



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

TEMA:

**“ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO DE
PERFORACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO TAMBOCOCHA”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

GUAYES SANDOYA INGRID ALEXANDRA

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, Mg.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2023

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**“ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO DE
PERFORACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO TAMBOCOCHA”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

GUAYES SANDOYA INGRID ALEXANDRA

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, Mg.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2023

UPSE

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. Marllelis Gutiérrez, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA

Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.
DOCENTE TUTOR

Ing. Carlos Malavé Carrera, Mg
DOCENTE ESPECIALISTA

Ing. Sadi Iturralde, MSc
DOCENTE GUIA DE LA UIC

Ing. David Vega González
SECRETARIO

A Dios por permitirme llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, mantener a mi familia siempre unida y con salud.

A mis padres Carlos Guayes y Hortencia Sandoya, por poner en mí su fé, confianza, paciencia, quienes se esforzaron todos los días para darme la mejor educación, siempre me han motivado a esforzarme, quienes con su ejemplo me han enseñado a nunca rendirme, brindándome todo su apoyo incondicional para lograr ser una profesional.

A mis hijos Javier Jumbo y Alaía Pita (+) por ser mi fuente de motivación e inspiración para poder superarme cada día más y poder concluir con éxito este proyecto de tesis.

A mis hermanos Ronnie, Franklin y Bryan, por darme sus consejos positivos, por confiar en mí, que más que hermanos son mis verdaderos amigos.

A Efrén, la Sra. Laura y Sr. Walter a quienes considero como mi segunda familia, por haberme abierto las puertas de su hogar durante 6 años.

A mis amigos Wellington, Melissa y Adriana por formar parte importante de mi vida universitaria,

Un beso al cielo a mis ángeles Alaía y Thanos los amo.

Ingrid Alexandra Guayes Sandoya

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO DE PERFORACION DE LOS POZOS DEL CAMPO TAMBOCOCHA” elaborado por la estudiante **INGRID ALEXANDRA GUAYES SANDOYA**, egresada 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 8% de la valoración permitida.

CERTIFICADO DE ANÁLISIS
ingintec

TESIS INGRID GUAYES SANDOYA

8% Similitudes

0% Teste entre semillas
0% < 1% similitudes entre comillas
0% Idioma no reconocido

Nombre del documento: TESIS INGRID GUAYES SANDOYA.docx	Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO	Número de palabras: 7123
ID del documento: 22434e3949277338965329431133a6d18ef76bd	Fecha de depósito: 4/8/2023	Número de caracteres: 46.352
Tamaño del documento original: 711,08 KB	Tipo de carga: interface	Fecha de fin de análisis: 4/8/2023

FIRMA DEL TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.

C.I.: 0913412367

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Ingrid Alexandra Guayes Sandoya, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO TAMBOCOCHA”, 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 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, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



INGRID ALEXANDRA GUAYES SANDOYA

AUTOR DE TESIS

0705423457

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO DE PERFORACION DE LOS POZOS DEL CAMPO TAMBOCOCHA** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la señorita: Ingrid Alexandra Guayes Sandoya, egresada de la carrera de 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, la apruebo en todas sus partes.



ING. CARLOS PORTILLA LAZO, MSc.

TUTOR

La libertad, 24 de julio de 2023

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, **Del Pezo Reyes Elsa Esmeralda** con cédula de ciudadanía **0910001007**, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del trabajo de integración curricular “**Análisis del comportamiento del fluido de perforación de los pozos del capo Tambococha.**”, elaborado por **Ingrid Alexandra Guayes Sandoya**, 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 otorga para fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad a los veinticuatro días del mes de julio de dos mil veintitrés.

Atentamente



Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes

“MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL”

Número de cédula: 0910001007

Número de celular: 0963137128

Número de registro de SENESCYT: 7241181623

AGRADECIMIENTOS

A Dios quién me ha guiado cada paso de mi vida y me ha dado la fortaleza para seguir adelante.

A mis padres por ser el pilar fundamental en mi vida, porque nunca dejaron de alentarme, dándome ese impulso para seguir adelante y así conseguir mis objetivos, a mi hijo, a mis hermanos y amigos por el apoyo moral que me brindaron durante todo el proceso académico.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, la cual me dio la oportunidad de formarme profesionalmente.

También quiero agradecer a la carrera de Ingeniería en Petróleos y a todos nuestros queridos docentes formadores de la carrera, quienes impartieron su enseñanza y contribuyeron al desarrollo de mi vida académica.

En mención especial a mi tutor el Ingeniero Carlos Portilla Lazo por el apoyo brindado, también al Ing. Carlos Malavé Carrera por ser uno de los guías en este proceso y al Ing. Romel Erazo Bone por brindarme los conocimientos necesarios en este tema.

Ingrid Alexandra Guayes Sandoya

CONTENIDO

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	viii
AGRADECIMIENTOS	ix
CONTENIDO	x
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABLAS	xiii
RESUMEN.....	xiv
ABSTRACT	xv
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.2. JUSTIFICACIÓN	1
1.3. ANTECEDENTES	2
1.4. HIPÓTESIS DEL TRABAJO	3
1.5. OBJETIVOS	3
1.5.1. Objetivo General.	3
1.5.2. Objetivos Específicos.....	4
1.6. ALCANCE	4
1.7. VARIABLES.....	4
1.7.1. Variable Dependiente.....	4
1.7.2. Variable Independiente.....	4
1.8. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO TAMBOCOCHA.....	4
1.8.1. Ubicación del campo.....	4
1.8.2. Geología del campo.....	5
1.9 HISTORIA DEL CAMPO TAMBOCOCHA	7
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	10
2.1. GENERALIDADES DE POZOS PETROLEROS.....	10
2.1.1. Pozo Petrolero.....	10
2.1.2. Tipos de pozos según su trayectoria.....	10
2.2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	13

2.2.1.	Fluido de perforación base agua.....	13
2.2.2.	Funciones del fluido base agua.	13
2.2.3.	Propiedades del fluido base agua.	14
2.2.4.	Clasificación de los fluidos de perforación base agua.	14
2.2.5.	Fluido de perforación base aceite.	15
2.2.6.	Funciones del fluido base aceite.....	15
2.2.7.	Propiedades del fluido base aceite.	16
2.2.8.	Clasificación del fluido base aceite.	16
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		17
3.1.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	17
3.1.1	Tipo de investigación.....	17
3.1.2	Recopilación de la información.	17
3.2.	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	18
3.3.	DESEMPEÑO.....	20
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....		23
4.1.	CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS DEL CAMPO TAMBOCOCHA	23
4.2.	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS EMPLEADOS EN LOS POZOS	23
4.3.	DISEÑO DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN POR SECCIONES	25
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		30
5.1.	CONCLUSIONES	30
5.2.	RECOMENDACIONES	31
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		32
ANEXOS.....		35

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de ubicación del Campo Tambococha	5
Figura 2. Mapa estructural campo Tambococha	6
Figura 3. Columna Estratigráfica del Campo Tambococha (Baby, Rivadenerira, y Barragán 2004).	7
Figura 4. Pozo vertical (Vázquez y López 2010)	11
Figura 5. Ilustración de un pozo horizontal (Callón Álvarez 2020)	12
Figura 6. Datos de los pozos	18
Figura 7. Datos de la concentración de los elementos	19
Figura 8. Datos de la concentración de los elementos	19
Figura 9. Datos de la concentración de los elementos	19
Figura 10. Fluidos empleados en la perforación de Tambococha	20
Figura 11. Velocidad del viaje – OH en la perforación de Tambococha	20
Figura 12. Velocidad del viaje – CH en la perforación de Tambococha.	21
Figura 13. Curva de densidad vs profundidad.	22
Figura 14. Propiedades de los fluidos en la sección 16''	24
Figura 15. Propiedades de los fluidos en la sección 12 1/4''	24
Figura 16. Propiedades de lo fluidos en la sección 12 1/2''	25
Figura 17. Propiedades de los fluidos en la sección 16''	26
Figura 18. Volúmenes de los fluidos en la sección 16''	26
Figura 19. Concentración de materiales en la sección 16''	27
Figura 20. Propiedades de la sección 12 1/4''	28
Figura 21. Volúmenes de la sección 12 1/4''	28
Figura 22. Concentración de materiales sección 12 1/4''	28
Figura 23. Propiedades de la sección 8 1/2''	29
Figura 24. Volúmenes de la sección 8 1/2''	29
Figura 25. Concentración de productos en la sección 8 1/2''	29
Figura 26. Análisis de viajes sección 16''	36
Figura 27. Análisis sección 12 1/4''	36
Figura 28. Píldoras de limpieza sección 16''	37
Figura 29. Píldoras de limpieza sección 12 1/4''	37
Figura 30. Píldoras de limpieza sección 8 1/2''	37
Figura 31. Recomendaciones de limpieza sección 16''	38
Figura 32. Recomendaciones de limpieza sección 12 1/4''	39

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Total de pozos con sus viajes durante la Perforación.	21
Tabla 2. Descripción de los problemas en los pozos.....	21

“ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE UN FLUIDO DE PERFORACION PARA POZOS DEL CAMPO TAMBOCOCHA”

Autor(A): Guayes Sandoya Ingrid Alexandra

Tutor: Ing. Portilla Lazo Carlos, Mg.

RESUMEN

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo, analizar el comportamiento de un fluido de perforación en los diferentes pozos del campo Tambococha, teniendo en cuenta las propiedades y características del mismo, mediante un programa de fluidos de perforación. Los fluidos de perforación son de vital importancia dentro de la perforación de pozos, debido a que los mismos cumplen diversas funciones que ayudan a mejorar las operaciones de manera eficaz durante las perforaciones. De esto depende que el diseño del fluido sea el correcto. Para este trabajo se realizó una investigación de manera bibliográfica con datos técnicos reales sobre los fluidos de perforación utilizados en pozos petroleros ya perforados en los pozos del campo Tambococha, de tal manera que es necesario conocer los fundamentos básicos de los fluidos de perforación para así adquirir estos conocimientos y así poder aplicarlos en diferentes campos. A medida que los pozos sean más profundos, los fluidos de perforación tienen mayor importancia, ya que satisfacen distintas necesidades y resuelven una infinidad de problemas que varían según las secciones. Las recomendaciones que se dan para cada sección de los pozos son: bombeo de píldoras de limpieza para cada sección perforada.

