038,3	183,8	8,239	8,312	3241,68
7800,0	8374,2	187,5	8,232	8,309	3370,13
8100,0	8711,7	191,3	8,226	8,306	3498,49
8400,0	9048,6	195,0	8,220	8,303	3626,75
8700,0	9378,2	198,8	8,214	8,300	3754,92
9000,0	9877,1	202,5	8,207	8,297	3883,00

Figura. - 15. Perfil de densidad de salmuera respecto a la temperatura

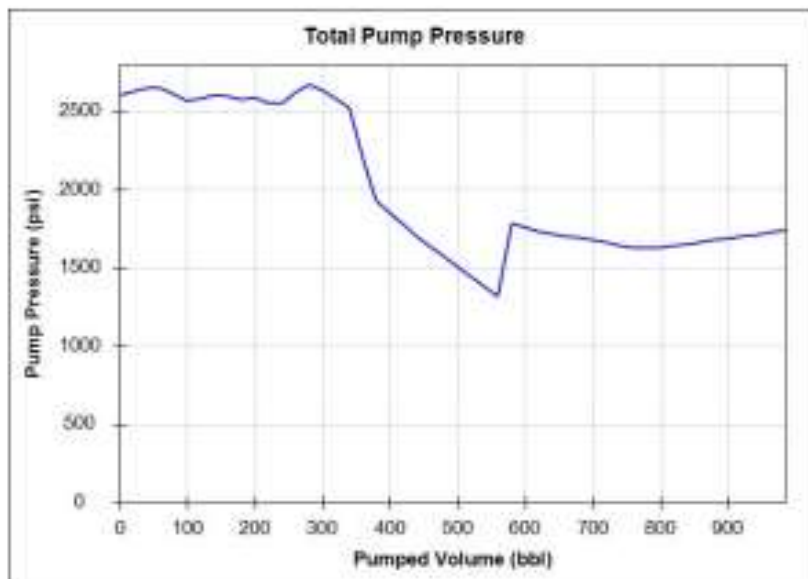


Figura. - 16. Tasas de bombeo de fluido - presión de bomba

Description	Overbody Description	O.D.	Diagram	Sensors @ Delays	Length	Accumulated Length
Dable Head-10671711 30.00 lbs	Weak Point 9000 lbs-00000111 0.01 lbs	Ø 3.370 in Ø 3.625 in Ø 5.010 in		Fishing Neck @ 62.36 ft	2.10 ft	50.24 ft
CCL-D-10284343 60.06 lbs		Ø 3.625 in		CCL @ 50.43 ft	2.08 ft	61.14 ft
	Centralizer 25-40000000 5.00 lbs	Ø 4.500 in		Z-Accelerometer @ 48.89 ft		49.14 ft
DTET-11612301 168.00 lbs		Ø 3.625 in			8.82 ft	
	Centralizer 25-40000000 5.00 lbs	Ø 4.500 in		GammaRay @ 40.86 ft		40.82 ft
BSA7-11010040 300.00 lbs		Ø 3.625 in			16.77 ft	
	Centralizer 25-20000000 5.00 lbs	Ø 4.500 in		Receiver Array @ 22.11 ft Sonic Receivers @ 22.11 ft		24.80 ft
Flex Joint - Pressure Comp-11264956 140.00 lbs		Ø 3.625 in			5.97 ft	
Spacer-00000018 100.00 lbs		Ø 3.625 in			0.92 ft	18.88 ft
	Centralizer 25-70000000 5.00 lbs	Ø 4.500 in				17.96 ft
CAST-1 Instrument-10741180 190.00 lbs		Ø 3.625 in			10.20 ft	
						7.76 ft
CAST-4 Navigoban-11666294 35.00 lbs		Ø 3.625 in			3.00 ft	
	Centralizer 25-80000000 5.00 lbs	Ø 4.500 in		CASTNAV @ 6.12 ft		4.76 ft
CAST-4 Scanner-11420436 75.00 lbs	Centralizer 25-20000000 5.00 lbs	Ø 3.625 in Ø 4.500 in			4.43 ft	
CASTScannerHead-13628in-11111111 10.00 lbs		Ø 3.625 in		CASTSCANNER @ 0.16 ft		0.33 ft
					0.33 ft	
					0.00 ft	

