



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

TEMA:

**“ELABORACIÓN DE PROCEDIMIENTOS PARA LA
FORMULACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DESTINADO
A UN POZO DE TRAYECTORIA HORIZONTAL EN EL CAMPO
LIBERTADOR, UBICADO EN LA REGIÓN ORIENTAL DEL
ECUADOR”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

JANELLA ESTEFANÍA SOLANO MACÍAS

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 PETRÓLEOS

TEMA:

**“ELABORACIÓN DE PROCEDIMIENTOS PARA LA
FORMULACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN
DESTINADO A UN POZO DE TRAYECTORIA HORIZONTAL EN
EL CAMPO LIBERTADOR, UBICADO EN LA REGIÓN
ORIENTAL DEL ECUADOR”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

JANELLA ESTEFANÍA SOLANO MACÍAS

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, Mg.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.
DOCENTE TUTOR



Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

Agradezco a Dios por permitirme llegar a esta etapa de mi vida, a mis queridos padres, hermanos y amigos que me brindaron su apoyo de manera incondicional.

Janella Solano Macías

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **“ELABORACIÓN DE PROCEDIMIENTOS PARA LA FORMULACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DESTINADO A UN POZO DE TRAYECTORIA HORIZONTAL EN EL CAMPO LIBERTADOR, UBICADO EN LA REGIÓN ORIENTAL DEL ECUADOR”** elaborado por la estudiante **SOLANO MACIAS JANELLA ESTEFANIA**, 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 3% de la valoración permitida.

 INFORME DE ANÁLISIS magister	TESIS PARA COMPILATIO JANELLA SOLANO	3% Textos sospechosos	3% Similitudes 0% similitudes entre comillas	< 1% Idioma no reconocido	0% Textos potencialmente generados por la IA
Nombre del documento: TESIS PARA COMPILATIO JANELLA SOLANO.docx ID del documento: 2d44d7f9bd3bac04ee50305544fd6948311599b7 Tamaño del documento original: 208,02 kB	Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO Fecha de depósito: 17/12/2023 Tipo de carga: Interface fecha de fin de análisis: 17/12/2023	Número de palabras: 12.454 Número de caracteres: 80.391			

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.

C.I.: 0913412367

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **Solano Macias Janella Estefanía** -, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“ELABORACIÓN DE PROCEDIMIENTOS PARA LA FORMULACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DESTINADO A UN POZO DE TRAYECTORIA HORIZONTAL EN EL CAMPO LIBERTADOR, UBICADO EN LA REGIÓN ORIENTAL DEL ECUADOR”**, 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,



Janella Estefanía Solano Macías

Autor de Tesis

C.I. 2400101107

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 “**ELABORACIÓN DE PROCEDIMIENTOS PARA LA FORMULACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DESTINADO A UN POZO DE TRAYECTORIA HORIZONTAL EN EL CAMPO LIBERTADOR, UBICADO EN LA REGIÓN ORIENTAL DEL ECUADOR**”, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la estudiante. **Solano Macias Janella Estefanía**, egresada 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

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 17 de diciembre de 2023

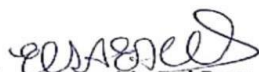
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

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 **“Elaboración de procedimientos para la formulación de un fluido de perforación destinado a un pozo de trayectoria horizontal en el campo Libertador, ubicado en la región oriental del Ecuador.”**, elaborado por **Solano Macías Janella Estefanía**, 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 uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad a los diecisiete días del mes de diciembre 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

AGRADECIMIENTO

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

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

CONTENIDO

	Pág.
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.....	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA	viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
ABSTRACT	xvii
CAPITULO I: INTRODUCCION	1
1.1. PLANTEAMINETO DEL PROBLEMA	1
1.2. JUTIFICACION.....	1
1.3. ANTECEDENTES.....	3
1.4. HIPOTESIS DEL TRABAJO	5
1.5. OBJETIVOS	5
1.5.1. Objetivo General.....	5
1.5.2. Objetivos Específicos	5
1.6. ALCANCE	5
1.7. VARIABLES.....	6
1.8. DESCRIPCION DEL CAMPO Libertador	6
1.8.1. Ubicación del Campo.....	7
1.8.2. Geología del Campo.....	8
1.8.3. Estructura del Campo	9
CAPITULO II: MARCO TEORICO	11
2.1. PETRÓLEO.....	11
2.1.1. Definición.....	11

2.1.2.	Composición	11
2.2.	FLUIDOS	12
2.2.1.	Definición.....	12
2.2.2.	Propiedades de los Fluidos	13
2.3.	FLUIDS DE PERFORACIÓN	14
2.3.1.	Definición.....	14
2.3.2.	Funciones de fluido de perforación	14
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....		16
3.1.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	16
3.1.1.	Diseño de la investigación.....	16
3.1.2.	Tipo de investigación	17
3.1.3.	Población y muestra	18
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS		20
4.1.	CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA	20
4.1.1.	Capacidad de Intercambio Catiónico CEC	21
4.1.2.	Tiempo de Succión Capilar CST	22
4.1.3.	Prueba de Acreción.....	24
4.1.4.	Prueba de Erosión / Dispersión	26
4.1.5.	Prueba de Hinchamiento Lineal.....	27
4.2.	Interacción roca – fluido	30
4.2.1.	Sección 16”	32
4.2.2.	Sección 12 ¼”	33
4.2.3.	Sección 8 ½”	33
4.3.	Categorización paramétrica de evaluación.....	34
4.4.	pruebas realizadas	35
4.4.1.	Pruebas de Tiempo de Succión, CST	35
4.4.2.	Pruebas de Acreción.....	37
4.4.3.	Pruebas de Dispersión	39

4.4.4.	Pruebas de Hinchamiento Lineal	41
4.4.5.	Evaluación de los Fluidos de Perforación	42
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		44
5.1.	CONCLUSIONES	44
5.2.	RECOMENDACIONES	46
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....		47

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Registro Eléctrico de pozo. Petroamazonas	9
Figura 2. Formaciones del campo Libertador. Petroamazonas	10
Figura 3. Tiempo de Succión de las formaciones, Petroamazonas	24
Figura 4. Gráfico de comportamiento de hinchamiento lineal con un fluido a base de agua. Petroamazonas	29
Figura 5. Tiempo de succión capilar de la sección 16". Romero et al.....	36

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades de los fluidos. Elaborado por el autor.....	14
Tabla 2. Formulación de fluidos de perforación. Romero et al	32
Tabla 3. Formulaciones de los fluidos de perforación para la sección 12 ¼". Romero et al.....	33
Tabla 4. Formulaciones de los fluidos de perforación para la sección 8 ½". Romero et al.	34
Tabla 5. Categorización de parámetros para la selección de fluidos de perforación base agua. Romero et al	35
Tabla 6. Tiempo de succión capilar de las diferentes formulaciones con la formación Napo	37
Tabla 7. Acreción de las diferentes formulaciones con la formación Terciario indiferenciado.....	37
Tabla 8. Acreción de las diferentes formulaciones con la formación Orteguaza.....	38
Tabla 9. Erosión/Dispersión de las diferentes formulaciones con la formación Orteguaza	38
Tabla 10. Erosión/Dispersión de las diferentes formulaciones con la formación Terciario indiferenciado.	40
Tabla 11. Erosión/Dispersión de las diferentes formulaciones con la formación Orteguaza	40
Tabla 12. Selección de los fluidos en función de los resultados de las pruebas	43
Tabla 13. Valoración de las pruebas para cada fluido seleccionado.....	43

“ELABORACIÓN DE PROCEDIMIENTOS PARA LA FORMULACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DESTINADO A UN POZO DE TRAYECTORIA HORIZONTAL EN EL CAMPO LIBERTADOR, UBICADO EN LA REGIÓN ORIENTAL DEL ECUADOR”

Autora: Solano Macías, Janella Estefanía

Tutor: Mg. Portilla Lazo, Carlos Alberto

RESUMEN

El desarrollo de esta investigación se enfoca en desarrollar un procedimiento específico de fluidos de perforación destinado a un pozo de trayectoria horizontal en el campo Libertador del oriente ecuatoriano tomando en cuenta minuciosamente las propiedades y características del pozo para diseñar un programa de fluidos. La metodología propuesta se basó en la caracterización de las rocas de las formas geológicas para determinar la reactividad, además seleccionar formulaciones de fluidos mediante pruebas de interacción roca-fluido para garantizar su compatibilidad con las formaciones y, por último, evaluar el desempeño de las pruebas de interacción roca-fluido permitiendo determinar la compatibilidad del fluido con la formación. Los resultados del estudio establecieron un parámetro para evaluar y categorizar el desempeño de las pruebas de interacción roca-fluido. Este parámetro tiene en cuenta la contribución del fluido al desempeño de la perforación, la tecnología utilizada en la prueba, la presión de los resultados y la repetibilidad de la prueba.

PALABRAS CLAVES: POZO DE PETRÓLEO, REACTIVIDAD DE LA FORMACIÓN, EVALUACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN, FLUIDOTERAPIA DE PERFORACIÓN.

” ELABORATION OF PROCEDURES FOR THE FORMULATION OF A HORIZONTAL TRAJECTORY WELL IN THE LIBERTADOR FIELD, LOCATED IN THE EASTERN REGION OF ECUADOR”

Autor: Solano Macías, Janella Estefanía

Tutor: Mg. Portilla Lazo, Carlos Alberto

ABSTRACT

The development of this research focuses on developing a specific drilling fluid procedure for a horizontal trajectory well in the Libertador field of eastern Ecuador, taking into account the properties and characteristics of the well to design a fluid program.

The proposed methodology was based on the characterization of the rocks of the geological formations to determine the reactivity in addition tests to ensure their compatibility with the formations and, finally, evaluating the performance of the rock-fluid interaction tests allowing to determine the compatibility of the fluid with the formation.

The results of the study established and categorize the performance of rock-fluid interaction tests. This parameter takes into account the fluid contribution to drilling performance, the technology used in the test, the pressure of the results, and the repeatability of the test.

KEYWORDS: Oil well, Drilling, Formation reactivity, Drilling fluid evaluation, Drilling fluid therapy

CAPITULO I: INTRODUCCION

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A lo largo del desarrollo de la investigación, surgió la imperante necesidad de optimizar las perforaciones de los pozos ubicados en el campo Libertador. Con este objetivo en mente, se concibió el diseño de un programa de fluidos de perforación que garantice la obtención de un producto óptimo, dotado de las propiedades físicas fundamentales para el éxito de las operaciones de perforación en estos pozos.

Es por ello que la problemática central de este trabajo se centra en la concepción de un programa de fluidos de perforación específico para abordar las distintas secciones de un pozo en el campo Libertador. Este programa tendrá en consideración meticulosamente todos los parámetros y propiedades inherentes a los fluidos involucrados. La implementación de este programa de fluidos, sin duda alguna, contribuirá significativamente a mejorar la eficiencia y optimización de las operaciones de perforación en estos pozos. El diseño minucioso y personalizado de los fluidos de perforación asegurará que se cumpla las necesidades y requisitos específicos de cada pozo en el campo Libertador, garantizando así resultados satisfactorios y exitosos. La aplicación de esta innovadora estrategia permitirá superar los desafíos técnicos y operativos presentes en las perforaciones de estos pozos, aumentando su eficiencia y reduciendo potenciales inconvenientes que puedan surgir durante el proceso. En última instancia, el enfoque integral hacia la mejora de los fluidos de perforación se traducirá en un avance significativo hacia una operación más eficiente y segura en el campo Libertador.