PALABRAS CLAVE: (programa de fluidos de perforación, propiedades de los fluidos, perforación de pozos)

“ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE UN FLUIDO DE PERFORACION PARA POZOS DEL CAMPO TAMBOCOCHA”

Autor(A): Guayes Sandoya Ingrid Alexandra

Tutor: Ing. Portilla Lazo Carlos, Mg.

ABSTRACT

The objective of this titling work is to analyze the behavior of a drilling fluid in the different wells of the Tambococha field, taking into account its properties and characteristics, through a drilling fluid program. Drilling fluids are of vital importance in the drilling of wells, because they fulfill various functions that help improve operations effectively during drilling. The correct design of the fluid depends on this. For this work, a bibliographical investigation will be carried out on the drilling fluids used in oil wells already drilled in the wells of the Tambococha field, in such a way that it is necessary to know the basic fundamentals of drilling fluids in order to acquire this knowledge and thus be able to apply it in different fields. As wells get deeper, drilling fluids become more important, meeting different needs and solving a myriad of problems that vary from section to section. The recommendations that are given for each section of the wells are: pumping of cleaning pills for each section drilled.

KEY WORDS: (drilling fluid program, fluid properties, well drilling)

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Este trabajo se desarrolla debido a la necesidad que se tiene al evaluar los comportamientos atípicos de los fluidos de perforación de los pozos de campo Tambococha, ya que los últimos años la ingeniería busca mejorar la efectividad en la ejecución de la perforación, tratando de evitar contratiempos no esperados.

Por ende, la problemática de este trabajo consiste en analizar fluidos de perforación para las secciones del campo, teniendo en cuenta cada uno de los parámetros, propiedades de los fluidos, mediante un programa de fluidos, lo que ayudará a mejorar la eficiencia y la optimización de la perforación.

1.2. JUSTIFICACIÓN

Los fluidos de perforación son de vital importancia dentro de la perforación de pozos, debido a que los mismos cumplen diversas funciones que ayudan a mejorar las operaciones de manera eficaz durante las perforaciones. De esto depende que el diseño del fluido sea el correcto.

Para este trabajo se realizará una investigación de manera bibliográfica sobre los fluidos de perforación en pozos ya perforados del campo Tambococha, de tal manera que es necesario conocer los fundamentos básicos de los fluidos de perforación para así adquirir estos conocimientos y así poder aplicarlos en diferentes campos.

A medida que los pozos sean más profundos, los fluidos de perforación tienen mayor importancia, ya que satisfacen distintas necesidades y resuelven una infinidad de problemas que varían según las secciones.

1.3. ANTECEDENTES

Los fluidos de perforación cumplen muchas funciones: controlan las presiones de formación, remueven los recortes del pozo, sellan las formaciones permeables encontradas durante la perforación, enfrían y lubrican la barrena, transmiten la energía hidráulica a las herramientas de fondo de pozo y a la barrena y, quizás lo más importante, mantienen la estabilidad y el control del pozo (Son 2018)

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 (Kelly, 1983).

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, las características físicas tienen comportamientos diferentes, lo que genera opciones (Bleier 1990).

El fluido de perforación es un líquido o gas que circula a través de la sarta de perforación hasta a 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 del fluido circulante. El fluido de perforación es una parte clave del proceso de perforación, y el éxito de un programa de perforación depende de su diseño (Álvarez, 2014)

El lodo es una suspensión de arcilla en agua, con los aditivos necesarios para cumplir las siguientes funciones, extraer el detritus o ripio de la perforación, refrigerar la herramienta de corte, sostener las paredes de la perforación, estabilizar la columna o sarta de perforación y lubricar el rozamiento de ésta con el terreno (López, 2012).

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 el cual es el tiempo que se requiere para que la bomba mueva el fluido de perforación hacia abajo al pozo y de regreso a la superficie.

Cualquiera de una serie de fluidos líquidos y gaseosos y mezclas de fluidos y sólidos (en forma de suspensiones de sólidos, mezclas y emulsiones de líquidos, gases y sólidos) utilizados en operaciones de perforación de pozos de sondeo en la tierra. Es sinónimo de "lodo de perforación" en el uso general, aunque algunos prefieren reservar el término "fluido de perforación" a los "lodos" más sofisticados y bien definidos (Schlumberger s. f.).

Un fluido de perforación es aquel que tiene características y propiedades especiales, que ayudan a terminar con éxito una perforación en: pozos de agua, perforación dirigida, exploración minera o perforación de pilotes (Vázquez, 2016).

1.4. HIPÓTESIS DEL TRABAJO

Determinar la efectividad de los fluidos de perforación en el campo Tambococha, tomando en cuenta al programa de fluidos empleados en los pozos.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo General.

Analizar el comportamiento de un fluido de perforación en los diferentes pozos del campo Tambococha, teniendo en cuenta las propiedades y características del mismo, mediante un programa de fluidos de perforación.

1.5.2. Objetivos Específicos.

- Estudiar las características que tiene los pozos petroleros del campo Tambococha.
- Evaluar la eficacia de los fluidos de perforación empleados en los pozos.
- Diseñar el programa de fluidos de perforación.

1.6. ALCANCE

En este proyecto de estudio del campo Tambococha se llevará a cabo para el análisis de fluidos de perforación con el fin de obtener mejores resultados al momento de realizar las operaciones en el campo, así como también para obtener beneficios, reduciendo así problemas o algún otro percance presentado en los pozos.

1.7. VARIABLES

1.7.1. Variable Dependiente.

- a) Fluidos de perforación
- b) Características de los fluidos

1.7.2. Variable Independiente.

- a) Programa de fluidos de perforación

1.8. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO TAMBOCOCHA

1.8.1. Ubicación del campo

El campo Tambococha pertenece al área de operaciones de Petroecuador, se encuentra localizada en la región amazónica, provincia de Orellana, cantón Francisco de Orellana, de los bloques petroleros del Ecuador, se encuentra conformado por los campos Ishpingo y Tiputini. El campo forma parte del bloque 43 en el extremo esta la cuenca oriente frontera con Perú (López, 2017).



Figura 1. Mapa de ubicación del Campo Tambococha (Petroamazonas EP,2022)

1.8.2. Geología del campo.

El campo Tambococha pertenece al tren estructural Ishpingo, Tambococha y Tiputini por lo que se extiende hacia el Norte hasta Imuya, es un sistema transcurrente asociado a un sistema de fallas de orientación NNE-SSO (Gavilanes Landeta, 2021).

a) Estructura. Esta geológicamente conformado por cuatro estructuras anticlinales de dirección aproximada norte sur, controladas por una falla inversa en la misma dirección, este eje estructural es regional y se extiende desde el norte de la cuenca hasta el sur oriente de la misma (Panchana, 2021).

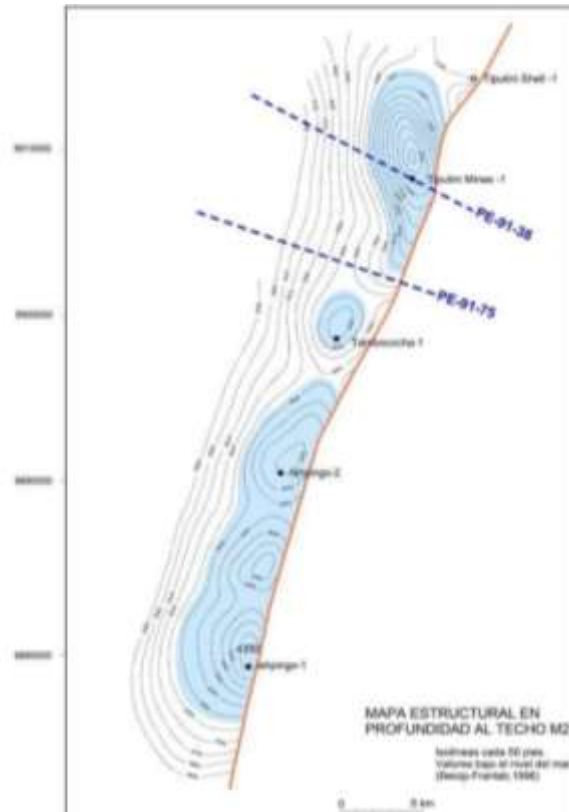


Figura 2. Mapa estructural campo Tambococho

B) Estratigrafía. Es importante recalcar que en el campo Tambococho, está conformada por arcillas limos y arenas, se encuentran cerca de los bordes de los grandes sistemas fluviales actuales del oriente (Magurran, 2015).