Figura. - 17. Evaluación de cemento CAST-CBL-VDL-GR-CCL

Sensor	Offset (ft)	Schematic	Description	Length (ft)	O.D. (in)	Weight (lb)
			STD-Standard (0000) 1.4375in Cattle Head	1.50	1.44	10.00
CCL	3.29		GPLT_101244394-3-3/8_350F_20K (12166441) GAMMA PERFORATOR TOOL	6.15	3.38	113.00
LLMTEN GR	0.00 0.00		SLIP-ONC (001) Slip On 3.625 Dits Centralizer	3.00	3.63	5.00
			GPLT_SUBS-GPLT_QC GPLT Quick Change	0.97	2.78	6.00
			HSC-3 375in Firing Head Firing Head Assembly	0.75	3.38	3.00
			SETTING_TOOL-#20 #20 E-4 Wireline Setting Tool	4.85	3.84	160.00
			SETTING_ADAPTER-100072779 100072779 Wireline Adapter Kit Baker 20 - 6 5/8" EZ_SVB	1.19	4.25	6.00
			PLUGS-7_EZSVB 100004370 EZ Drif SVB Squeeze Packer	2.63	5.50	85.00
		Dataset: pymg035_sr2_cg.db: field/well/run1/pass6				
		Total length: 18.04 ft				
		Total weight: 390.00 lb				
		O.D.: 5.50 in				

Figura. - 18. Asentamiento de tapón


Sensor	Offset (ft)	Schematic	Description	Length (ft)	O.D. (in)	Weight (lb)
			STD-Standard (0000) 1.4375in Cable Head	1.50	1.44	10.00
CCL	3.29					
			GPLT_(101244394)3-3/8" 350F_20K (12166441) GAMMA PERFORATOR TOOL	6.15	3.38	113.00
LLMTEN GR	0.00 0.00					
			GPLT_SUB9-Shock Sub GPLT Shock Absorber Sub	1.94	3.10	40.00
			GPLT_SUB9-GPLT_QC GPLT Quick Change	0.97	2.78	6.00
			HSC-3.375in Firing Head Firing Head Assembly	0.75	3.38	3.00
Top of Interval	9.12					
		HSC 4.5/8 in (@ 5 SPF (1)) Potency : Pos	8.00	4.63	150.00	
4.00 ft 5.00 Shots/ft						
Bottom of Interval	13.12					
		HSC-4.625in BulPlug 4.625" HSC Bul Plug	0.29	4.63	3.00	
		Dataset: pymg035_sr2_cg.db; field/well/CG-1/pass5				
		Total length: 19.60 ft				
		Total weight: 325.00 lb				
		O.D.: 4.63 in				