1.2. JUTIFICACION

Los fluidos de perforación desempeñan un papel crítico en el proceso de perforación de pozos, siendo esenciales para mantener la integridad del pozo y facilitar la extracción eficiente de los recursos subterráneos. Estos fluidos cumplen diversas funciones técnicas,

como la estabilización de la presión en el pozo, la lubricación de la broca, la suspensión de los recortes de perforación y la prevención de la migración de fluidos desde las formaciones geológicas. La selección cuidadosa de los fluidos adecuados es esencial, ya que diferentes condiciones geológicas y operativas requieren formulaciones específicas para optimizar el rendimiento y minimizar los problemas durante la perforación (Ponte & Saavedra, 2018).

En el contexto de los pozos horizontales, la importancia de los fluidos de perforación se amplifica. Las demandas técnicas son aún mayores debido a los desafíos asociados con la perforación horizontal, como el control de la presión diferencial, la prevención del colapso del pozo y la gestión de la fricción en el tramo horizontal. Un diseño adecuado del programa de fluidos no solo implica la elección de los fluidos base, sino también la adición de aditivos y productos químicos especializados para abordar problemas específicos. La comprensión profunda de la reología de los fluidos y su comportamiento en condiciones de alta presión y temperatura es fundamental para garantizar un flujo estable y una perforación sin problemas (Rosales, 2023).

La investigación se enfocará en el campo Libertador, donde la geología y las condiciones operativas presentan desafíos únicos. Se analizarán detenidamente las propiedades de las formaciones geológicas, incluyendo su porosidad, permeabilidad y composición mineral, para determinar cómo estos factores afectan la elección de los fluidos y los aditivos necesarios. Además, se considerarán las condiciones del subsuelo, como la presión y la temperatura, para seleccionar fluidos que mantengan la estabilidad del pozo en todas las etapas de perforación (Malaver, 2019).

La aplicación de tecnologías avanzadas, como los sistemas de control automatizado de la reología de los fluidos, será parte integral de la metodología de investigación. Estos sistemas permiten ajustar las propiedades de los fluidos en tiempo real para adaptarse a las cambiantes condiciones del pozo, asegurando así un rendimiento óptimo durante toda la operación de perforación.

Al finalizar la investigación, se proporcionarán recomendaciones detalladas sobre la composición específica de los fluidos de perforación, los aditivos necesarios y los procedimientos operativos recomendados para el pozo en el campo Libertador. Estas recomendaciones se basarán en datos científicos sólidos y en la experiencia acumulada en la industria, y servirán como guía para los ingenieros de perforación y operadores del

pozo. La implementación adecuada de estas recomendaciones resultará en una perforación eficiente y segura, evitando retrasos costosos y maximizando tanto la productividad del pozo como el retorno de la inversión para todas las partes interesadas (Ponte & Saavedra, 2018).

1.3. ANTECEDENTES

Un fluido de perforación es una combinación de componentes químicos que se emplea durante el proceso de perforación de un pozo. Está compuesto por diferentes elementos, incluyendo una fase continua que puede ser agua, aceite o gas, una parte coloidal que consiste en materiales como arcilla y polímeros, y una porción inerte que contiene sustancias desinfectantes. Además, incorpora una fase dispersa, generalmente compuesta por sólidos, que le otorga propiedades clave al fluido, tales como viscosidad, densidad, reología y control de filtrado. Estas características son fundamentales para el éxito del proceso de perforación (Patiño Alejandra, 2017).

Contar con un programa de fluidos durante la perforación de un pozo es como tener una valiosa guía operativa que proporciona una serie de pautas y directrices para enfrentar cualquier eventualidad que pueda surgir, ofreciendo soluciones ante posibles desafíos. Este recurso es esencial para orientar al ingeniero de lodos hacia el logro exitoso del objetivo de perforación, garantizando que las propiedades del fluido sean adecuadas y se ajusten correctamente al entorno específico de perforación. En otras palabras, el programa de fluidos no solo asegura una operación fluida y eficiente, sino que también maximiza la probabilidad de alcanzar los resultados deseados con precisión y seguridad (Vega Carmen, 2012).

La selección adecuada de un fluido de perforación se realiza mediante un análisis detallado de las condiciones y desafíos particulares presentes en cada campo de perforación. En este proceso, se toma en cuenta la especificidad de los problemas que puedan surgir, ya sea de manera directa o indirecta, debido al tipo y propiedades del fluido utilizado. Estos problemas pueden incluir, entre otros, la pérdida de circulación del fluido, la aparición de lutitas o la inestabilidad del hoyo, posibles brotes o sugerencias, la posibilidad de atrapamiento de la sarta de perforación debido a formaciones inestables, el riesgo de pegado de la tubería y posibles daños a la formación. La correcta elección del fluido no solo es crucial para abordar eficazmente estos desafíos, sino también para

optimizar la eficiencia y la seguridad general del proceso de perforación. Una selección cuidadosa y basada en un análisis riguroso garantiza que el fluido se adapte perfectamente a las condiciones específicas de cada pozo, minimizando los riesgos y maximizando el rendimiento en la perforación. Además, el monitoreo constante durante la perforación y la evaluación continua de los resultados permiten ajustar el fluido de manera oportuna para garantizar un desarrollo exitoso del pozo, mitigando cualquier dificultad que pueda surgir durante el proceso. En consecuencia, la elección apropiada del fluido de perforación es un elemento esencial para alcanzar los objetivos establecidos de manera óptima y garantizar el éxito en las operaciones de perforación. (Valeria Mendez, 2020)

En 1983, el investigador John Kelly, Jr. llevó a cabo un estudio que se centró en analizar en detalle la composición y las propiedades de los fluidos de perforación seleccionados, así como en investigar la influencia que ejercen la calidad y los diferentes tipos de materiales fluidos en dichas propiedades. Cabe destacar que los fluidos estudiados en esa investigación siguen siendo ampliamente utilizados en la actualidad.

Hoy en día, hay numerosas fuentes de suministro de productos químicos para el tratamiento de lodos de perforación, y resulta crucial que los operadores implementen algún sistema de control de calidad. De esta manera, pueden garantizar que los productos que adquieran funcionen de acuerdo a lo esperado y cumplan con los procedimientos estándares de rendimiento y seguridad requeridos en las operaciones de perforación. La implementación de un sistema de control de calidad en la selección de materiales fluidos permite a los operadores asegurarse de que los productos que utilizan son adecuados para las condiciones específicas de cada pozo y optimicen la eficiencia del proceso de perforación. Además, el control de calidad contribuye a minimizar los riesgos asociados con el uso de fluidos de perforación y a maximizar la confiabilidad del rendimiento en el campo. En este sentido, el estudio realizado por John Kelly, Jr. en 1983 continúa siendo relevante y su enfoque en la importancia de la calidad y selección adecuada de materiales fluidos sigue siendo una guía valiosa para los operadores en la industria de la perforación de pozos (Jhon Kelly, 2013).

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 agujero y de regreso a la superficie.

1.4. HIPOTESIS DEL TRABAJO

La selección cuidadosa y controlada de los fluidos de perforación, considerando la composición química, las propiedades específicas y la calidad de los materiales, tiene un impacto significativo en la eficiencia, seguridad y éxito general de las operaciones de perforación de pozos.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo General

Desarrollar un procedimiento específico de fluidos de perforación destinado a un pozo de trayectoria horizontal en el campo Libertador del oriente ecuatoriano tomando en cuenta minuciosamente las propiedades y características del pozo para diseñar un programa de fluidos que se ajuste de manera óptima a sus requerimientos

1.5.2. Objetivos Específicos

- Identificar y seleccionar el sistema de fluidos de perforación más adecuado.
- Establecer la densidad del fluido en función de la profundidad del pozo.
- Analizar detalladamente las características específicas del campo de perforación.
- Diseñar un programa de fluidos de perforación personalizado para cada sección del pozo, teniendo en cuenta las particularidades de cada una.

1.6. ALCANCE

El presente proyecto de investigación centrado en el campo Libertador tiene como propósito fundamental la concepción y desarrollo de un programa de fluidos de perforación altamente efectivo, con el objetivo de alcanzar resultados superiores en todas las operaciones llevadas a cabo en dicho campo. La implementación de este programa de fluidos no solo busca optimizar el rendimiento en las actividades de perforación, sino

también obtener beneficios significativos que redunden en una reducción considerable de problemas que puedan surgir en los pozos.

El diseño meticuloso del programa de fluidos se realizará considerando cuidadosamente las particularidades y características específicas del campo Libertador, así como las condiciones geológicas y ambientales que influyen en el proceso de perforación. Se buscará seleccionar y aplicar los fluidos de perforación más adecuados y eficientes para cada caso, de manera que se mejore la estabilidad del pozo, se minimicen los riesgos de problemas técnicos y se optimice el rendimiento en general.

Asimismo, este proyecto de estudio se enmarca en una perspectiva de mejora continua, donde se realizarán análisis y evaluaciones constantes para verificar la efectividad del programa de fluidos implementado y realizar ajustes en caso necesario. La búsqueda de resultados óptimos y el compromiso con la excelencia en las operaciones de perforación en el campo Libertador son los pilares fundamentales de esta investigación.

Con la implementación exitosa de este programa de fluidos de perforación, se espera que el campo Libertador alcance un nuevo nivel de eficiencia y productividad, reduciendo los tiempos de perforación, disminuyendo los problemas asociados y maximizando los beneficios tanto técnicos como económicos. Así, este proyecto se erige como una iniciativa clave para el avance y desarrollo sostenible de la industria petrolera en el campo Libertador del oriente ecuatoriano.

1.7. VARIABLES

VARIABLES dependientes

- Características de los fluidos.

VARIABLES independientes

- Programa de fluidos de perforación

1.8. DESCRIPCION DEL CAMPO LIBERTADOR

La región de Libertador, situada en la parte norte de la Cuenca Oriente en la provincia de Sucumbíos, representa un enclave vital en el contexto de la industria petrolera del Distrito

Amazónico. Esta área se destaca como una de las principales zonas de producción de petróleo en la región, contribuyendo significativamente a la economía local y nacional.

Los campos petroleros que componen la región de Libertador son fundamentales para la extracción y producción de petróleo. Entre estos campos se encuentran Atacapi, Parahuacu, Secoya, Shuara, Shushuqui, Cuyabeno, Sansahuari, Tapi, Tetete, Frontera y Víctor Hugo Ruales (VHR). Cada uno de estos campos tiene su propia importancia y características únicas, lo que contribuye a la diversidad y riqueza de la producción petrolera en la zona.

Además de su relevancia económica, la región de Libertador también tiene un impacto ambiental significativo. La extracción petrolera en esta área ha llevado a la implementación de tecnologías y prácticas avanzadas para minimizar el impacto ambiental y garantizar la sostenibilidad a largo plazo de la industria en la región. La gestión responsable de los recursos naturales y la protección del ecosistema circundante son aspectos clave que se tienen en cuenta en las operaciones de estos campos petroleros.