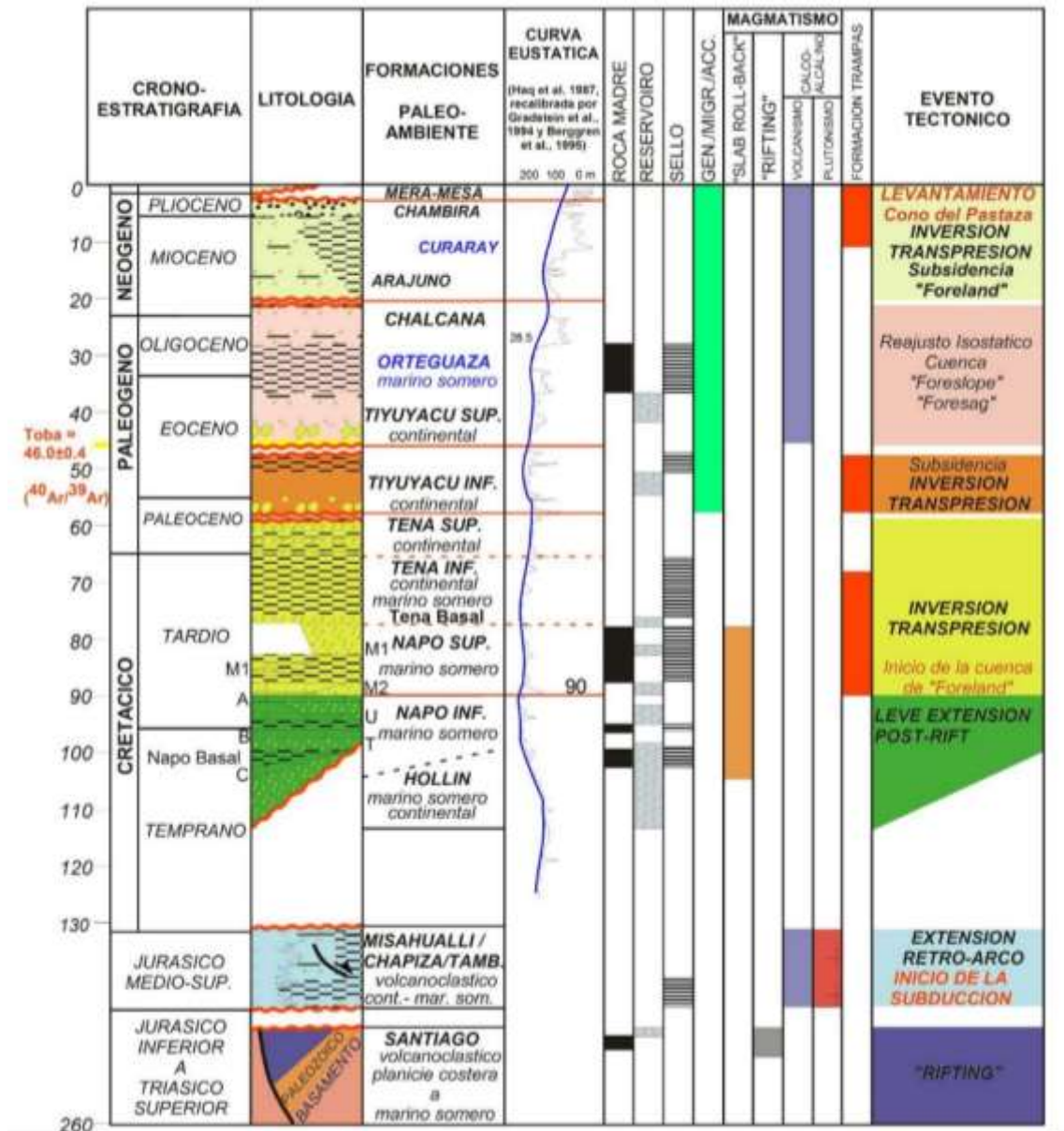


Figura 3. Columna Estratigráfica del Campo Tambococha (Baby, Rivadenerira, y Barragán 2004).

1.9 HISTORIA DEL CAMPO TAMBOCOCHA

El campo Tambococha se incorporó a la producción nacional del petróleo con 2.700 barriles provenientes del pozo Tambococha 3, que forma parte del Bloque 43, conformado por los campos: Ishpingo, Tambococha y Tiputini (ITT); en la provincia de Orellana.

El promedio de producción del bloque 43 ITT, a febrero de 2018, es de 43.400 barriles de petróleo por día, mientras que los planes de la empresa pública Petroamazonas EP,

hasta finales del 2018 es alcanzar una producción de 80.000 barriles diarios. De esta cifra, unos 35.000 barriles de petróleo serán de Tambococha. Hasta febrero del 2018 se han perforado 58 pozos en el campo Tiputini y dos en el campo Tambococha (La Hora 2018)

Ubicado en el corazón de la Amazonía, considerada como el pulmón verde de la Tierra, y con todas las precauciones ambientalistas, entró en operaciones el campo Tambococha que, junto con el Tiputini y el Ishpingo, conforman el bloque de crudos pesados conocido como ITT. El Ministerio de Hidrocarburos explicó que en el Tambococha y en todo su entorno se adoptaron todas las medidas de respeto al medio ambiente, como -por ejemplo- acceso ecológico con una vía que incorpora metodologías amigables con el entorno biodiverso de la zona.

Entre esas acciones figuran los puentes de dosel que permiten el tránsito sin obstáculos de la abundante fauna en esa remota región. A cargo de la explotación está Petroamazonas EP, que inició la perforación el 7 de enero y la había comenzado a desarrollar desde noviembre pasado. Tambococha está ubicado en el bloque 43-ITT de la provincia de Orellana y alcanzará una profundidad de 6.000 pies, con una inversión de \$ 3 millones.

La autoridad calcula que el campo contiene reservas por 287 millones de barriles de petróleo. En el plan de desarrollo del campo se incluye la construcción de cuatro plataformas donde se ubicarán 97 pozos petroleros con la técnica de perforación en racimo. Esto tiene la finalidad de disminuir el uso de espacio en la superficie, de acuerdo con la explicación de los expertos.

El año pasado, Petroamazonas EP logró una producción de 43.000 barriles por día de petróleo en el campo Tiputini, perteneciente al mismo bloque 43-ITT, que empezó su producción en el tercer trimestre de 2016. Esta producción, según el Ministerio de Hidrocarburos, compensa una parte del declive natural de los campos operados por la estatal petrolera. Petroamazonas produjo 429.645 barriles diarios entre enero y agosto de 2017 y las empresas privadas 118.000 en promedio.

El ITT cuenta con reservas estimadas en más de 1.672 millones de barriles, lo cual lo convierte en el mayor proyecto de desarrollo de explotación petrolera del país. El

equilibrio entre una adecuada producción y políticas ambientales resulta una buena fórmula de cara al futuro (Editoriales, 2019).

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. GENERALIDADES DE POZOS PETROLEROS

2.1.1. Pozo Petrolero.

Es una obra de ingeniería encaminada a poner en contacto un yacimiento de hidrocarburo con la superficie, por medio de barrenas de diferentes diámetros y con revestimientos de tuberías, a diversas profundidades, llamadas etapas de perforación, para la prospección o explotación de yacimientos petroleros (Méndez Castro 2013).

2.1.2. Tipos de pozos según su trayectoria.

a) Verticales. Se conoce como pozos verticales a aquellos pozos que no tienen como objetivo tener una desviación en la dirección, es decir, su ubicación en un plano de superficie (Vázquez Martínez y López Montero, 2010).

Ventajas de la Perforación Vertical. Dentro de las ventajas de los pozos verticales tenemos (Gallo Juan, 2020)

- Aumenta el índice de la productividad de tres a cinco veces, para una misma caída de presión.
- Incrementa el área de drenaje por pozos en el yacimiento.
- Reduce la codificación y canalización de agua y/o gas.
- Mayor producido por pozo al final de su vida, con la consecuente reducción del número de pozos requeridos para desarrollar un yacimiento.
- Puede reemplazar cuatro pozos verticales en un mismo yacimiento.

Limitaciones de la Perforación Vertical. Dentro de las limitaciones de los pozos verticales tenemos.

- Altos costos de perforación.
- Las barrenas de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- Las opciones de recompletación son limitados.
- Requieren fluidos especiales y libres de solidos para prevenir el daño a la formación.

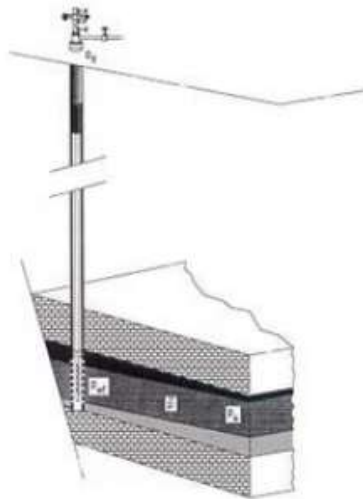


Figura 4. Pozo vertical (Vázquez y López 2010)

b) Horizontales. Se definen como pozos horizontales aquellos que son perforados paralelamente a los planos de estratificación del yacimiento (o hasta alcanzar los 90 grados de desviación con respecto a la vertical), siempre y cuando se inicie la perforación desde superficie (ver figura 5), también se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de desviación no menor a 86 grados (Urdaneta, 2018).

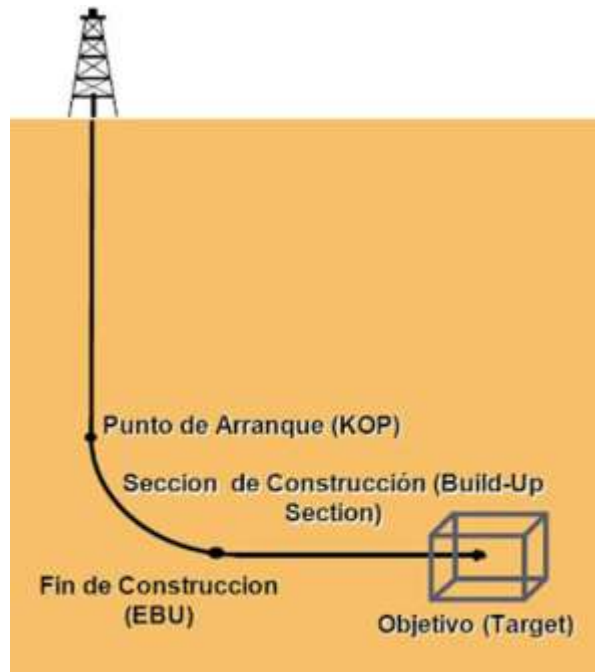


Figura 5. Ilustración de un pozo horizontal (Callón Álvarez 2020)

Ventajas de la Perforación Horizontal. Dentro de las ventajas de los pozos horizontales tenemos (Downey, 2022).