Figura. - 19. Disparos de squeeze

o Pasada de Correlación

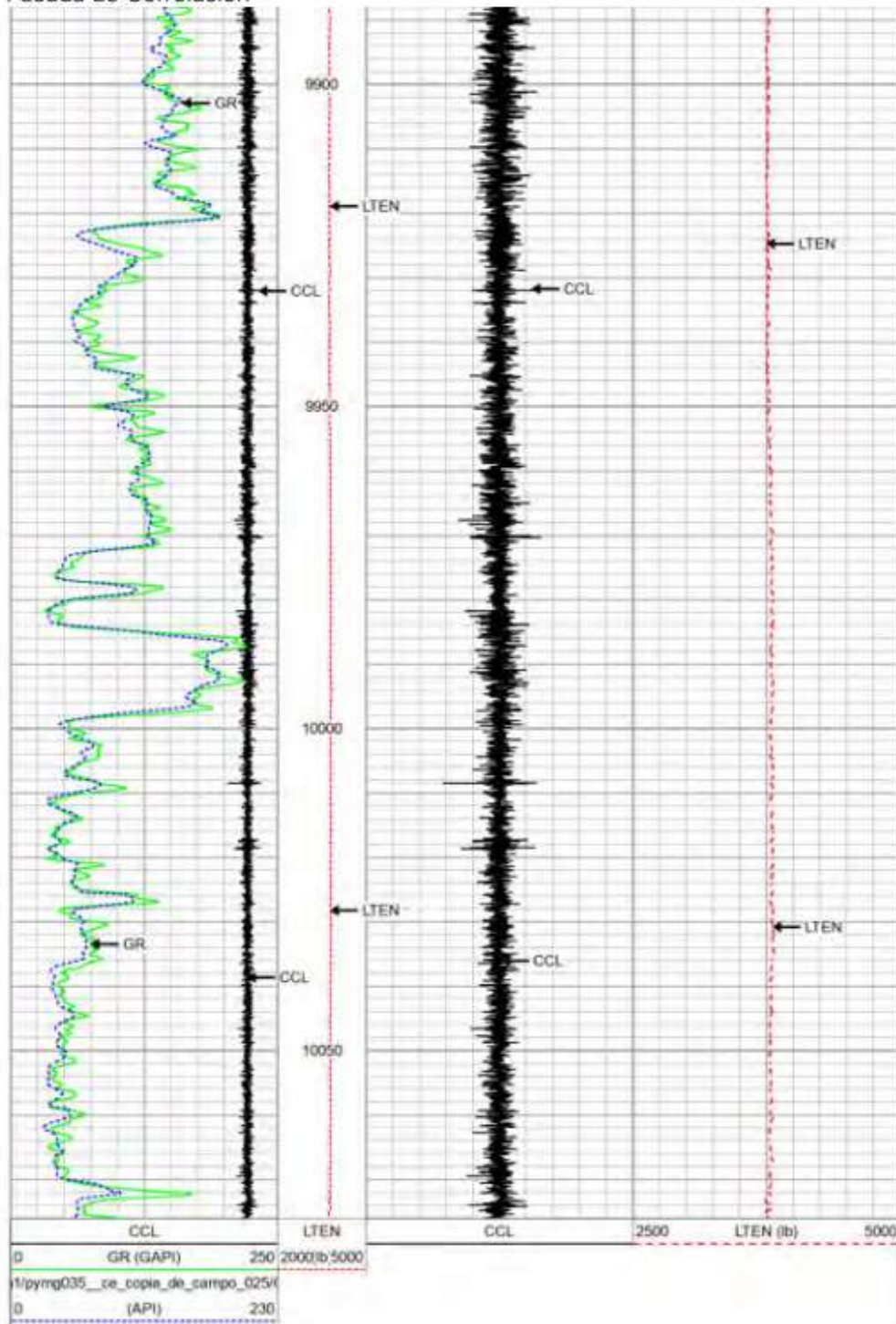


Figura. - 20. Corrida