Es importante tener en cuenta que, a medida que la industria petrolera en la región de Libertador continúa evolucionando, se espera que se sigan implementando tecnologías innovadoras y prácticas sostenibles para optimizar la producción y preservar el entorno natural. La colaboración entre las autoridades locales, las compañías petroleras y las comunidades indígenas es esencial para garantizar un equilibrio adecuado entre el desarrollo económico y la conservación del medio ambiente en esta importante zona petrolera

1.8.1. Ubicación del Campo

- El Campo Libertador es un área de producción gestionada por la filial Petroproducción, ubicada en la provincia de Sucumbíos, en el Cantón Lago Agrio y la parroquia de Pacayacu. Está al norte del río Aguarico y atraviesan la zona los ríos Granito, San Vicente y Lágrimas de Conejo, que fluyen de Este a Oeste. Sus coordenadas geográficas son 10°12.000' N - 10°01.000' N en latitud y 328.000' E - 321.000' E en longitud. El área abarca 77 km² o 7700 hectáreas y se encuentra a una altitud aproximada de 350 metros sobre el nivel del mar.

- Desde el punto de vista ecológico, el Campo Libertador se encuentra en la zona de vida del Bosque muy húmedo tropical, según la clasificación de Cañadas (1983), y en la categoría de Bosque húmedo tropical según Holdridge (1947). Estas categorías corresponden a la formación vegetal del Bosque siempre verde de tierras bajas, como se describe en Sierra et al. (1999). La región experimenta precipitaciones superiores a los 3000 milímetros anuales, con temperaturas que oscilan entre 18°C y 22.4°C. Aunque no tiene una estación seca definida, agosto es el mes con menos lluvias (Petroproducción, 2008).

El campo Parahuacu se encuentra ubicado en una zona de selva tropical. El clima en la zona es tropical húmedo, con temperaturas que oscilan entre los 25 y los 30 grados Celsius. La precipitación anual en la zona es de aproximadamente 3.000 milímetros.

1.8.2. Geología del Campo

En el área del Campo Libertador, los principales depósitos productivos se encuentran en las areniscas Basal Tena, U y T, localizadas en las formaciones Tena y Napo. Aunque la arenisca Hollín, que es altamente productiva en la cuenca Oriente, no genera producción en el área de Libertador, sus características petrofísicas hacen que sea el principal receptáculo del agua producida en esta región. La arenisca U está dividida en tres segmentos: inferior, medio y superior, mientras que la arenisca T se subdivide en T Inferior y T Superior. Estas areniscas están principalmente compuestas por cuarzo, con tamaños de grano que varían de fino a medio, y presentan una buena selección de partículas. El cemento en estas areniscas puede ser de naturaleza silíceo o calcáreo, y en los estratos superiores se observa la presencia de glauconita (Petroamazonas en 2019).

A pesar de que la arenisca Hollín, conocida por ser altamente productiva en la cuenca Oriente, no contribuye a la producción en el Campo Libertador, esta área cuenta con valiosos depósitos en las areniscas Basal Tena, U y T de las formaciones Tena y Napo. Aunque la Hollín no es un reservorio productivo en esta ubicación específica, su papel como principal receptor del agua producida es crucial. La arenisca U, dividida en secciones inferior, media y superior, y la arenisca T, subdividida en T Inferior y T Superior, están mayormente compuestas por cuarzo, con granulometría que varía de fina a media y una buena selección de partículas. El cemento presente en estas areniscas puede ser tanto silíceo como calcáreo, y en los estratos superiores se detecta la presencia de glauconita (Petroamazonas, 2018).

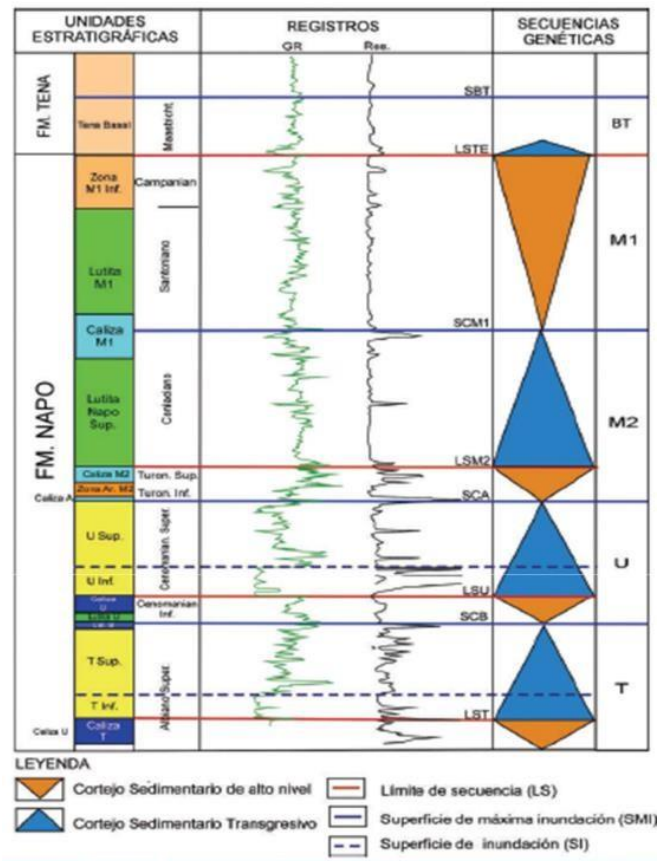


Figura 1 Registro Eléctrico de pozo. Petroamazonas..

1.8.3. Estructura del Campo

El Campo Libertador está conformado por seis estructuras principales dispuestas en dos ejes alineados en dirección norte-sur, y están asociadas con dos fallas inversas. La falla más oriental, denominada Carabobo-Pacayacu, incluye las estructuras de Carabobo, Pichincha (áreas que parecen estar conectadas), Shuara y Pacayacu. Por otro lado, la falla occidental representa la estructura más prominente que delimita los yacimientos de Secoya y Shushuqui. En términos de longitud, el área de Libertador se extiende a lo largo de aproximadamente 21 kilómetros en dirección norte-sur, mientras que su ancho varía entre 6 y 6,5 kilómetros en dirección este-oeste. En conjunto, abarca una superficie aproximada de 100 km² (Baby, Barragán y Rivadeneira en 2018).

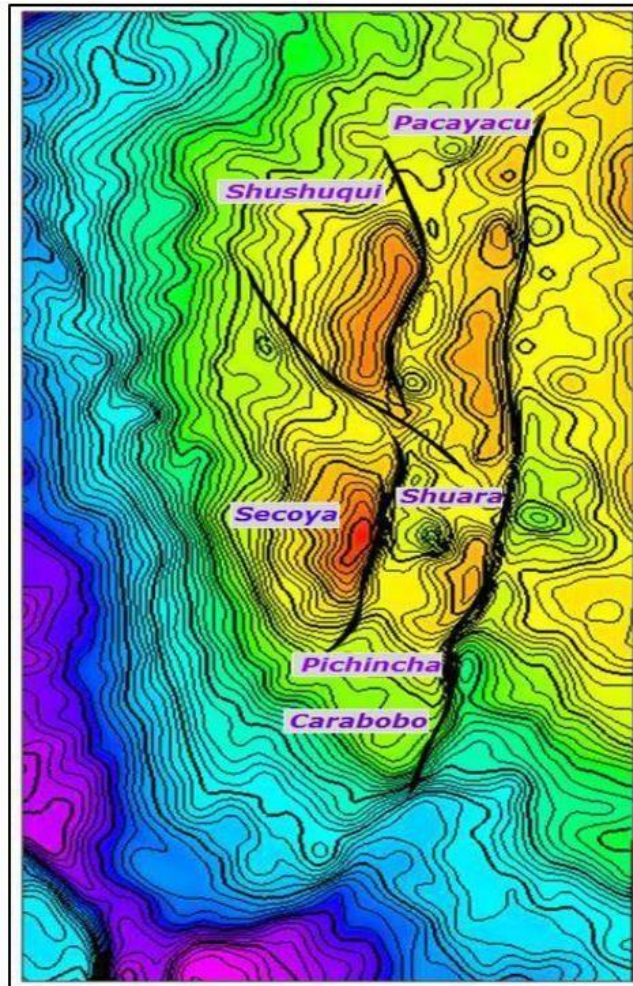


Figura 2. Formaciones del campo Libertador. Petroamazonas

CAPITULO II: MARCO TEORICO

2.1. PETRÓLEO

2.1.1. Definición

El término "petróleo", etimológicamente derivado de las palabras griegas "petra" (piedra) y del latín "óleum" (aceite), se traduce literalmente como "aceite de roca" (Hussein, Mohamed, & Mohamed, 2016). Este recurso natural es increíblemente diverso en términos de sus propiedades físicas y químicas, mostrando variaciones significativas tanto entre diferentes yacimientos como dentro de un mismo yacimiento (Wauquier, 1994).

En su composición química y orgánica, el petróleo se caracteriza por su abundancia en átomos de carbono (C) e hidrógeno (H), formando una amplia gama de compuestos conocidos como hidrocarburos. Estos hidrocarburos pueden presentarse en diferentes estados físicos, incluyendo formas gaseosas, líquidas, semisólidas y sólidas. La diversidad en la estructura molecular del petróleo es lo que confiere una amplia variedad de propiedades y aplicaciones industriales a este recurso vital (García & Medina, 2018).

Además de su composición química, el petróleo es esencial para la economía global y juega un papel fundamental en numerosos sectores industriales, incluyendo el transporte, la energía y la fabricación de productos petroquímicos. Su extracción, procesamiento y utilización son temas de gran relevancia en el ámbito económico, ambiental y político, lo que resalta la importancia de entender sus propiedades y su diversidad para una gestión responsable y sostenible de este recurso invaluable.

2.1.2. Composición

De acuerdo con el análisis de Wauquier (1994), los elementos constituyentes del petróleo se dividen en cuatro categorías principales: parafinas, naftenos, aromáticos y no hidrocarburos. La distribución relativa de estos elementos se determina según sus propiedades físicas particulares, lo que afecta su comportamiento durante la extracción y el procesamiento del petróleo crudo.

Además de estas categorías, investigaciones más recientes realizadas por Lorenzo y Morato (2018) han revelado que el petróleo está principalmente compuesto por hidrocarburos, pero también contiene cantidades significativas de nitrógeno (N), azufre (S) y oxígeno (O). Además, se encuentran presentes pequeñas proporciones de compuestos orgánicos que contienen metales pesados y biomarcadores como vanadio (Va) y níquel (Ni). Esta diversidad química en la composición del petróleo tiene un impacto directo en su calidad y en las técnicas de refinación utilizadas para producir diversos productos derivados del petróleo, desde combustibles hasta productos petroquímicos.

Esta información sobre la composición del petróleo no solo es fundamental para la industria petrolera en términos de extracción y procesamiento, sino que también resulta crucial para comprender la calidad y la viabilidad económica de los yacimientos de petróleo. El conocimiento detallado de estas composiciones químicas permite a los científicos y a los ingenieros petroleros desarrollar tecnologías más eficientes y sostenibles para la explotación de este recurso vital

2.2. FLUIDOS

2.2.1. Definición

Un fluido se define como una sustancia que carece de forma propia debido a la baja cohesión intermolecular y, en su lugar, toma la forma del recipiente que lo contiene, según lo establecido en la investigación de Chow (1994). Estos fluidos pueden existir en estados líquidos o gaseosos, siendo los gases menos viscosos que los líquidos. Cuando se someten a una fuerza cortante, los fluidos pueden cambiar de forma y no tienen la capacidad de recuperar su forma original después de una deformación causada por una fuerza externa, tal como se menciona en el estudio detallado llevado a cabo por Terán, Torres, Arteaga y Sánchez (2018).