- Reducción del cono de agua y gas debido a la reducción en el depósito para una tasa de producción determinada, lo que reduce el trabajo de reparación requerido en el futuro.
- Aumento de la tasa de producción debido a la mayor longitud del pozo expuesta a la zona de pago.
- Reducción de la caída de presión alrededor del pozo.
- Velocidades de fluido más bajas alrededor del pozo.
- Una reducción general en la producción de arena a partir de una combinación de los puntos 3 y 4.
- Patrón de mejor drenaje y más eficiente que conduce a una mayor recuperación general de las reservas.

Limitaciones de la Perforación Horizontal. Dentro de los pozos horizontales existen limitaciones con respecto a los pozos verticales:

- Los altos costos de perforación, debido a que se requiere mayor tiempo del uso del taladro que un pozo vertical y el incremento del riesgo al presentar problemas operaciones.
- Las barrenas de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- Las opciones de recompletación se limitan, en el caso que se desee controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas/petróleo.
- Requieren fluidos especiales y libres de cualquier sólido para prevenir los diferentes daños en la formación.

2.2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.2.1. Fluido de perforación base agua.

Sustancia con características químicas y físicas apropiadas, las mismas que pueden ser aire o gas, agua, petróleo y otras combinaciones de agua y aceite con diferente contenido de sólidos, el mismo que no debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable, pero si inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, el cual debe estar estable a altas temperaturas (Silva, 2016).

2.2.2. Funciones del fluido base agua.

El fluido de perforación es fundamental para lograr una operación exitosa o la posterior producción del pozo. Su estudio y diseño se debe hacer teniendo en cuenta consideraciones económicas, ambientales, técnicas y geológicas. Sus principales funciones se describen a continuación (Gallardo, 2018).

- Transportar los recortes generados por el trepano desde el fondo del pozo hacia la superficie.
- Enfriar y lubricar el trepano.
- Transmitir energía hidráulica a las herramientas de fondo y al trépano.
- Reducir fricción y lubricar la sarta de perforación.
- Estabilizar las paredes del pozo.
- Prevenir la invasión de fluidos presentes en las formaciones.

- Permitir una adecuada cementación y estimulación del pozo.
- Minimizar el impacto ambiental.

2.2.3. Propiedades del fluido base agua.

Debido a que el lodo de perforación es uno de los componentes más importantes durante la perforación de un pozo, es de suma importancia el control de sus propiedades físicas y químicas, de tal forma que el fluido proporcione un trabajo eficiente durante la etapa de la perforación. Las principales características reológicas de un lodo de perforación son (Romero, 2019)

- a) Densidad del lodo
- b) Viscosidad de embudo
- c) Propiedades reológicas: dentro de estas se encuentran la viscosidad plástica, punto cedente y la resistencia de gel
- d) Características de filtración: así mismo se presentan los filtrados de API, la compresibilidad del revoque
- e) Contenido de arena
- f) Contenido de líquidos y sólidos: retorta y MBT (Methylene blue capacity)
- g) Concentraciones iónicas de hidrogeno
- h) Análisis químicos: alcalinidad, cloruros, dureza total

2.2.4. Clasificación de los fluidos de perforación base agua.

- a) *No Dispersos*. Este tipo de lodo no contienen adelgazantes, los mismo que son utilizados para perforar pozos pocos profundos tales como los lodos primarios y los naturales, no soportan altas temperaturas, las mismas afectan arcillas sensibles (Sierra y Salazar, 1999).
- b) *Dispersos*. Se utilizan para perforar a grandes profundidades o en formaciones altamente problemáticas, ya que presentan como característica principal la dispersión de arcillas constitutivas (es decir de adición de lignitos que

disminuyen la viscosidad), cabe recalcar su alta resistencia a la temperatura (Contreras s. f.).

- c) **Calados o Cálcidos.** Se obtienen por la adición de Cal apagada Ca(OH)_2 y yeso en altas concentraciones. De esta forma la arcilla bentonítica sódica se transforma en arcilla cálcica (lodos calados), los mismos controlan de manera eficiente las perforaciones de gas (Guzmán 2009)

- d) **Polímeros.** Son aquellos base agua dulce o salada que tienen incorporados compuestos químicos de cadena larga y peso molecular alto, los mismos que contribuyen al control de pérdidas de filtrado y de propiedades reológicas, así mismo a la estabilidad térmica, a la resistencia ante contaminantes, a la protección de las zonas productoras, a mantener la estabilidad de las formaciones atravesadas, a lubricar la sarta, también a reducir el toque a la que está sometida, prevenir sus pegas y protegerla de ambientes corrosivos (Hernández y Manrique, 2018).

- e) **Salinos.** Son todos los lodos cuya fase continua es agua salada, con una concentración mínima de 10000 ppm de NaCl (1% en peso), también es utilizada como fase dispersa la arcilla attapulguita, así mismo se usan para perforar formaciones salinas o formaciones afectadas por la presencia de agua dulce (Morales, 2018).

2.2.5. Fluido de perforación base aceite.

Un lodo de emulsión inversa o una emulsión cuya fase continúa es aceite, típicamente contienen fluidos sintéticos, diésel oil o aceite mineral sin demasiada agua. Cuando la hidratación de las formaciones de arcilla es posible, los fluidos de perforación base aceite no son perjudiciales para el yacimiento (Schlumberger s. f.-b).

2.2.6. Funciones del fluido base aceite.

Dentro de las funciones tenemos (Flores, 2015).

- Para perforar formaciones lutíticas y no presentar problemas de hinchamiento.
- Para perforar bajo balance y de ese modo prevenir pérdidas de circulación en formaciones con gradiente de presión.
- Usado para perforar pozos de gran profundidad y alta temperatura.
- Es usado para perforar domos salinos, anhidrita, yeso sin presentar los problemas típicos que presentan los lodos base agua por ser solubles en estas formaciones.

2.2.7. Propiedades del fluido base aceite.

Las propiedades de los lodos base aceite son los siguientes (Valenzuela, 2019).

- Relación aceite / agua.
- Tipo y concentración de emulsiones.
- Contenido de sólidos.
- Temperatura y presión pozo abajo.

2.2.8. Clasificación del fluido base aceite.

Dentro de la clasificación encontramos (Suarez, 2016).

- Lodos de aceite.*** Contienen menos del 5% en agua y contiene mezclas de álcalis, ácidos orgánicos, agentes estabilizadores, asfaltos oxidados y diésel de alto punto de llama o aceites minerales no tóxicos. Uno de los principales usos es eliminar el riesgo de contaminación de las zonas productoras.
- Emulsiones invertidas.*** Estos sistemas contienen más del 50% en agua, que se encuentra contenida dentro del aceite mediante emulsiones especiales; este lodo es estable a diferentes temperaturas.
- Lodos cuya fase continua es material sintético.*** Esta nueva clase de lodos, denominados lodos base pseudo-aceite poseen la mayoría de las propiedades de los lodos con fase continua aceitosa y con su uso se podrían disminuir los grandes problemas de contaminación causados, pero muchos de ellos presentan toxicidad acuática.

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1 Tipo de investigación

Este trabajo se fundamenta en una investigación documental basándose en los fluidos de empleados en la perforación de pozos del campo Tambococha ubicados en la región amazónica, provincia de Orellana, cantón Francisco de Orellana. Donde se analiza las propiedades reológicas del fluido, para la correcta selección de la mejor opción en el ámbito operativo.

La investigación documental o bibliográfica es aquella que procura obtener, seleccionar, compilar, organizar, interpretar y analizar información sobre un objeto de estudio a partir de fuentes documentales, tales como libros, documentos de archivos, hemerografía, registros audiovisuales, entre otros.

3.1.2 Recopilación de la información.

La recopilación de información se realiza mediante la revisión de documentos, manuales, artículos científicos y páginas web, las cuales brindan la información necesaria para la investigación.

- a) **Población y muestra.** Para este estudio la población elegida son los pozos petroleros perforados dentro del área del campo Tambococha, y como muestra se tomaron varios pozos del mismo campo.

3.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Los pozos perforados en la plataforma A, han variado desde pozos pocos profundos como el TMBA-03H (5350 FT) hasta aquellos con profundidades de hasta 9201 ft como el TMBA-011H, además, sus desplazamientos han variado desde los 1366 ft (TMBA-031) hasta pozos con un V.S. más compleja como el TMBA-021H con 6820 ft.

POZO	PROF.	ANGULO	V.S.
TMBA-025H	6422	84.7	2661
TMBA-031	5350	23.8	1366
TMBA-013H	6831	90.3	3286
TMBA-017H	7871	90	4487
TMBA-019H	8209	89	5102
TMBA-09	6390	28.5	2520
TMBA-023	7577	56	4867
TMBA-027H	7585	89.3	4692
TMBA-029H	7418	88	4105
TMBA-015	6997	50.6	4287
TMBA-021	7918	56	5087
TMBA-011H	9201	80.6	6820

Figura 6. Datos de los pozos (Petroamazonas EP,2019)

- **Sección 16 “**. En esta sección se emplean dos tipos de fluidos el nitrato de calcio y GAP con el cual se presentan gráficos con las propiedades de cada fluido.

Nitrato de Calcio	Min	Max	Comentarios
Viscosidad Embudo, sec/qt	28	30	*Disperso durante toda la sección.
Visc. Plástica, cp	2	6	
Punto Cedente, lbf/ 100 ft ²	2	10	
Contenido Ion Ca ⁺⁺ , ppm	1400	2500	* 2500-ppm hasta los +/- 500-ft, posterior manejar entre 1600 y 1800ppm

GAP	Min	Max	Comentarios
Viscosidad Embudo, sec/qt	28	39	Disperso durante la sección
Visc. Plástica, cp	5	10	
Punto Cedente, lbf/ 100 ft ²	7	15	

Figura 7. Datos de la concentración de los elementos (Petroamazonas,2019)

- **Sección 12-1/4"**. En esta sección se utilizó un solo fluido de perforación, el GAP, se presentan sus propiedades.