para asentar EZ-DRILL packer 7" para squeeze

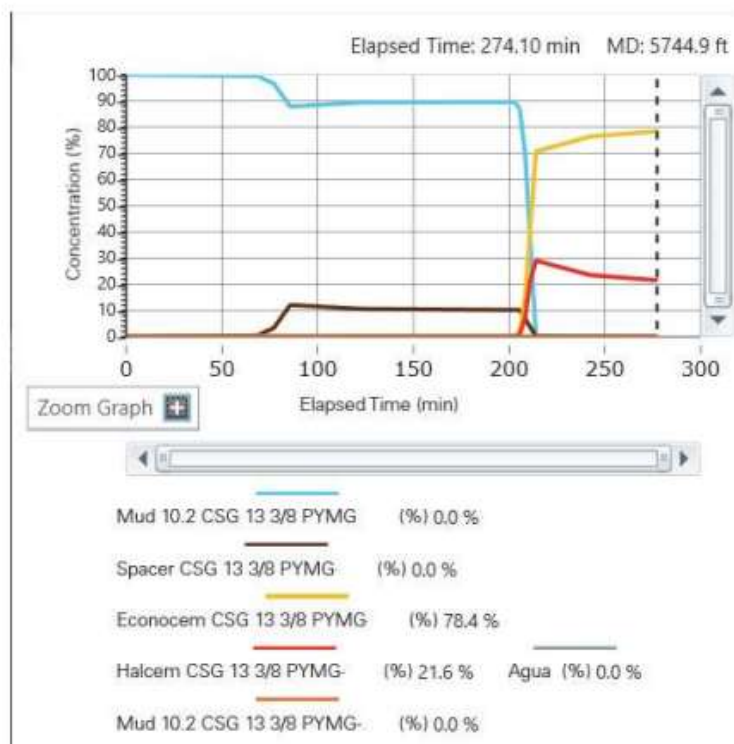
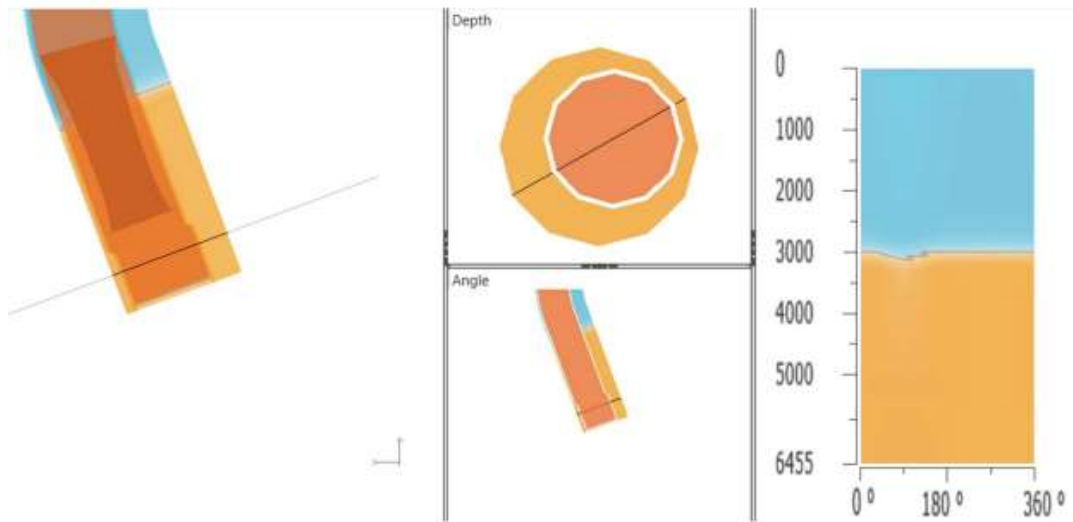