Esta propiedad única de los fluidos, donde pueden adaptarse y fluir para ocupar el espacio disponible, es esencial en numerosas aplicaciones industriales y naturales. En campos como la ingeniería de fluidos y la hidrodinámica, comprender el comportamiento de los fluidos es fundamental para el diseño eficiente de sistemas de tuberías, motores y otros dispositivos. Además, en áreas como la meteorología y la geología, el estudio de los fluidos es esencial para comprender los fenómenos naturales, como el movimiento de los océanos y la atmósfera, así como los procesos geológicos que involucran la migración de

líquidos y gases subterráneos. La comprensión profunda de las propiedades de los fluidos es crucial para diversas disciplinas científicas y tecnológicas, lo que permite avanzar en el desarrollo de tecnologías innovadoras y soluciones en una variedad de campos de aplicación.

2.2.2. Propiedades de los Fluidos

Propiedad	Conceptualización
Densidad	La densidad se refiere a la cantidad de masa presente en un sistema fluido en relación con el volumen que ocupa, y se calcula dividiendo la masa entre el volumen. Los valores de densidad pueden variar significativamente entre diferentes tipos de fluidos, pero para un mismo líquido, los cambios en la presión y la temperatura generalmente tienen un impacto mínimo en su valor. La densidad se denota comúnmente con el símbolo griego ρ (Mott, 2016).
Viscosidad	La viscosidad es una propiedad crucial exhibida por los líquidos reales cuando están en movimiento. Cuando una capa de líquido se desplaza en relación con otras capas adyacentes, se produce fricción entre ellas. En este proceso, la capa que se mueve más rápido arrastra consigo a la capa adyacente. La viscosidad se refiere a la capacidad de un líquido para oponerse a las fuerzas tangenciales que intentan mover partículas con respecto a otras partículas en su estructura. En otras palabras, representa la resistencia de un líquido a las fuerzas que provocan el movimiento relativo entre sus partículas o el deslizamiento de sus capas (Terán et al., 2018).
Presión	<p>La presión se define como la fuerza ejercida por un cuerpo sobre una unidad de área ($p = F/A$), y su unidad en el Sistema Internacional es el Pascal (N/m^2) (Cergel, 2019).</p> <p>El término "presión absoluta" se utiliza para describir la presión ejercida por un fluido en relación con un vacío perfecto o cero absolutos. Esta medida es igual a cero únicamente cuando no hay colisión entre moléculas, lo que indica una baja proporción de moléculas gaseosas o baja velocidad molecular. La necesidad de la presión absoluta surge debido a que la presión atmosférica varía con la altitud, y los diseños se desarrollan a diferentes altitudes sobre el nivel del mar en diferentes países. Por lo tanto, se estableció el término absoluto para estandarizar las mediciones (Terán et al., 2018).</p> <p>En contraste, la "presión manométrica" se refiere a la medición de las presiones por encima de la presión atmosférica. Esta medición se realiza comúnmente mediante un manómetro, que calcula la diferencia entre la presión atmosférica local y la presión desconocida. Al sumar el valor real de la presión atmosférica a la lectura del manómetro, es posible determinar el valor absoluto de la presión (Terán et al., 2018).</p>
Peso específico	La gravedad específica se define como el peso de una sustancia dividido por su volumen y se mide en Newtons por metro cúbico (N/m^3) en el Sistema Internacional de Unidades. Para un fluido uniforme, la gravedad específica (γ) se calcula como $\gamma = mg/V = \rho g$,

	<p>donde m es la masa, g es la aceleración de la gravedad y ρ es la densidad. En el caso de un fluido no homogéneo, se representa como $\gamma = \gamma(x, y, z, t) = g dm/dV = \rho g$, donde x, y, z y t son las variables que describen las dimensiones espaciales y temporales del fluido, y dm y dV son incrementos infinitesimales de masa y volumen, respectivamente (Domingo, 2011).</p>
Volumen específico	<p>El volumen específico se define como el espacio que una unidad de masa ocupa en un fluido dado. Para un fluido homogéneo, se calcula como $v = M/b = 1/\rho$, donde V representa el volumen y ρ es la densidad del fluido. En el caso de un fluido no homogéneo, el valor del volumen específico debe analizarse en un punto específico y se denota como $v(x, y, z, t) = dV/dm = 1/\rho$. En ambos contextos, el valor de v es siempre igual a 1. Esta medida se expresa internacionalmente en unidades de m^3/kg (Domingo, 2011).</p>
Compresibilidad	<p>La capacidad de un material para cambiar su volumen en respuesta a cambios de presión se conoce como compresibilidad. Esta propiedad está cuantificada por el coeficiente de compresibilidad, k, que se define como la disminución proporcional de volumen por cada unidad de aumento de presión y se expresa mediante la fórmula $k = -(1/V)(dV/dp)$. La presión inversa se mide en unidades del Sistema Internacional (m^2/N). El inverso de k, llamado módulo de compresibilidad (K), se expresa en $N \cdot m^2$. Tanto K como k dependen del proceso específico que se esté analizando (Domingo, 2011).</p>

Tabla 1. Propiedades de los fluidos. Elaborado por el autor.

2.3. FLUIDS DE PERFORACIÓN

2.3.1. Definición

Un fluido empleado en las operaciones de perforación de la tierra puede ser líquido, gaseoso o una combinación de ambos junto con un sólido. En términos generales, se le conoce como "fluido de perforación" (Méndez, 2020). Este fluido de perforación es una mezcla homogénea compuesta por un fluido base, como agua, aceite o gas, y varios aditivos que poseen propiedades fisicoquímicas específicas. Estos aditivos desempeñan diversas funciones cruciales durante las operaciones de perforación del suelo (Hernández & Miranda, 2020).

2.3.2. Funciones de fluido de perforación

El fluido de perforación desempeña un papel fundamental en las operaciones de perforación, cumpliendo diversas funciones esenciales para garantizar tanto la eficiencia como la seguridad del proceso. Aunque algunas de estas funciones pueden no ser

necesarias en todos los pozos, dos de las más críticas, según el Instituto Americano del Petróleo (2014), son la eliminación de los recortes de perforación del pozo y el control preciso de la presión de formación.

Además de estas funciones clave, los fluidos de perforación, como señala Panchana (2021), cumplen una serie de roles fundamentales. Estos incluyen el control activo de la presión de la formación para prevenir descontrol en el pozo, la elevación eficiente de los recortes de formación a la superficie, así como la refrigeración y lubricación efectivas de las brocas y los tubos de perforación para prolongar su vida útil y optimizar su rendimiento. Además, estos fluidos sellan formaciones permeables, inspeccionan las herramientas para detectar corrosión, reducen el peso de la tubería de perforación, proporcionan información detallada sobre la formación geológica, facilitan los procesos de cementación y terminación del pozo y minimizan el impacto ambiental mediante prácticas y tecnologías ecoamigables.

Además de mantener la estabilidad del pozo, los fluidos de perforación también juegan un papel crucial al transmitir energía hidráulica a las herramientas y la broca, lo que permite una perforación precisa y eficaz. Estas múltiples funciones demuestran la importancia central de los fluidos de perforación en la industria petrolera, asegurando operaciones seguras y eficientes en una variedad de condiciones y entornos geológicos

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. Diseño de la investigación

El diseño de investigación utilizada es una combinación de investigación descriptiva misma que se caracteriza por la descripción de las características de una población o fenómeno sin manipular variables. Este tipo de diseño se utiliza para recopilar información sobre el estado actual de los fluidos utilizados para la perforación de pozos en el campo Libertador.

Los diseños de investigación descriptiva se pueden clasificar en dos tipos principales:

Diseños de investigación no experimental: Estos diseños se utilizan para recopilar información sin manipular variables. Los diseños de investigación no experimental más comunes son la observación, la encuesta y el estudio de caso.

Diseños de investigación experimental: Estos diseños se utilizan para manipular variables para observar su efecto sobre otra variable. El diseño experimental es el tipo de diseño más apropiado para determinar de manera causal el efecto de una variable sobre otra.

En el caso específico del tema, el diseño de investigación descriptiva proporciona información de las siguientes características:

Propiedades de los fluidos de perforación utilizados en pozos de trayectoria horizontal: Se realiza una revisión bibliográfica de la literatura existente para recopilar información sobre las propiedades de los fluidos de perforación utilizados en pozos de trayectoria horizontal en el campo Libertador.

Características geológicas y condiciones de perforación del campo Libertador: Una investigación de campo para recopilar información sobre las características geológicas y las condiciones de perforación del campo Libertador.

El diseño de investigación descriptiva se basa en los siguientes principios:

Selección de las variables: Se deben seleccionar las variables que se van a describir. En este caso, las variables a describir serán las propiedades de los fluidos de perforación, las características geológicas y las condiciones de perforación del campo Libertador.

Elaboración de instrumentos de recolección de datos: Se deben elaborar instrumentos de recolección de datos que permitan recopilar la información necesaria. En este caso, los instrumentos de recolección serán entrevistas, observaciones y mediciones.

Análisis de datos: Se deben analizar los datos recopilados para identificar los patrones y tendencias.

3.1.2. Tipo de investigación

El tipo de investigación más apropiado para este tema es la investigación aplicada. La investigación aplicada se centra en la solución de problemas prácticos o la mejora de procesos o productos. En este caso, el objetivo de la investigación es desarrollar procedimientos para la formulación de un fluido de perforación que cumpla con los requisitos específicos de un pozo de trayectoria horizontal en el campo Libertador, ubicado en la región oriental del Ecuador.

La investigación aplicada se caracteriza por los siguientes aspectos:

- Tiene un objetivo práctico o aplicado.
- Se basa en la investigación teórica o básica.
- Utiliza métodos y técnicas de investigación científica.
- Produce resultados que pueden ser utilizados para resolver problemas o mejorar procesos o productos.

En el caso específico de este tema, la investigación aplicada se basará en los siguientes pasos:

1. Revisión bibliográfica: Se revisará la literatura existente sobre fluidos de perforación para pozos de trayectoria horizontal. Esto proporcionará información sobre los requisitos específicos de los fluidos de perforación para este tipo de pozos, así como sobre los componentes y aditivos utilizados en su formulación.
2. Investigación de campo: Es importante mencionar que para el desarrollo de esta investigación no se realizará una investigación de campo, sin embargo, se procede a tomar la información obtenida de la investigación de campo y ensayos de laboratorios de fluidos de perforación de la compañía CCDC BRANCH ECUADOR, quienes mantienen convenios interinstitucionales con varios centros

educativos de nivel superior. Estos estudios proporcionan información relevante sobre las características geológicas y las condiciones de perforación del área. Esto permitirá identificar los requisitos específicos del fluido de perforación para el pozo Libertador.