GAP	Min	Max	Comentarios
Viscosidad Embudo, sec/qt	30	38	Disperso durante la sección
Visc. Plástica, cp	5	10	
Punto Cedente, lbf/ 100 ft ²	7	13	
Filtrado API, cc/30 min	<	12	
MBT, lpb	< 15		
pH	8	8.2	

Figura 8. Datos de la concentración de los elementos (Petroamazonas EP, 2019)

- **Sección 8-1/2"**. En esta sección se utilizó un solo fluido de perforación a continuación, se presentan sus propiedades.

DRIL-IN	Min	Max	Comentarios
Viscosidad Embudo, sec/qt	40	65	
Visc. Plástica, cp	13	25	
Punto Cedente, lbf/ 100 ft ²	≥ 24		
Filtrado API, cc/30 min	Máximo 5.8		

Figura 9. Datos de la concentración de los elementos (Petroamazonas EP, 2019)

3.3. DESEMPEÑO

- Se ha empleado los sistemas NITRATO DE CALCIO, GAP y DRILL-IN, para perforar un total de 144687 ft en la plataforma



Figura 10. Fluidos empleados en la perforación de Tambococha (Petroamazonas EP,2018)

- La velocidad de los viajes en OH (calidad de viaje) en la plataforma se estima en un promedio general de 809 ft/hr.

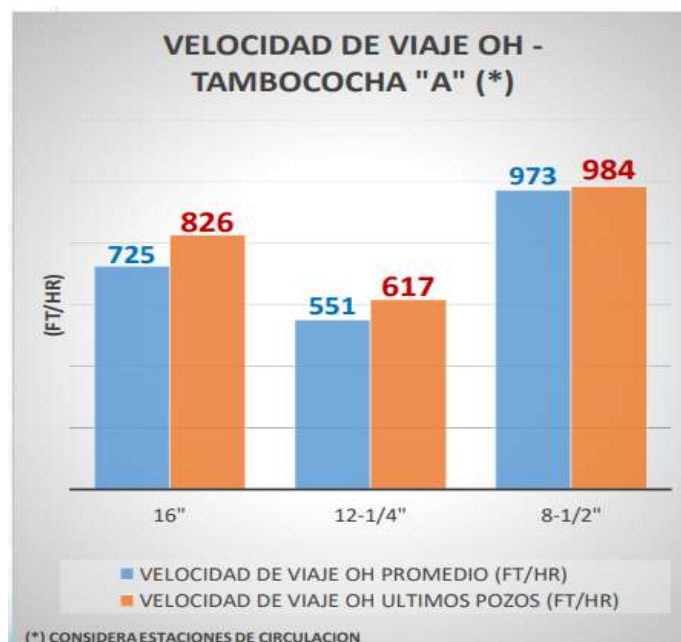


Figura 11. Velocidad del viaje – OH en la perforación de Tambococha (Petroamazonas EP,2018)

- La velocidad sacada en CH se encuentra en alrededor de los 1900 ft/hr.

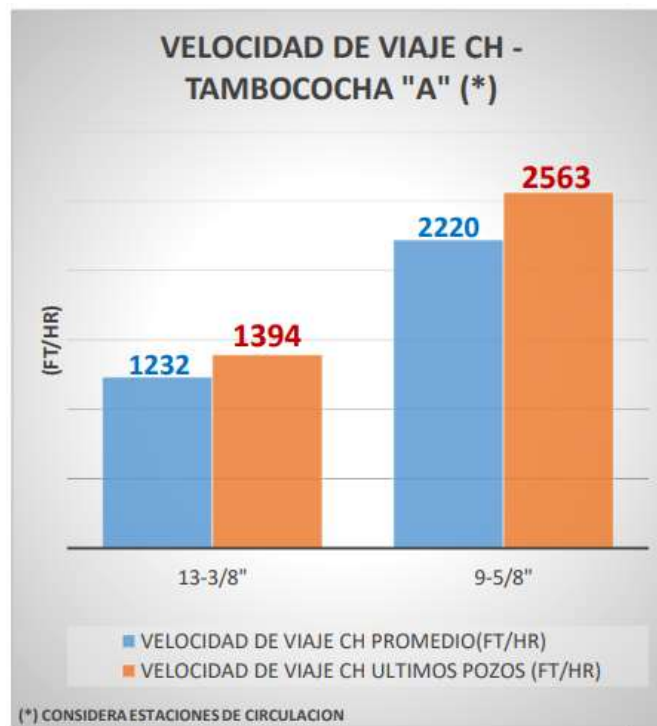


Figura 12. Velocidad del viaje – CH en la perforación de Tambococha. (Petroamazonas EP,2018)

Tabla 1. Total de pozos con sus viajes durante la Perforación.

Total de pozos	20
Viajes una sola corrida 16 plg	19
Viajes adicionales 16 plg	1 (TMBA-035H)- Elevada ROP
Viajes una sola corrida 12 ¼ plg	20
Viajes adicionales 12 ¼ plg	0
Viajes una sola corrida 8 ½ plg	19
Viajes una sola corrida 8 ½ plg	1 (TMBA-025R1) – Complejidad Mecánica
Casing 13 plg en fondo	20
Casing 9 5/8 plg en fondo	20
Liner 7 plg en fondo	20
Nro de pegas	2 (TMBA-025R1) – Empaquetamiento / Mecánica
Pegas liberadas	2 (TMBA-025R1)

Tabla 2. Descripción de los problemas en los pozos.

Pozo	Descripción	Hrs
TMBA-011H	Taponamiento de Flow line a 355 ft sección 16 plg	4
TMBA-015	Taponamiento de Flow line a 5462 ft sección 12 ¼ plg	0.5

TMBA-023	Compensación de densidad para corrida de revestidor sección 16 plg	1
TMBA-035H	Viaje de calibración por falla de corrida de casing de 13 3/8 plg a 1340 ft	24

- Curva de densidad en función de la profundidad

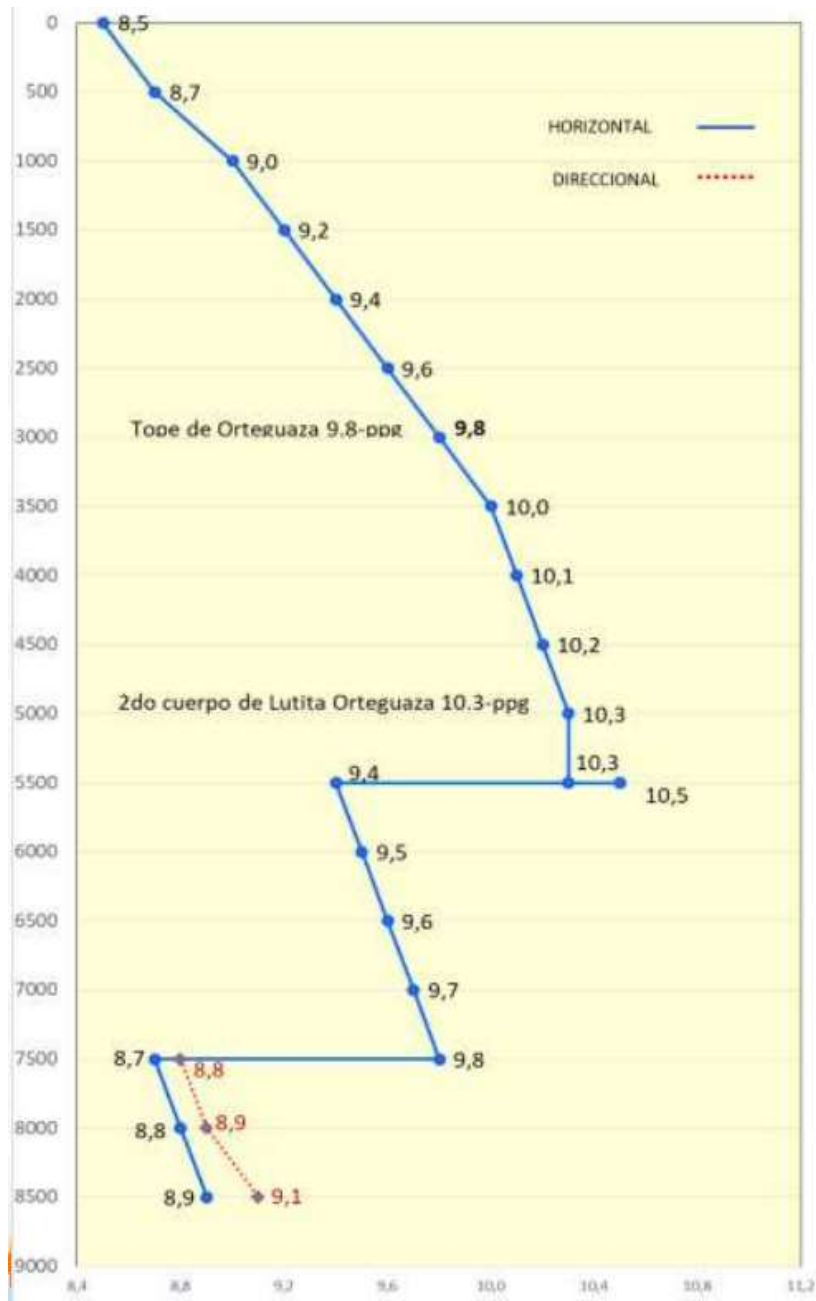


Figura 13. Curva de densidad vs profundidad. (Petroamazonas EP,2019)

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS DEL CAMPO TAMBOCOCHA

La Arenisca “U”, depositada en un ambiente fluvial de canales, desarrollándose a un ambiente transicional de canales retrabajados por marea. Así mismo también se describen como barras litorales, ambientes deltaico-estuariano.

El ambiente de deposición de la Arenisca “M1”, con partes basales, aunque corresponde a canales fluviales, debido a la ausencia de fósiles marinos en las muestras analizadas, también se conoció como un ambiente transicional. Es una arenisca transgresiva que culmina con lutitas de ambiente marino somero reductor (Rivadeneira y Baby s. f.).

Tena Basal aparenta deposición en un ambiente fluvial, direccionado a un ambiente marino-marginales.