Figura. - 21. Eficiencia de desplazamiento al tope de lechada

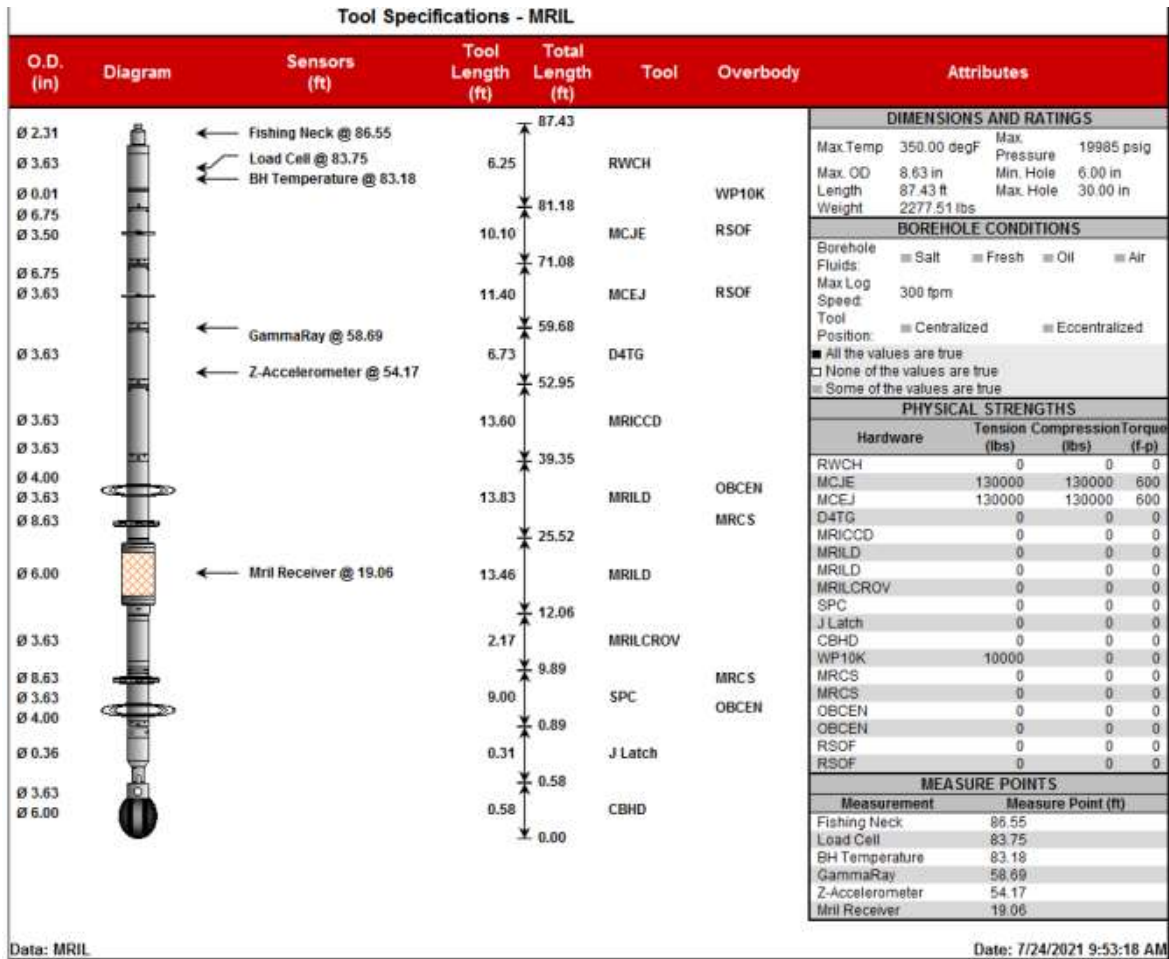


Figura. - 22. Registro resonancia magnética

FECHA	INICIO	FINAL	TIEMPO	T. TOTAL	T. PERDIDO	CORRIDA	SECUENCIA DE LA OPERACION / DETALLES
27 oct. 22	18:00	18:30	0.5	0.5			Reunión de Seguridad. Realizando Rig up. Instalando equipos.
27 oct. 22	18:30	23:59	5.5	6.00		1	Instalando Wireline BOP (1-3000psi). Armando Herramientas: GR-CCL-BSAT-CAST para servicio Evaluación de cemento- Gamma Ray-CCL. Bajando herramientas hasta 10120 ft.
28 oct. 22	0:00	3:00	3.0	9.00			Registrando sección repetida desde 10120 ft a 9920 ft con 500 psi. Registrando sección repetida desde 9600 ft a 9450 ft con 500 psi. Registrando sección principal desde 10120 ft a 9202 ft con 0 psi. Sacando herramientas a superficie. Enviando la información a Quito. Desarmado de herramientas.
28 oct. 22	3:00	14:00	11.0				Halliburton Wireline permanece en locación en espera de las siguientes corridas.
28 oct. 22	14:00	19:00	5.0	14.00		3	Reunión de Seguridad. Instalando Wireline BOP (1-3000psi). Armando Herramientas: Gamma Ray Perforator (GR-CCL) Tapón EZ DRILL SV EMPACADOR. Detonador RED Top Fire y carga de combustión lenta. Kit de adaptación para tapón provisto por Halliburton. Bajando herramientas. Realizando pasada de correlación 10034ft - 9634ft. (200 ft) Por solicitud del cliente, se saca herramienta a superficie y se desarma sin asentar el CIBP.
28 oct. 22	19:00	23:59	5.0	19.00			Instalando Wireline BOP (1-3000psi). Armando Herramientas: GR-CCL-BSAT-CAST para servicio Evaluación de cemento- Gamma Ray-CCL. Bajando herramientas hasta 10120 ft.
29 oct. 22	0:00	2:00	2.0	21.00			Registrando sección repetida desde 10120 ft a 9920 ft con 500 psi. Registrando sección repetida desde 9600 ft a 9450 ft con 500 psi. Registrando sección principal desde 10120 ft a 9202 ft con 0 psi. Sacando herramientas a superficie. Enviando la información a Quito. Desarmado de herramientas.
29 oct. 22	2:00	6:00	4.0	25.00		5	Reunión de Seguridad. Instalando Wireline BOP (1-3000psi). Armando Herramientas: Gamma Ray Perforator (GR-CCL) Tapón EZ DRILL SV EMPACADOR. Detonador RED Top Fire y carga de combustión lenta. Kit de adaptación para tapón provisto por Halliburton. Bajando herramientas. Realizando pasada de correlación 10034ft - 9634ft. (200 ft) EZ DRILL asentado a 10034ft. Sacando herramienta a superficie y desarmando.
29 oct. 22	6:00	10:00	4.0	29.00			Instalando Wireline BOP (1-3000psi). Armando Herramientas: Gamma Ray Perforator (GR-CCL) Detonador Red Top Fire Sistema de disparos MaxiForce 4 5/8", SSPF. (total cargado: 4 ft) Bajando herramientas. Realizando pasada de correlación 10019 ft - 9619 ft. Realizando disparos. Intervalo disparado: 10015 ft - 10019 ft (4 ft de disparo). Sacando herramienta a superficie y desarmando. Cañones detonados 100%

Figura. - 23. Detalle de tiempos no operacionales