3. Desarrollo de los procedimientos: Con base en la información recopilada de la revisión bibliográfica y de la investigación de campo, se desarrollarán los procedimientos para la formulación del fluido de perforación. Los procedimientos incluirán instrucciones detalladas para cada paso, así como información sobre los equipos y materiales necesarios.
4. Validación de los procedimientos: Los procedimientos se validarán mediante pruebas de laboratorio y en campo. Las pruebas se realizarán para verificar que el fluido de perforación cumple con los requisitos específicos del pozo Libertador.

La investigación aplicada es el tipo de investigación más apropiado para este tema porque permite desarrollar procedimientos que sean específicos para el pozo Libertador y que cumplan con los requisitos específicos de este tipo de pozos.

3.1.3. Población y muestra

La población para esta investigación sería la totalidad de los pozos de trayectoria horizontal que se perforan en el campo Libertador, ubicado en la región oriental del Ecuador. La población se puede estimar en función de la producción de hidrocarburos del campo Libertador y de la tasa de perforación de pozos de trayectoria horizontal.

La muestra para esta investigación se podría seleccionar de manera aleatoria, estratificada o por conveniencia. La selección aleatoria permitiría garantizar que todos los pozos de la población tengan la misma probabilidad de ser seleccionados. La selección estratificada permitiría seleccionar una muestra que sea representativa de las diferentes características de la población. La selección por conveniencia permitiría seleccionar una muestra que sea fácil de acceder y que sea representativa de la población.

En el caso específico de esta investigación, la muestra podría seleccionarse de manera aleatoria o estratificada. La selección aleatoria permitiría garantizar que los resultados de la investigación sean representativos de todos los pozos de trayectoria horizontal del campo Libertador. La selección estratificada permitiría seleccionar una muestra que sea

representativa de las diferentes características de los pozos de trayectoria horizontal del campo Libertador, como la profundidad, la presión y la temperatura.

La decisión de la selección de la muestra dependerá de los objetivos específicos de la investigación y de los recursos disponibles.

A continuación, se presentan algunos ejemplos de cómo se podría seleccionar la muestra para esta investigación:

Selección aleatoria

- Se podría generar una lista aleatoria de todos los pozos de trayectoria horizontal del campo Libertador.
- Se podría seleccionar una muestra de tamaño determinado de la lista generada.

Selección estratificada

- Se podría dividir la población en grupos, o estratos, en función de una o más características, como la profundidad, la presión o la temperatura.
- Se podría seleccionar una muestra aleatoria de cada estrato.

Selección por conveniencia

- Se podrían seleccionar los pozos de trayectoria horizontal que sean más accesibles o que sean representativos de la población.

La selección de la muestra debe realizarse de manera cuidadosa para garantizar que los resultados de la investigación sean representativos de la población.

Para este caso en particular el tipo de muestra será estratificada, debido a que se desarrollará una formulación que sea factible para la formación en la que el pozo se encuentre. Convenientemente los pozos horizontales del campo Libertador se encuentran en las formaciones Napo, Tena y Puca, formaciones que tienen características similares, por lo tanto, la formulación a realizarse será validada para todos.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA

Es importante conocer el comportamiento de la formación geológica a evaluar cuando está completamente hidratada. Esto se puede hacer observando el hinchamiento y/o dispersión de la muestra cuando se expone al agua (Khan et al.,2021). Estos cambios físicos son una indicación del comportamiento máximo o mínimo que se puede esperar durante la hidratación de la formación (Wysocki et al., 2015).

Cuando las arcillas se hidratan, las moléculas de agua se adhieren a sus superficies. Esto puede causar cambios en la estructura molecular de las arcillas, lo que puede provocar cambios físicos como el hinchamiento o la dispersión.

El hinchamiento ocurre cuando las arcillas absorben agua y aumentan de tamaño. Esto puede causar problemas operacionales durante la perforación, como la formación de puntos apretados y la acumulación de cortes.

La dispersión ocurre cuando las arcillas se rompen en partículas más pequeñas cuando se exponen al agua. Esto puede aumentar el riesgo de daño de formación y modificar las propiedades del fluido de perforación.

El tipo de arcilla determina el tipo de cambio físico que se producirá. Por ejemplo, las arcillas de montmorillonita son propensas al hinchamiento, mientras que las arcillas de illita son propensas a la dispersión (Darley, 1965).

El fluido de perforación debe pasar a través de diferentes tipos de formaciones geológicas, desde la superficie hasta la zona de pago. Por lo tanto, es importante que el fluido sea compatible con todas estas formaciones. Esto es una de las razones por las que se utilizan diferentes formulaciones o diferentes fluidos de perforación para un pozo.

Agwu et al. (2018) afirman que el hinchamiento de las arcillas puede causar problemas operacionales durante la perforación, como la formación de puntos apretados. Los puntos apretados son áreas estrechas en el pozo que pueden dificultar el paso del fluido de perforación. Esto puede provocar problemas de circulación, como la acumulación de cortes, que pueden dificultar la perforación o la cementación del revestidor.

La dispersión de las arcillas también puede causar problemas operacionales. La dispersión ocurre cuando las arcillas se rompen en partículas más pequeñas. Estas partículas pueden contaminar el fluido de perforación y modificar sus propiedades, como la densidad y la viscosidad. Esto puede dificultar la perforación y aumentar el riesgo de daño de formación.

Los problemas operacionales causados por el hinchamiento y la dispersión de las arcillas pueden ser costosos y peligrosos. Por lo tanto, es importante comprender cómo estas propiedades pueden afectar la perforación y tomar medidas para mitigar sus efectos (Fereidounpour & Vatani, 2015).

Las propiedades de las arcillas se pueden determinar mediante pruebas de laboratorio utilizando muestras de cortes de diferentes formaciones y agua. Estas pruebas incluyen:

- Capacidad de intercambio catiónico (CEC): mide la cantidad de iones positivos que pueden ser adsorbidos por las superficies de las partículas de arcilla.
- Tiempo de succión capilar (CST): mide el tiempo que tarda el agua en ascender por los poros de una muestra de arcilla.
- Prueba de acreción: mide la cantidad de agua que se adhiere a las superficies de las partículas de arcilla.
- Prueba de erosión/dispersión: mide la facilidad con la que las partículas de arcilla se disuelven o dispersan en agua.
- Prueba de hinchamiento lineal: mide el cambio en el volumen de una muestra de arcilla cuando se hidrata.

Estas pruebas proporcionan información sobre la hidratación de las arcillas, que puede ser útil para diseñar fluidos de perforación compatibles con las formaciones geológicas.

4.1.1. Capacidad de Intercambio Catiónico CEC

Los problemas operativos más comunes durante la perforación de pozos se muestran en la tabla siguiente, junto con las medidas que se han tomado para resolverlos.

La prueba de azul de metileno (MBT) es una prueba de campo que se utiliza para medir la capacidad de intercambio catiónico de las arcillas. La prueba mide la cantidad de azul de metileno que se une a las partículas de arcilla.

El MBT proporciona una idea indirecta de la reactividad de los sólidos de perforación (formación arcillosa reactiva) presentes en el fluido de perforación. Un fluido con un alto MBT es más reactivo y puede causar problemas operacionales, como la formación de puntos apretados y el daño de formación.

El MBT se expresa en lbeq/bbl (libras de bentonita equivalente por barril). Esto significa que un fluido con un MBT de 2 lbeq/bbl es equivalente a un fluido preparado con 2 libras de bentonita por barril.

4.1.2. Tiempo de Succión Capilar CST.

Según Romero (2016), el tiempo de succión capilar (CST) es una prueba que mide la tasa de filtración de agua a través de una muestra de formación. La prueba utiliza un papel de cromatografía líquida como medio permeable. Una mezcla de la muestra de formación y agua o solución de agua con inhibidor se coloca sobre el papel filtro y se mide el tiempo que tarda el agua en viajar de un sensor a otro del equipo.

Las arcillas reactivas, como la bentonita, absorben agua rápidamente. Esto significa que el agua tarda más en viajar a través del papel filtro cuando se prueba una arcilla reactiva.

El CST es una prueba que mide la reactividad de las arcillas o su capacidad de hidratación. La interpretación de los resultados de esta prueba es similar a la de la prueba de CEC. Sin embargo, el CST se puede modificar para tener en cuenta la presencia de productos inhibidores del fluido de perforación, como las aminas cuaternarias o los glicoles (Wysocki et al., 2015).

Procedimiento para la prueba de CST (OFI Testing Equipment Inc., 2018):

1. Secar y moler la muestra de formación hasta que pase por una malla de 200.
2. Pesar de 1 a 2 gramos de la muestra molida.
3. Mezclar la muestra con 24 ml de agua destilada.
4. Agitar la mezcla durante 2 minutos.

5. Tomar una alícuota de 5 ml de la mezcla y colocarla en el equipo CST.

Instrucciones detalladas:

1. Secar la muestra de formación a una temperatura de 105 °C durante 24 horas.
2. Moler la muestra seca hasta que pase por una malla de 200.
3. Pesar de 1 a 2 gramos de la muestra molida y colocarla en un matraz Erlenmeyer de 25 ml.
4. Agregar 24 ml de agua destilada al matraz Erlenmeyer.
5. Agitar la mezcla durante 2 minutos usando una varilla de vidrio.
6. Tomar una alícuota de 5 ml de la mezcla usando una pipeta Pasteur.
7. Colocar la alícuota en el equipo CST.

El tiempo que tarda una muestra de revoque en absorber agua por capilaridad indica su permeabilidad. Las muestras con partículas altamente dispersas tienen baja permeabilidad del filtrado y altos valores de CST. Las muestras con partículas floculadas tienen alta permeabilidad del filtrado y bajos valores de CST (Iza & Jácome, 2021).

El tiempo que tarda una muestra en absorber agua por capilaridad es un indicador de su potencial de hidratación. Las muestras que tardan más en absorber agua son más reactivas, es decir, son más propensas a hincharse y expandirse cuando se exponen al agua.

La figura 1 muestra los resultados del tiempo de succión capilar para las formaciones bentónica y Tiyuyacu. La formación bentónica tiene el tiempo de succión capilar más largo, con 1011,5 segundos. Esto indica que la formación bentónica es la más reactiva de las dos. La formación Tiyuyacu tiene el tiempo de succión capilar más corto, con 91,3 segundos. Esto indica que la formación Tiyuyacu es la menos reactiva de las dos.

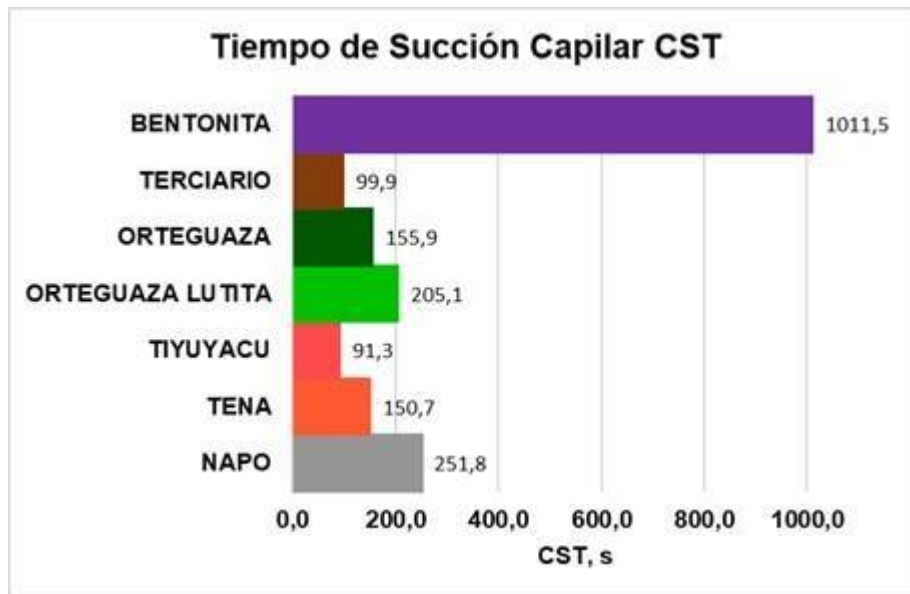


Figura 3. Tiempo de Succión de las formaciones, Petroamazonas

El tiempo de succión capilar es una prueba importante que se utiliza para evaluar la reactividad de las formaciones geológicas. Las formaciones reactivas pueden ser problemáticas en el desarrollo de pozos petroleros, ya que pueden causar tapones de arcilla y otros problemas.