4.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS EMPLEADOS EN LOS POZOS

- a) **Sección 16**”. Para la perforación de esta sección se inicia con el sistema de fluido Nitrato de Calcio con una densidad de 10 ppg para perforar las zonas de los pozos, en la sección de 16 plg, los pozos con secciones verticales sobre los 2000ft, tiene en general una velocidad de viaje alrededor de los 540 ft/hr. Luego con fluido GAP se perforo hasta los 4500 ft manteniendo el fluido disperso hasta los 5500 ft. Se bombeo píldoras de asfalto a 1lpg a partir de Orteguaza y hasta 3 lpg en el sistema.

Nitrato de Calcio	Min	Max	Comentarios
Viscosidad Embudo, sec/qt	28	30	* Mantener fluido disperso.
Visc. Plástica, cp	2	6	
Punto Cedente, lbf/ 100 ft ²	2	10	
Contenido Ion Ca ⁺⁺ , ppm	1400	2500	* 2500-ppm hasta +/- 500-ft, posterior entre 1600 y 1800ppm

GAP	Min	Max	Comentarios
Viscosidad Embudo, sec/qt	28	39	* Mantener fluido disperso.
Visc. Plástica, cp	5	10	
Punto Cedente, lbf/ 100 ft ²	7	15	

Figura 14. Propiedades de los fluidos en la sección 16'' (Petroamazonas EP,2019)

b) **Sección 12 ¼"**. Se inicia la perforación con fluido GAP propiedades descritas en la figura 15 a profundidad de 8020ft, 115 RPM y con una densidad de 10 ppg, un VP de 11 y un YP de 13. La sección de 12 ¼ plg, ha presentado velocidades de viaje promedio en 500 ft/hr en O.H. el pozo TMBA-029H mantuvo un comportamiento atípico y menor al promedio. El manejo de un ROP promedio no mayor a 85 ft/hr (pozos en el PAD perforados con ROP'S promedio mayores a 90 ft/hr, han presentado menor calidad de viaje TMBA-036, TMBA-38 Y TMBA-033 H). Se usaron píldoras de surfactantes y lubricaron al 1% al inicio de la sección.

Sección 12-1/4	GAP	Min	Max	Comentarios
	Viscosidad Embudo, sec/qt	28	38	* Mantener fluido disperso.
	Visc. Plástica, cp	5	10	
	Punto Cedente, lbf/ 100 ft ²	7	13	
	Filtrado API, cc/30 min	<	12	
	MBT, lpb	< 15		
	pH	8	8.2	

Figura 15. Propiedades de los fluidos en la sección 12 ¼ (Petroamazonas EP,2019)

c) **Sección 8 ½ "**. Se inicia la perforación con fluidos de perforación DRILL-IN como se muestra en la figura 16 a profundidad de 8030 ft, 400gpm, 110 RPM, densidad de 9.1 ppg, un VP de 20, un YP de 24 y un diámetro de Cutting de 0.25 plg. Las píldoras de limpieza a un ángulo de 50-70° con frecuencia de cada 2 paradas de tipo viscosas con las propiedades mencionadas.

SECCION 8-1/2"	DRIL-IN	Min	Max	Comentarios
	Viscosidad Embudo, sec/qt	40	65	
	Visc. Plástica, cp	13	25	
	Punto Cedente, lbf/ 100 ft ²	≥ 24		
	Filtrado API, cc/30 min	Máximo 5.8		

Figura 16. Propiedades de los fluidos en la sección 12 ½ (Petroamazonas EP,2019)

4.3. DISEÑO DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN POR SECCIONES

- a) **Sección 16”**. Al inicio de la perforación de esta sección se utilizó un sistema de nitrato de calcio con una concentración alta de ion calcio (3200 ppm) con el objetivo de minimizar los problemas de taponamiento de Flow line. A profundidad de 350’ se tuvo un caudal de 400-450 gpm y con la utilización continua de jets al fl se logró perforar este intervalo sin inconveniencias. Debido al perfil direccional para esta sección y limitaciones operacional el caudal máximo de bombas (1200gpm), se aseguró la limpieza del agujero con el bombeo de píldoras viscosas y viscopesadas cada 2-3 paradas perforadas. Se utilizo las centrifugas en modo dewatering para el control de la densidad del fluido y la incorporación de arcillas. La concentración del ion calcio durante las formaciones arcillosas fue disminuyendo progresivamente hasta 1200 ppm. A la profundidad de 2745’ se realiza cambio de fluido Nitrato de Calcio por GAP de 9.9 lpg. La formación Orteguaza fue perforada utilizando un sistema polimérico GAP controlando propiedades de fluido de acuerdo a programa. Se utilizo como materiales sellantes SFT, carbonato de calcio y G325, añadidos directamente al sistema activo o en píldoras. En punto de CSG se bombeo tren de píldoras dispersa + viscopesada por 2 ocasiones y circulo hasta retornos limpios acondicionando peso de lodo a 10.7 lpg previo a bajada de revestidor.

Propiedades

Sección 16" - Nitrato de Calcio	Min	Max	Comentarios
Densidad, lpg	8.5	9.9	* Perforación
		9.9	*Cambio Fluido 2700-ft
Viscosidad Embudo, sec/qt	28	30	* Mantener Disperso durante toda la sección.
Visc. Plástica, cp	2	6	
Punto Cedente, lbf/ 100 ft ²	2	10	
Contenido Ion Ca ⁺⁺ , ppm	1600	2500	2500-ppm hasta los +/-500-ft, posterior manejar entre 1600 y 1800ppm

Sección 16" - GAP	Min	Max	Comentarios
Densidad, lpg	9.90	10.40	* Perforación
		10.70	*Casing
Viscosidad Embudo, sec/qt	28.00	39.00	* Mantener Disperso durante toda la sección.
Visc. Plástica, cp	8.00	9.00	
Punto Cedente, lbf/ 100 ft ²	13.00	15.00	

Figura 17. Propiedades de los fluidos en la sección 16". (Petroamazonas EP, 2019)

Volúmenes

OD Casing	13.375	plg
Sistema de Fluido	NITRATO DE CALCIO	
Volumen Tanques	550	bl
Volumen de Ultimo Casing	26	bl
Volumen de Hoyo	659	bl
Dilución	265	bl
Volumen de Re Uso	0	bl
Volumen Total	1500	bl

OD Casing	13.375	plg
Sistema de Fluido	G.A.P.	
Volumen Tanques	550	bl
Volumen de Ultimo Casing	671	bl
Volumen de Hoyo	291	bl
Dilución	175	bl
Volumen de Re Uso	0	bl
Volumen Total	1687	bl

Figura 18. Volúmenes de los fluidos en la sección 16". (Petroamazonas EP,2019)

Concentración de materiales estimados por intervalo

MATERIAL	Min lpb	Max lpb
CALCIUM NITRATE	5.00	6.00
CALCIUM CARBONATE 325	0.00	0.00
CALCIUM CARBONATE 200	0.00	0.00
CCDC - G307 / SFT	0.25	0.50
WALNUT MEDIUM	0.00	0.00
CCDC - XC HV	0.25	0.50

MATERIAL	Min lpb	Max lpb
BARITE API	20.00	30.00
CALCIUM CARBONATE 325	20.00	40.00
CALCIUM CARBONATE 200	10.00	20.00
CCDC - G307 / SFT	1.25	2.00
CCDC - G325	0.50	0.75
CCDC - GHR-1	0.00	0.00
CCDC - PAC LV	0.50	1.00
CCDC - PAC-HV	0.25	0.50
CCDC - XY II	0.50	0.50
CCDC - XC HV	0.50	0.75
CCDC - XCS III	0.75	1.00

Figura 19. Concentración de materiales en la sección 16''.(Petroamazonas EP,2019)

- b) **Sección 12 ¼"**. Se realiza desplazamiento de fluido GAP de 10.7 lpg por fluido GAP de 9.4 lpg. Bombea píldoras de limpieza cada 2 paradas perforadas y dispersas cada 500 ft. En punto CSG bombea tándem de píldora dispersa + viscosesada. Densifica hasta 10.1 lpg previo a corrida de revestidor. Bombea tren de píldoras dispersa viscosesada en estaciones de circulación. Utiliza surfactante G-318 y wallnut en píldoras dispersa. Mantiene concentraciones de productos y propiedades del fluido de acuerdo a programa. Se trabaja con reologías intermedias (YP<15) para remover cama de cortes y no obtener un agujero en calibre. Mantiene densidad de fluidos utilizando centrifugas en modo dewatering.

Propiedades

Sección 12 1/4 " - GAP	Min	Max	Comentarios
Densidad, lpg	9.40	9.80	*Perforación
		10.00	*Casing
Viscosidad Embudo, sec/qt	30.00	39.00	* Mantener Disperso durante toda la sección.
Visc. Plástica, cp	9.00	10.00	
Punto Cedente, lbf/ 100 ft ²	12.00	14.00	
Filtrado API, cc/30 min	<	12.00	
MBT, lpb	< 17,5		
pH	7.50	9.00	

Figura 20. Propiedades de la sección 12 1/4".(Petroamazonas EP,2019)

Volúmenes

OD Casing	9.625	plg
Sistema de Fluido	G.A.P.	
Volumen Tanques	550	bl
Volumen de Ultimo Casing	579	bl
Volumen de Hoyo	301	bl
Dilución	289	bl
Volumen de Re Uso	0	bl
Volumen Total	1719	bl

Figura 21. Volúmenes de la sección 12 1/4". (Petroamazonas EP, 2019)

Concentración de materiales estimado por sección

Productos	Min	Max
	lpb	lpb
BARITE API	15.00	25.00
CALCIUM CARBONATE 325	35.00	45.00
CALCIUM CARBONATE 200	25.00	35.00
CCDC - G307 / SFT	0.50	0.75
CCDC - G325	1.00	1.25
* CCDC - GHR-1	2.50	2.75
WALNUT MEDIUM	0.25	0.50
CCDC - PAC LV	0.75	1.00
CCDC - PAC-HV	0.25	0.50
CCDC - TRE100 / G318	2.50	2.75
CCDC - TRE100 / G318	2.50	2.75
CCDC - XY II	0.25	0.50
K PAM	0.25	0.75
CCDC - XC HV	0.50	0.75
CCDC - XCS III	1.50	1.75

Figura 22. Concentración de materiales sección 12 1/4".