En el caso de las formaciones bentónica y Tiyuyacu, los resultados del tiempo de succión capilar indican que la formación bentónica es más reactiva que la formación Tiyuyacu. Esto significa que la formación bentónica es más propensa a hincharse y expandirse cuando se expone al agua. Esto puede causar problemas en el desarrollo de pozos petroleros en la formación bentónica.

4.1.3. Prueba de Acreción

El procedimiento de la prueba de adhesión de formación a metal consiste en los siguientes pasos (Romero, 2016):

1. Separar las partículas de arcilla de un tamaño específico del material de formación.
2. Colocar las partículas de arcilla en una celda de vidrio junto con un fluido de perforación.

3. Colocar una celda metálica en la celda de vidrio.
4. Envejecer la muestra dinámicamente a una temperatura de 120 grados Fahrenheit durante 1 hora.
5. Recuperar las celdas metálicas.
6. Pesar las celdas metálicas.
7. Calcular la masa de formación o muestra que se adhirió al metal, expresada en porcentaje.

Cliffe y Young (2008) definen la prueba de adhesión de formación a metal como una prueba que mide la capacidad de las partículas de arcilla reactivas para adherirse al acero cuando se encuentran sumergidas en un fluido de perforación.

La prueba se realiza sumergiendo un cilindro metálico en un fluido de perforación que contiene partículas de arcilla reactivas. El cilindro se agita durante un período de tiempo determinado, simulando las condiciones de perforación. Al final de la prueba, se retira el cilindro y se pesa. La masa de arcilla que se adhiere al cilindro se mide y se expresa como un porcentaje del peso inicial del cilindro.

Los resultados de la prueba se pueden interpretar de acuerdo con las siguientes categorías:

- Adhesión baja: La masa de arcilla que se adhiere al cilindro es inferior al 10%.
- Adhesión moderada: La masa de arcilla que se adhiere al cilindro es del 10 al 20%.
- Adhesión alta: La masa de arcilla que se adhiere al cilindro es superior al 20%.

Las formaciones con alta adhesión a metal son más propensas a formar tapones de arcilla en los pozos petroleros.

El manual de laboratorio de fluidos de perforación de CCDC Branch Ecuador también define la prueba de adhesión de formación a metal como una medida indirecta de la tendencia del fluido para aumentar o disminuir la acreción de la arcilla en las herramientas metálicas del ensamblaje de fondo. Esto incluye el embolamiento de la broca, de los

estabilizadores o de cualquier parte del BHA. La prueba también se puede utilizar para medir la tendencia a formar gumbos en las líneas superficiales.

En resumen, la prueba de adhesión de formación a metal es una prueba importante que se utiliza para evaluar la capacidad de una formación geológica para adherirse a los metales. Esta información es importante para el desarrollo de pozos petroleros, ya que puede ayudar a predecir la formación de tapones de arcilla y otros problemas asociados con la arcilla.

La acreción al agua de cada formación se considera como un valor entre 0% y 100%. El valor de 0% indica que la formación no se acreta al agua, mientras que el valor de 100% indica que la formación se acreta completamente al agua.

La acreción al agua es una propiedad importante de las formaciones geológicas. Las formaciones con alta acreción al agua son más propensas a formar tapones de arcilla en los pozos petroleros.

En el caso de la prueba descrita por Romero (2016), la acreción al agua se mide como el porcentaje de la masa de la muestra que se adhiere a las partículas de agua. La masa de la muestra se mide antes y después de la prueba. La diferencia entre estas dos masas es la masa que se adhiere al agua. Esta masa se expresa como un porcentaje de la masa inicial de la muestra.

Los resultados de la prueba de acreción al agua se pueden interpretar de acuerdo con las siguientes categorías:

- Acreción baja: La acreción al agua es inferior al 10%.
- Acreción moderada: La acreción al agua es del 10 al 20%.
- Acreción alta: La acreción al agua es superior al 20%.

Las formaciones con alta acreción al agua son más propensas a formar tapones de arcilla en los pozos petroleros

4.1.4. Prueba de Erosión / Dispersión.

La prueba de erosión/dispersión de arcilla es una prueba que mide la capacidad de un fluido de perforación para dispersar o erosionar las partículas de arcilla.

La prueba se realiza de la siguiente manera:

1. Se separan las partículas de arcilla de un tamaño específico del material de formación.
2. Las partículas de arcilla se tamizan para separarlas según su tamaño.
3. Las partículas de arcilla se colocan en una celda metálica en contacto con un fluido de perforación.
4. La celda metálica se agita durante 16 horas a una temperatura de 120 grados Fahrenheit.
5. Los cortes no erosionados se recuperan tamizando.
6. La muestra recuperada se limpia y se pesa.
7. La diferencia entre la masa recuperada y la masa inicial se expresa como un porcentaje.

Los resultados de la prueba se pueden interpretar de acuerdo con las siguientes categorías:

- Erosión/dispersión baja: La diferencia entre la masa recuperada y la masa inicial es inferior al 10%.
- Erosión/dispersión moderada: La diferencia entre la masa recuperada y la masa inicial es del 10 al 20%.
- Erosión/dispersión alta: La diferencia entre la masa recuperada y la masa inicial es superior al 20%.

Las formaciones con alta erosión/dispersión son más propensas a formar tapones de arcilla en los pozos petroleros.

4.1.5. Prueba de Hinchamiento Lineal.

Este método es eficaz para estudiar la interacción entre las rocas y los fluidos en condiciones simuladas, mientras el fluido está en movimiento (Khan et al., 2021).

Romero (2016) describe un método para preparar una pastilla cilíndrica de formación para pruebas de laboratorio. El método consiste en los siguientes pasos:

1. Se toma una muestra de recorte de formación.
2. La muestra se tamiza para obtener partículas de un tamaño específico.
3. Las partículas se compactan en una pastilla cilíndrica mediante una unidad de compactación hidráulica.
4. La pastilla se coloca en una celda con el fluido de perforación respectivo.
5. La celda se coloca en el equipo de prueba.

El porcentaje de hinchamiento de arcilla al agua se considera como el valor máximo posible. El hinchamiento se mide en el tiempo final de estabilidad, que se determina cuando la velocidad de hinchamiento es menor o igual a 0,1% por hora. El tiempo de equilibrio se define como el momento en que inicia la fase estable de equilibrio.

La prueba de hinchamiento de arcilla es una prueba importante que se utiliza para evaluar la expansividad de las arcillas. Las arcillas expansivas pueden causar problemas en la perforación de pozos petroleros, ya que pueden hincharse y causar obstrucciones.

El porcentaje de hinchamiento de arcilla al agua es un parámetro importante para evaluar la expansividad de las arcillas. Un porcentaje de hinchamiento alto indica que la arcilla es más expansiva.

En el caso de la prueba descrita por OFI Testing Equipment Inc. (2018), el tiempo final de estabilidad se determina midiendo la velocidad de hinchamiento de la arcilla a intervalos regulares. Cuando la velocidad de hinchamiento es menor o igual a 0,1% por hora, se considera que la arcilla ha alcanzado el tiempo final de estabilidad. El tiempo de equilibrio se define como el momento en que la velocidad de hinchamiento de la arcilla se vuelve constante (OFI Testing Equipment Inc., 2018).

El hinchamiento de arcilla es un proceso molecular que ocurre a nivel atómico. Sin embargo, es un proceso finito, lo que significa que tiene un final. Por lo tanto, es fácil identificar el tiempo que tarda el hinchamiento en alcanzar el equilibrio, es decir, el tiempo que tarda en hidratar todas las arcillas presentes en la muestra.



Figura 4. Gráfico de comportamiento de hinchamiento lineal con un fluido a base de agua. Petroamazonas

Los inhibidores de arcilla son sustancias que se agregan al fluido de perforación para reducir el hinchamiento de las arcillas. Estos inhibidores pueden actuar de dos maneras:

- Disminuyendo la dispersión de las partículas de arcilla. Esto hace que las partículas de arcilla sean menos propensas a hincharse.
- Modificando el hinchamiento de las partículas de arcilla. Esto puede hacer que las partículas de arcilla se hinchen menos o que el hinchamiento sea más lento.

En general, los inhibidores de arcilla pueden ayudar a reducir el riesgo de problemas asociados con las arcillas expansivas, como taponos de arcilla y pérdida de circulación.

Los inhibidores de arcilla son una herramienta importante para controlar el hinchamiento de arcilla. Estos inhibidores pueden ayudar a reducir el riesgo de problemas asociados con las arcillas expansivas.

Agwu et al. (2018) afirman que el hinchamiento de arcilla es un proceso a nivel molecular pero finito. Esto significa que el hinchamiento tiene un final, ya que las partículas de arcilla eventualmente alcanzarán su capacidad máxima de hinchamiento.

Wysocki et al. (2015) señalan que los inhibidores de arcilla pueden actuar de dos maneras para reducir el hinchamiento de arcilla. La primera manera es disminuyendo la dispersión

de las partículas de arcilla. Esto hace que las partículas de arcilla sean menos propensas a hincharse, ya que las partículas dispersas están menos unidas entre sí.

La segunda manera en que los inhibidores de arcilla pueden reducir el hinchamiento es modificando el hinchamiento de las partículas de arcilla. Esto puede hacer que las partículas de arcilla se hinchen menos o que el hinchamiento sea más lento.

4.2. INTERACCIÓN RCA – FLUIDO

Los fluidos de perforación base agua deben reducir la hidratación de las arcillas para evitar problemas como tapones de arcilla y pérdida de circulación. Para lograrlo, se recurre principalmente a dos estrategias:

- Reducir la cantidad de agua libre que puede estar en contacto con las formaciones arcillosas. Esto se puede lograr mediante el control de filtrado y la selección de propiedades adecuadas del fluido de perforación.
- Usar inhibidores de arcilla. Los inhibidores de arcilla tienen una mayor afinidad con el agua o con la formación que las arcillas, lo que evita que las arcillas se hidraten.

Fareidounpour y Vatani (2015) señalan que la disminución de la hidratación de las arcillas es la consigna de los fluidos de perforación base agua. Para lograr esto, es importante reducir la cantidad de agua libre que puede estar en contacto con las formaciones arcillosas. Esto se puede lograr mediante el control de filtrado, que es el proceso por el cual el fluido de perforación pasa a través de las paredes del pozo. También es importante seleccionar propiedades adecuadas del fluido de perforación, como la viscosidad y la densidad.

Además de estas estrategias, también se puede usar inhibidores de arcilla. Los inhibidores de arcilla tienen una mayor afinidad con el agua o con la formación que las arcillas. Esto significa que los inhibidores de arcilla compiten con las arcillas por el agua, lo que dificulta que las arcillas se hidraten.

Para evaluar la eficacia de los inhibidores de arcilla, se realizan pruebas de caracterización de la roca con diferentes formulaciones de fluido de perforación. Los resultados de estas

pruebas se comparan con los resultados de pruebas realizadas con agua. De esta forma, se pueden identificar las concentraciones de los productos que minimizan los efectos de la hidratación de las arcillas presentes en las formaciones a perforar.

La interacción entre la roca y el fluido se determina mediante pruebas de laboratorio que se realizan con muestras de recortes de diferentes formaciones y diferentes formulaciones de fluidos. Las pruebas utilizadas son:

- Tiempo de succión capilar: Mide la capacidad del fluido para mojar la roca.
- Prueba de acreción: Mide la capacidad del fluido para adherirse a la roca.
- Prueba de erosión/dispersión: Mide la capacidad del fluido para erosionar o dispersar las partículas de arcilla de la roca.
- Prueba de hinchamiento lineal: Mide el grado de hinchamiento de las partículas de arcilla cuando se exponen al fluido.

Los resultados de las pruebas se comparan con la caracterización de la roca para identificar la formulación de fluido que proporciona el mejor desempeño. Esta información se utiliza para optimizar el fluido de perforación para una formación específica.

Se recomienda utilizar muestras de recortes de perforación sin modificarlas. Por lo tanto, es preferible tomar las muestras en las zarandas, antes de que se mezclen con productos que puedan modificarlas, como asfalto, lubricantes, píldoras de limpieza, material de barrido, material LCM, etc.

Según Romero (2016), la muestra debe estar escurrida del lodo, pero sin lavar los recortes con agua. Esto se debe a que lavar los recortes con agua podría eliminar la matriz de la roca, que es la parte más importante de la muestra.

Los recortes deben estar identificados con el pozo, el área, la formación, la profundidad, el tipo de lodo, la sección, etc. Luego, se deben enviar al laboratorio para ser secados sin tratamiento y almacenados.

La muestra seca de recortes de perforación se muele en diferentes tamaños para realizar las pruebas. Con los resultados de estas pruebas se planifica el número de pruebas a realizar, ya que todas las pruebas deben realizarse con la misma muestra. De lo contrario, los resultados podrían ser inexactos y no comparables.

Las muestras de recortes de perforación pueden tomarse cada 500 pies de profundidad medida (MD). En caso de que se detecte un problema en una formación específica, se solicitarán muestras de esa profundidad.

4.2.1. Sección 16”

La formulación de los fluidos de perforación para la sección Terciario indefinido y Napo se compone de dos tipos de fluidos: un fluido nitrato y un fluido polimérico. Estos fluidos se utilizan para simular la interacción que se produce durante la perforación y evaluar su desempeño (Iza y Jácome (2021, p. 26).

Formulación	F0 (ppb)	F1 (ppb)	F4 (ppb)	F5 (ppb)
Nitrato de calcio				6,00
Goma Xantana alta viscosidad	1,25	1,25	1,25	0,60
F-Terciario	22,50	22,50	22,50	87,50
F- Orteguaza	22,50	22,50	22,50	
Celulosa polianiónica baja viscosidad	2,00	2,00	2,00	
Alcalinizante	0,01	0,01	0,01	
Carbonato de Calcio	62,30	62,30	62,30	
Barita	23,69	23,69	23,69	

Tabla 2. Formulación de fluidos de perforación. Romero et al.

Los fluidos poliméricos son desarrollados y evaluados con concentraciones mínimas, promedio y máximas de inhibición para determinar su rendimiento y por ende la optimización en el uso de inhibidores (Iza y Jácome, 2021), las formulaciones que no se presentaron como F2 y F3 fueron descartadas en el análisis de los pozos de referencia.

4.2.2. Sección 12 ¼”

Para la sección de las formaciones Tiyuyacu, Tena y Napo, se desarrollaron tres formulaciones de fluidos de perforación poliméricos (f1, f2, f3). Estas formulaciones se desarrollaron teniendo en cuenta las propiedades de las formaciones a perforar.

Formulación	f1 (ppb)	f2 (ppb)	f3 (ppb)
Celulosa polianiónica baja viscosidad	4,00	4,00	4,00
Celulosa polianiónica alta viscosidad	0,25	0,25	0,25
Goma Xantana alta viscosidad	0,3	0,3	0,3
Lubricante	2%	2%	2%
Surfactante	0,5	0,5	0,5
Inhibidor-Glicol	0,5	1	2
PHPA – Poliácridamida parcialmente hidrolizada	0,25	0,25	0,25
Carbonato de Calcio (325)	50,69	50,69	50,69
Carbonato de Calcio (200)	21,72	21,72	21,72

Tabla 3. Formulaciones de los fluidos de perforación para la sección 12 ¼”. Romero et al.

Para el ejemplo, se realizaron tres pruebas con diferentes concentraciones de inhibidor de arcilla XCS III: 0,5, 1 y 2 ppb. El objetivo de estas pruebas era evaluar la eficiencia y el rendimiento del inhibidor durante la perforación de la sección

4.2.3. Sección 8 ½”

La formulación del fluido de perforación para la sección de la formación Napo (f1) se desarrolló teniendo en cuenta las propiedades de la formación.

La formulación del fluido de perforación se optimizó en campo para obtener el mejor desempeño posible. Esto se evaluó en términos de viajes de tubería libres, corrida de revestidor libres y ROP controlada. Como la formación Napo es una zona de interés, se perfora con LWD, que permite controlar la ROP. Por lo tanto, se confirma que la formulación del fluido de perforación es adecuada para la formación Napo.

Formulación	F1 (ppb)
Carbonato de Calcio (325)	14
Carbonato de Calcio (200)	14
Almidón	7
Alcalinizante	0,2
Celulosa polianiónica baja viscosidad	5
Celulosa polianiónica alta viscosidad	0,5
Inhibidor-Glicol	1
Bactericida	0,3
Goma Xantana alta viscosidad	0,3

Tabla 4 Formulaciones de los fluidos de perforación para la sección 8 ½". Romero et al.

4.3. CATEGORIZACIÓN PARAMÉTRICA DE EVALUACIÓN

La mejor formulación para cada sección se selecciona en función de una matriz de evaluación que pondera los parámetros según algunos factores de repetitividad y tecnológicos.

Pruebas	Categorización
Capacidad de Intercambio catiónico CEC	2
Tiempo de succión capilar	1
Acreción	1
Erosión/Dispersión	2
Hinchamiento lineal	3

Tabla 5. Categorización de parámetros para la selección de fluidos de perforación base agua. Romero et al.

4.4. PRUEBAS REALIZADAS

4.4.1. Pruebas de Tiempo de Succión, CST

Para mostrar el procedimiento, se emplea el tiempo de succión capilar de las diversas formulaciones de fluido de perforación en distintas formaciones. Según lo expuesto por Iza y Jácome (2021, p. 44), se utiliza como punto de referencia el valor de CST del agua con bentonita, establecido en 1011,5 segundos. Se obtiene un valor promedio a partir de los tres primeros resultados similares obtenidos, los cuales fueron obtenidos exclusivamente mediante pruebas de mezclas de inhibidor en agua. Este valor se clasifica como 1 debido a su menor fiabilidad, al ser uno de los primeros equipos en determinar la inhibición de manera indirecta

Sección 16”: Se evaluaron los inhibidores de los fluidos utilizados en esta sección, como el nitrato de calcio para la formación Terciario indeterminado y el glicol para la formación Ortegua. Los resultados de las pruebas se expresaron en términos de los tiempos de succión capilar.

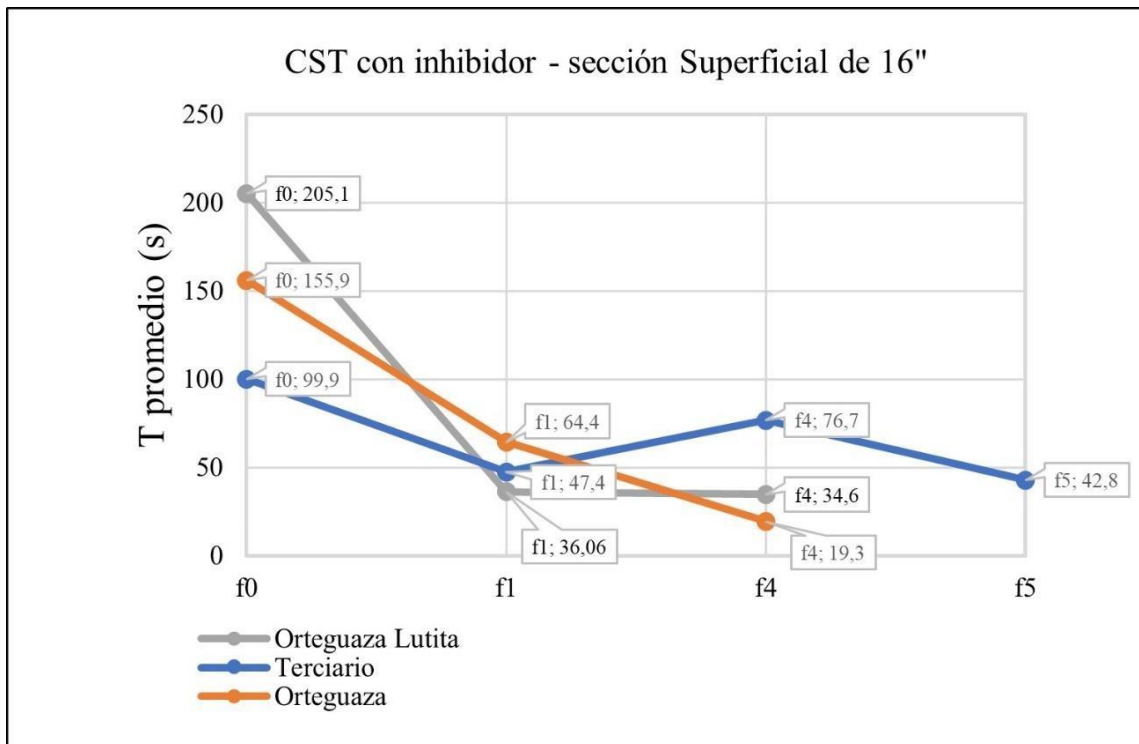


Figura 5. Tiempo de succión capilar de la sección 16". Romero et al.

sección 12 ¼”: En esta etapa se examinaron distintas concentraciones del inhibidor glicol en los fluidos de perforación. La formulación F3, que incorpora la concentración máxima de inhibidor glicol, mostró un incremento comparado con la formulación F0, sin presencia de inhibidor glicol. Este hallazgo sugiere que una alta concentración de este inhibidor podría generar una respuesta negativa en la formación.