- c) **Sección 8 1/2"**. Para esta sección fluido Drill N de 8.8 lpg densificado con carbonato de calcio de diferente granulometría para asegurar el punteo adecuado de la arena M1. Utiliza PAC LV en concentraciones superior a 6 lpb para control de perdida de filtrado. Mantiene valores reológicos intermedios para asegurar limpieza de hoyo sin erosionar la zona de interés. YP>24 lb/100 ft2.

Propiedades

Sección 8 1/2 "	Min	Max	Comentarios
Densidad, lpg	8.7	8.8	*Perforación
		8.9	*Viaje y Liner
Viscosidad Embudo, sec/qt	48	65	
Visc. Plástica, cp	13	20	
Punto Cedente, lbf/ 100 ft ²	≥ 24		
Filtrado API, cc/30 min	Máximo 6.2		
MBT, lpb	< 5		
pH	9		

Figura 23. Propiedades de la sección 8 1/2".(Petroamazonas EP,2019)

Volúmenes

OD Casing	8.5	plg
Sistema de Fluido	DRIL N	
Volumen Tanques	500	bl
Volumen de Ultimo Casing	434	bl
Volumen de Hoyo	50	bl
Dilución	108	bl
Volumen de Re Uso	0	bl
Volumen Total	1091	bl

Figura 24. Volúmenes de la sección 8 1/2".(Petroamazonas EP,2019)

Concentración de materiales por sección

PRODUCTOS	Min	Max
	lpb	lpb
CALCIUM CARBONATE 325	20.00	25.00
CALCIUM CARBONATE 200	20.00	25.00
CCDC - G 319	0.25	0.50
CCDC - G325	0.75	1.00
* CCDC - GHR-1	2.50	2.75
CCDC - PAC LV	3.00	3.50
CCDC - PAC-HV	1.00	1.50
CCDC - XC HV	1.00	1.50
CCDC - XCS III	1.25	1.50

Figura 25. Concentración de productos en la sección 8 1/2".(Petroamazonas EP,2019)

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Las velocidades de los cortes se encuentran por debajo del límite crítico para que los cortes salgan a superficie. Parámetros como ROP, RPM, tiempo de circulación y repasos deben ser optimizados para permitir que los mismos (cortes) salgan a superficie.
- Las propiedades de los fluidos son importantes ya que estos se utilizan al momento de perforar pozos, debido a que de ellos dependen: el transporte de cortes a la superficie, lubricación de la sarta de perforación y el control de las presiones en el subsuelo. Por ende, la selección correcta de cada fluido de perforación que se emplearon en las diferentes secciones de los pozos van acorde a las características y los distintos problemas presentados en los mismos.
- El diseño de programa de fluidos por secciones se deben añadir controladores de pérdida de filtrado en mayor concentración para obtener valores inferiores a 7 ml/30 min, de la misma manera controlar continuamente la densidad del fluido de acuerdo a los valores programados utilizando las centrífugas en modo LGS, también realizar bombeos de píldoras lavadoras y de limpieza seguido de al menos 500 bbl de agua fresca, previo al desplazamiento de lodo.

5.2. RECOMENDACIONES

- Para la sección 16" de ser necesario realizar estaciones de circulación. Así mismo manejar ROP'S promedio no mayor 85 ft/hr y mantener revisiones de dos minutos en cuña con rotación y tres repasos / 25 minutos. A su vez tener en cuenta las píldoras de limpieza (viscosas) por cada parada.
- A lo largo de la sección 12 ¼": 1200 gpm / 120rpm deben ser constantes, con un asfalto máximo en el sistema 1 lpb, con un lubricante al 1% al inicio de la sección. Así mismo utilizar píldoras surfactantes, para evaluar el comportamiento del lodo y hacer refrescamientos del sistema mediante diluciones para mantener MTB y el contenido de sólidos en valores bajos.
- En la sección 8 ½" evitar sarta estática, con repasos de dos minutos en cuña con rotación y cuatro repasos / 20 minutos. Debe tener un filtrado máximo de 5.8 c.c. Con una relación de carbonato 325/200 (50%/50%). El uso de píldoras viscosas con propiedades YP>24 / VF de 80-100 con frecuencia de cada 2 stands.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Álvarez, Jair. 2014. «Fluidos en perforación».
- Baby, Patrice, Marco Rivadenerira, y Roberto Barragán. 2004. *La Cuenca Oriente : Geología y Petróleo*. Vol. 1.
- Bleier, Roger. 1990. «Selección de un fluido de perforación». *Journal of Petroleum Technology* 42.
- Callón Álvarez, Javier. 2020. «En qué consiste la perforación horizontal». *Perforación horizontal*. Recuperado 18 de diciembre de 2022 (<https://perforacionhorizontal.com/en-que-consiste>).
- Contreras, Ángel. s. f. «Clasificación de los fluidos de perforación». *StudyLib*. Recuperado 2 de diciembre de 2022 (<https://studylib.net/doc/25756691/clasificacion-de-los-fluidos-de-perforacion>).
- Downey, Lucas. 2022. «Pozo Horizontal». *Investopedia*. Recuperado 2 de diciembre de 2022 (<https://www.investopedia.com/terms/h/horizontalwell.asp>).
- Editoriales. 2019. «El campo de Tambococha iniciará producción en febrero». *El Telégrafo*.
- Gallardo, Felipe. 2018. «OPTIMIZACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA PARA SHALES». Buenos Aires, Argentina.
- Gavilanes Landeta, Ronny. 2021. «Análisis del desempeño del sistema de levantamiento artificial del campo Tambococha para la optimización de la producción y consumo de energía». Escuela Politecnica Nacional, Quito.
- Guzmán, David. 2009. «Fluidos de perforación». *Slideshare*.
- Hernández, Mónica, y Alejandro Manrique. 2018. «Formulación de un fluido de perforación de alto rendimiento polimérico en base agua para el bloque CPO-05 de la cuenca de los llanos orientales». Bogotá, Colombia.

- La Hora. 2018. «El Campo Tambococha empieza a producir petróleo con más de 35.000 barriles». *La Hora*.
- Kelly, John. 1983. «Selección, rendimiento y control de calidad de fluidos de perforación». *One Petro*.
- López, Marlon. 2017. «Optimización del transporte de crudo pesado, mediante la implementación de un sistema de calentamiento de fluido en el campo Ishpingo - Tambococha». Universidad Central del Ecuador, Quito.
- Méndez Castro, Armando. 2013. «Aspectos de producción». *OilProduction*. Recuperado 2 de diciembre de 2022 (<http://www.oilproduction.net/files/Aspectos-de-Produccion.pdf>).
- Morales, Rusmary. 2018. «Fluidos base agua». *Slideshare*.
- Panchana, Gabriela. 2021. «Análisis técnicos de los problemas operacionales durante la perforación de pozos direccionales del campo Ishpingo Tambococha». UPSE, La Libertad.
- Rivadeneira, Marco, y Patrice Baby. s. f. *Características geológicas generales de los principales campos petroleros de petroproducción*.
- Romero, Ricardo. 2019. «Propiedades de los fluidos de perforación ». *slideshare*.
- Salazar Cedeño, Eduardo. 2013. «Estudio técnico-económico de la aplicación de diferentes técnicas de cañoneo para incrementar la producción del campo Sacha». Quito, Ecuador.
- Schlumberger. s. f.-a. «Fluido de Perforación». *Energy Glossary*.
- Schlumberger. s. f.-b. «Lodo a base de aceite». *Energy Glossary*.
- Sierra, Miguel, y Germán Salazar. 1999. *PRINCIPALES TIPOS DE LODOS EMPLEADOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DE GAS, ACEITE O AGUA*.
- Silva, Key. 2016. «Definición de fluido de perforación». *Academia*. Recuperado 2 de diciembre de 2022

(https://www.academia.edu/7837252/DEFINICION_DE_FLUIDO_DE_PERFORACION).

Son, William. 2018. «Serie de Artículos Introdutorios: Fundamentos de los fluidos de perforación». *slb*.

Suarez, Lisseth. 2016. «Fluidos base aceite». *Prezi*.

Urdaneta, Jhoan. 2018. «Perforación de Pozos Horizontales». *Linkedin*.

Vázquez, Alejandro, y Víctor López. 2010. «ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE POZOS MULTILATERALES VS POZOS CONVENCIONALES».

Vázquez Martínez, Alejandro, y Víctor López Montero. 2010. «Análisis técnico económico de pozos multilaterales vs pozos convencionales». Mexico D.F.

ANEXOS

A.- Análisis de Viajes por Sección



Figura 26. Análisis de viajes sección 16”

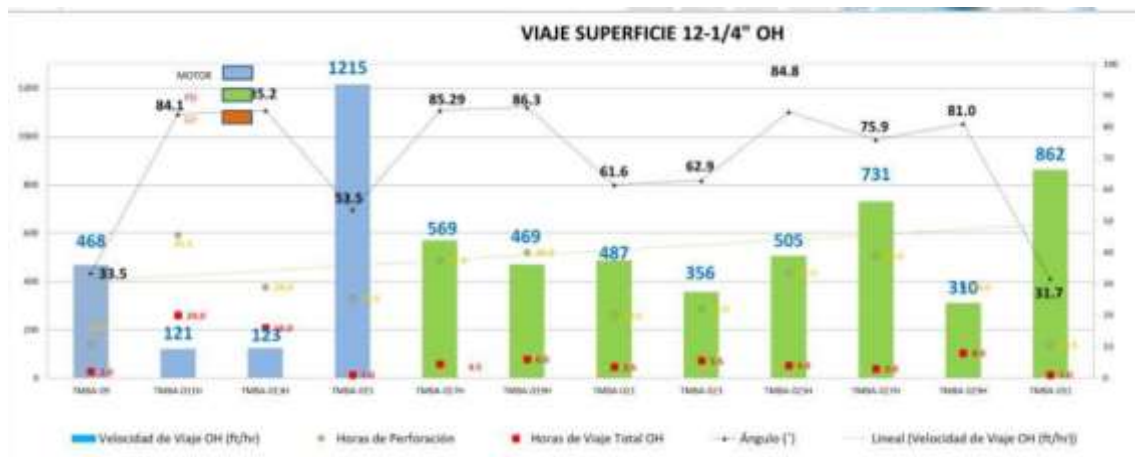


Figura 27. Análisis sección 12 1/4”

B.- Diseños de Píldoras

Zona / Prof.	Ángulo	Frecuencia	Diseño de Píldora		
			Tipo	Volumen (bls)	Propiedades
Hasta los 600-ft	NA	Cada parada	Viscosa	30	VF: 60
Indiferenciado	< 50°	Cada 2 Stands	Viscosa	40	VF:60-80
	> 50°	Cada 2 Stands	Viscosa	50	VF:60-80
Orteguaza	< 50°	Cada parada	Dispersa	60	VF: 27
		Cada 2 Stands	Viscosa	40	VF:60-80
	> 50°	Cada parada	Dispersa	60	VF: 27
		Cada 2 Stands	Pesadas (*)	50	1.5-lpg > sistema

Figura 28. Píldoras de limpieza sección 16”

Zona / Prof.	Ángulo	Frecuencia	Diseño de Píldora		
			Tipo	Volumen (bls)	Propiedades
Tiyuyacu & Tena	< 50°	Cada parada	Dispersa (*)	80	VF: 27
		Cada 2 Stands	Tren	Dispersa (80bls) + Viscosa (40bls)	Dispersa (VF:27) + Viscosa (VF:60-80).
	> 50°	Cada parada	Dispersa (*)	80	VF: 27
		Cada 2 Stands	Tren (**)	Dispersa (80bls) + Viscosa Pesada (40bls)	Dispersa (VF:27) + Visco-Pesada (VF:80 / 1.0-ppg > al sistema).

Figura 29. Píldoras de limpieza sección 12 ¼”

Zona / Prof.	Ángulo	Frecuencia	Diseño de Píldora		
			Tipo	Volumen (bls)	Propiedades
Napo	NA	Cada 2 Stands	Viscosas	30	VF: 80-100

Figura 30. Píldoras de limpieza sección 8 ½”

C.- Perfiles de Concentración de Corte

Parámetros de Simulación: 5100-ft, 1150-gpm, 115-RPM, Densidad: 10.5-ppg, VP: 11, YP:13,

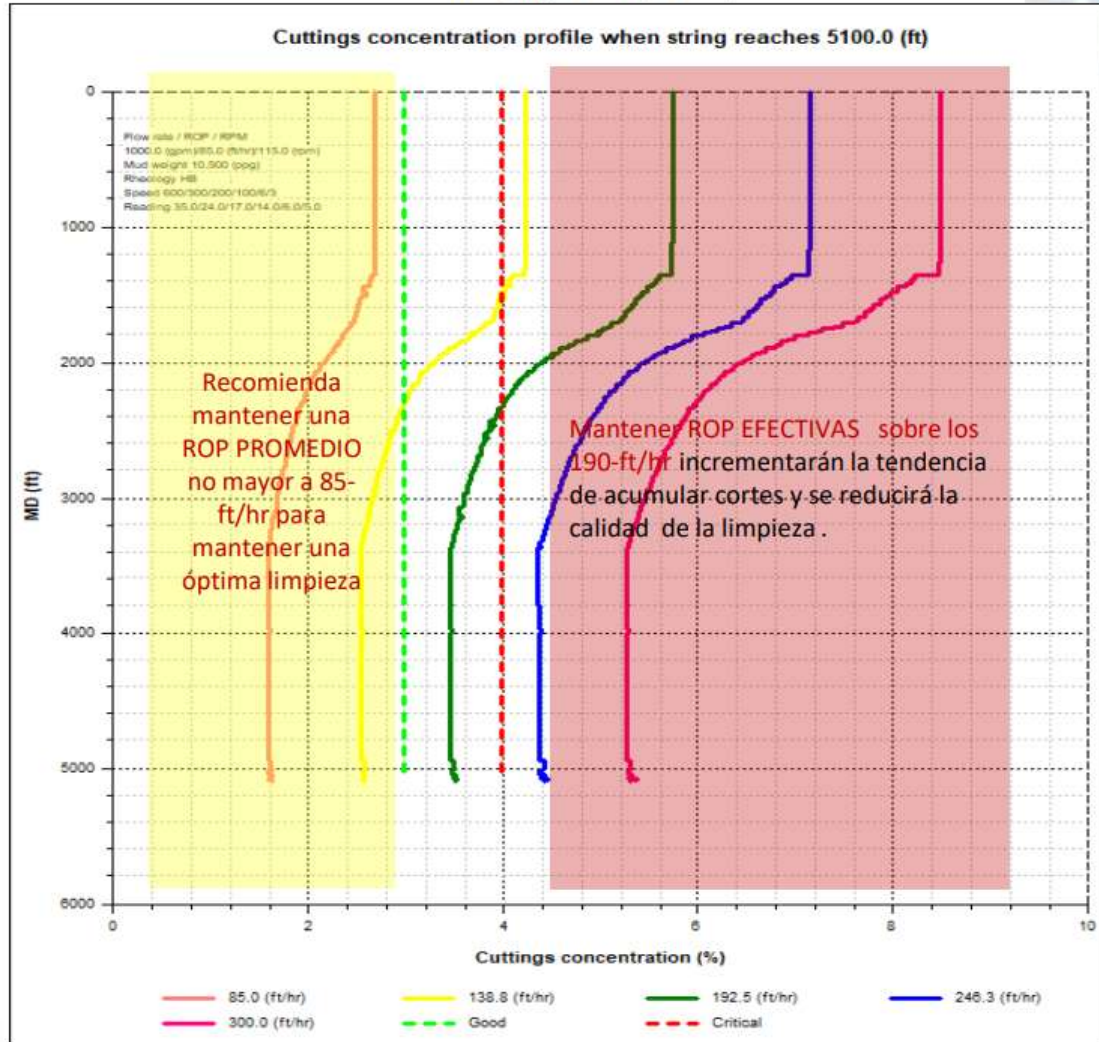


Figura 31. Recomendaciones de limpieza sección 16”

Parámetros de Simulación: 8020-ft, 1150-gpm, 115-RPM, Densidad:
10.0-ppg, VP: 11, YP:13,

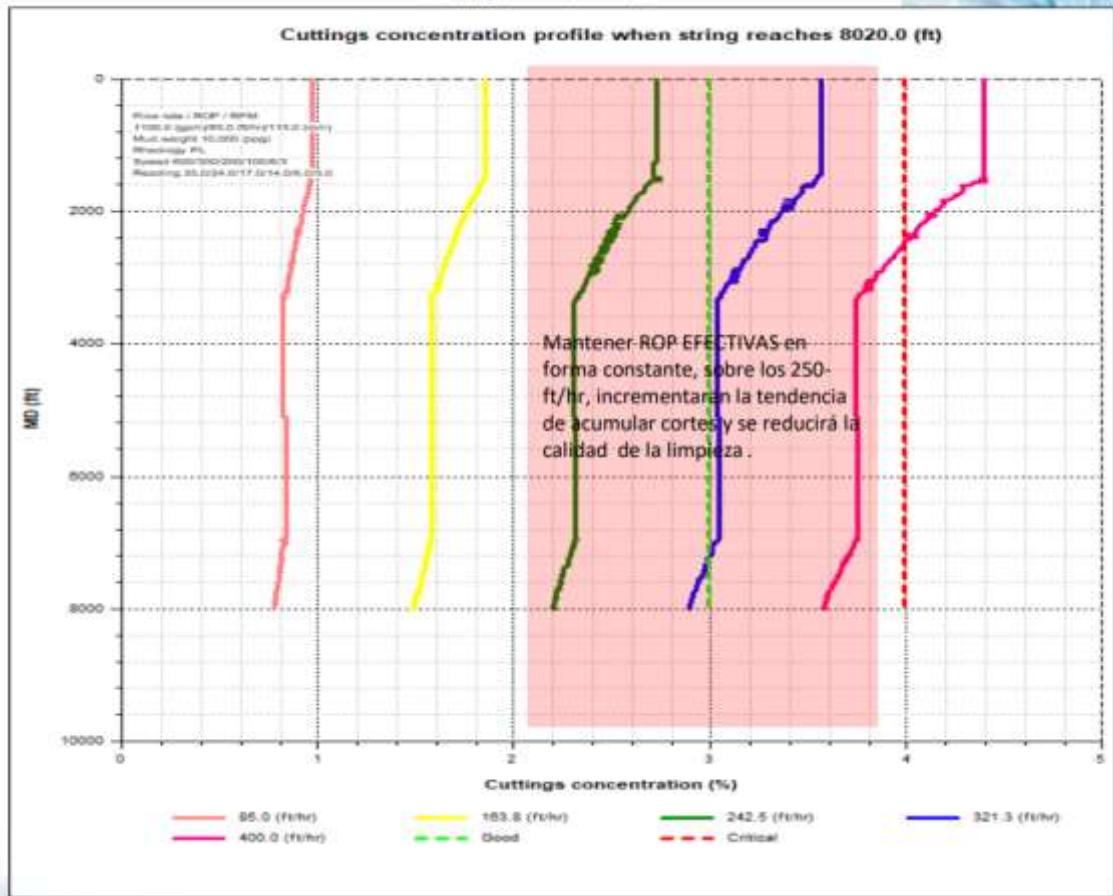


Figura 32. Recomendaciones de limpieza sección 12 ¼”