Se llevaron a cabo pruebas en la formación Tiyuyacu para respaldar los datos recopilados. Los resultados obtenidos de estas pruebas verificaron que la formulación F3, con una concentración de 2,0 libras por barril (lb/bbl) de glicol, es la más adecuada.

sección 8 ½”: Las diferencias en la reactividad de las formaciones pueden surgir por la diversidad en sus composiciones arcillosas, su exposición al agua y su interacción con los polímeros. La prueba CST ofrece información sobre la permeabilidad del revoque. Partículas dispersas generan una baja permeabilidad en el filtrado y valores altos en CST, mientras que las partículas floculadas resultan en una alta permeabilidad del filtrado y valores bajos en CST (Iza y Jácome, 2021).

Formación	Agua	f1	f2
Napo	251,8		208,3

Tabla 6. Tiempo de succión capilar de las diferentes formulaciones con la formación Napo

4.4.2. Pruebas de Acreción

Para evaluar la acumulación en las formulaciones de fluido de perforación usadas en las formaciones Terciario indeterminado y Orteguzza, se midió el peso de un cilindro metálico tanto limpio como con arcilla adherida. El porcentaje de acumulación se determinó dividiendo la diferencia entre los pesos del cilindro limpio y del que tenía arcilla por el peso inicial del cilindro, multiplicado por 100. Se empleó como referencia el resultado obtenido con agua, considerado como el valor mínimo de acumulación.

Esta prueba se califica como nivel 1, ya que se basa en la medición de las cargas eléctricas de los sólidos en contacto con el metal. Esta técnica tiene una confiabilidad limitada debido a su susceptibilidad a factores externos como la pureza del agua y la condición de la superficie del cilindro, lo que puede influir en los resultados.

Sección 16”: Se investiga la acumulación en diferentes fluidos de perforación en las formaciones Terciario indeterminado y Orteguzza, utilizando agua como punto de referencia.

En la formación Terciario indeterminado, el fluido base nitrato de calcio (f5) registra el menor nivel de acumulación, marcando un 1,5%. Esto indica una efectiva inhibición de la acumulación.

Fluido	Peso inicial, g	Peso final, g	Peso Acreción, g	Acreción, %
Agua	77,67	77,67	0,00	0,00%
F5	77,48	77,93	0,45	1,50%

Tabla 7. Acreción de las diferentes formulaciones con la formación Terciario indiferenciado.

En la formación Orteguaza, el fluido base muestra un índice de acumulación del 63,97%. Dentro de los fluidos poliméricos, el f1 con 0,5 lb/bbl de inhibidor glicol revela un nivel de acumulación del 7,10%, mientras que el f4 con 1 lb/bbl de inhibidor glicol presenta un índice de acumulación del 5,97%.

Fluido	Peso inicial, g	Peso final, g	Peso Acreción, g	Acreción, %
Agua	77,44	77,44	0,00	0,00%
Polimérico – F0	77,50	96,69	19,19	63,97%
Polimérico – F1	77,49	79,62	2,13	7,10%
Polimérico – F4	77,44	79,23	1,79	5,97%

Tabla 8. Acreción de las diferentes formulaciones con la formación Orteguaza.

Al contrastar estos resultados, se evidencia que el incremento en la concentración de inhibidor glicol en el fluido polimérico se correlaciona con una disminución en el nivel de acumulación. Por ende, el fluido polimérico f4 se muestra como el más apropiado para la perforación en la formación Orteguaza, al minimizar los problemas de acumulación como el embolamiento en el equipamiento y la broca, potencialmente contribuyendo a mayores tasas de penetración.

Fluido	Peso inicial, g	Peso final, g	Peso Acreción, g	Acreción, %
Agua	77,44	77,44	0,00	0,00%
Polimérico – F0	77,50	96,69	19,19	63,97%
Polimérico – F1	77,49	79,62	2,13	7,10%
Polimérico – F4	77,44	79,23	1,79	5,97%

Tabla 9. Erosión/Dispersión de las diferentes formulaciones con la formación Orteguaza

Sección 12 ¼”: En esta sección se perfora Tiyuyacu, Tena y un poco de Napo

Tiyuyacu: Entre los fluidos poliméricos analizados, el que presenta el nivel más bajo de acumulación es el fluido (f1), con un índice del 3,40%. El fluido polimérico (f2) registra una acumulación del 3,53%, mientras que el fluido polimérico (f3) muestra un nivel de acumulación del 4,47% Los resultados de las pruebas de acumulación indican que a

medida que se incrementa la concentración del inhibidor glicol en los fluidos poliméricos, se observa una mayor propensión a la acumulación en la formación Tiyuyacu. No obstante, las tres formulaciones evaluadas cumplen con los estándares óptimos para funcionar eficientemente en esta formación.

Basándose en estos resultados, se recomienda el fluido f1 para el desarrollo de la perforación en Tiyuyacu. Sin embargo, es crucial considerar todas las pruebas en conjunto antes de tomar una decisión definitiva.

Tena: Los fluidos poliméricos f1, f2 y f3 muestran niveles de acumulación similares, marcando un 2,63%, 2,77% y 2,63%, respectivamente. Esto sugiere que las variaciones en la concentración del inhibidor glicol no generan un impacto significativo en la acumulación en la formación.

Por consiguiente, los fluidos f1 y f3 emergen como los más apropiados para la perforación en esta formación. Estos fluidos presentan niveles bajos de acumulación, disminuyendo así el riesgo de obstrucciones en la sarta y la broca.

Napo: Los fluidos poliméricos f1, f2 y f3 muestran distintos niveles de acumulación: 14,07%, 7,83% y 13,20%, respectivamente. Esto señala una propensión alta a la acumulación en la formación Tiyuyacu.

El fluido f2 registra el menor nivel de acumulación, lo que sugiere que posee las propiedades de inhibición más efectivas. Por consiguiente, se sugiere el uso de este fluido para la perforación en la formación Tiyuyacu.

Sección 8 ½”: La acumulación es mínima debido a que la composición predominante es de arenisca. A pesar de ello, se examinó la lutita y los resultados de la prueba de acumulación revelaron que el fluido f1-Drill In presenta una propensión a la acumulación del 49,27%, en contraste con el agua que muestra una propensión mínima a la acumulación, del 0,07%. os fluidos.

4.4.3. Pruebas de Dispersión

La evaluación de la erosión/dispersión en las formaciones Terciario Indiferenciado y Orteguaza se llevó a cabo analizando el peso de los cortes finales que mantienen su

tamaño de malla gruesa. Se calculó el porcentaje de erosión/dispersión comparando el peso no recuperado con el peso inicial de una muestra de 30 g.

Fluido	Peso inicial, g	Peso final, g	Peso Erosión, g	Erosión, %
Agua	30,00	0,72	29,28	97,60%
F5	30,00	1,51	28,49	94,97%

Tabla 10. Erosión/Dispersión de las diferentes formulaciones con la formación Terciario indiferenciado.

Fluido	Peso inicial, g	Peso final, g	Peso Erosión, g	Erosión, %
Agua	30,00	3,67	26,33	87,77%
Polimérico – F0	30,00	14,49	15,51	51,70%
Polimérico – F1	30,00	9,20	20,80	69,33%
Polimérico – F4	30,00	10,45	19,55	65,17%

Tabla 11. Erosión/Dispersión de las diferentes formulaciones con la formación Orteguaza

Sección 16”

Terciario indiferenciado: El agua muestra un porcentaje de erosión/dispersión del 97,60%, mientras que el fluido f5 nitrato de calcio registra un 94,97%. Esto se debe a la propiedad dispersante del fluido f5, diseñada para mejorar la apertura del hoyo durante la perforación.

Orteguaza: La comparación entre los fluidos sin inhibidor (f0), con 0,5 lb/bbl (f1) y 1 lb/bbl (f4), reveló que el uso de inhibidores controla la dispersión de las arcillas. El fluido f1, con 0,5 lb/bbl de inhibidor, resulta el más apropiado para esta formación.

Sección 12 ¼”

Tiyuyacu: El agua muestra un 99,20% de erosión/dispersión. Los fluidos poliméricos f1, f2 y f3 exhiben porcentajes de 97,97%, 97,37% y 96,97%, respectivamente, siendo el fluido f3 el más adecuado.

Tena: El agua presenta un 87,43% de erosión/dispersión. Los fluidos poliméricos f1, f2 y f3 muestran porcentajes de 76,83%, 78,23% y 71,80%, respectivamente, con el fluido f3 como el más apropiado.

Napo: El agua presenta un 79,30% de erosión/dispersión. Los fluidos poliméricos f1, f2 y f3 revelan porcentajes de 58,93%, 59,10% y 61,93%, respectivamente, con el fluido f1 como el más adecuado.

Sección 8 ½”:

La erosión/dispersión en esta sección se atribuye principalmente a la presencia de lutita o matriz arcillosa. El agua muestra un 85,50% de erosión/dispersión. El fluido f1 – Drill In registra un 56,67%, demostrando la eficacia del inhibidor, confirmando que no es necesaria una evaluación a distintas concentraciones.

4.4.4. Pruebas de Hinchamiento Lineal

La prueba de hinchamiento lineal dinámico es un método de laboratorio utilizado para evaluar la capacidad de los fluidos de perforación para evitar la expansión de las arcillas.

Sección 16”

Terciario indiferenciado: El agua muestra un hinchamiento lineal del 30,89% con un tiempo de equilibrio de 6 horas. En contraste, el fluido f5 nitrato de calcio presenta un hinchamiento lineal del 20,58% con un tiempo de equilibrio de 5 horas. Estos resultados evidencian la efectiva capacidad del fluido f5 para inhibir la expansión de las arcillas en esta formación.

Orteguaza: Al comparar los fluidos sin inhibidor (f0) con 0,5 lb/bbl (f1) y 1 lb/bbl (f4), se observa que a medida que aumenta la concentración del inhibidor, disminuye el hinchamiento de las arcillas, pero también se incrementa el tiempo de equilibrio.

Sección 12 ¼”

Tiyuyacu: El agua indica un hinchamiento lineal del 12,33% con un tiempo de equilibrio de 2 horas. Entre los fluidos poliméricos f1, f2 y f3, el fluido f3 demuestra la mayor capacidad para inhibir la expansión de las arcillas en esta formación.

Tena: El agua muestra un hinchamiento lineal del 13,17% con un tiempo de equilibrio de 3 horas. Entre los fluidos poliméricos f1, f2 y f3, el fluido f2 exhibe la mejor capacidad para inhibir la expansión de las arcillas en esta formación.

Napo: El agua indica un hinchamiento lineal del 17,06% con un tiempo de equilibrio de 6 horas. El fluido f1 demuestra la mayor capacidad para inhibir la expansión de las arcillas en esta formación.

Sección 8 ½”

El agua revela un hinchamiento lineal del 19,65% con un tiempo de equilibrio de 6 horas. El fluido f1 – Drill In exhibe la mejor capacidad para inhibir la expansión de las arcillas en esta formación.

4.4.5. Evaluación de los Fluidos de Perforación

Después de revisar los resultados de las pruebas de interacción entre el fluido de perforación y la formación rocosa, se han elegido las siguientes formulaciones como las más adecuadas para las distintas secciones del pozo:

Sección 16”

Terciario indiferenciado: Formulación f4 de fluido nitrato

Orteguaza: Formulación f4 de fluido polimérico

Sección 12 ¼”

Tiyuyacu, Tena y Napo: Formulación f3 de fluido polimérico

Sección 8 ½”

Fluido formulación 1 – Drill In

Es esencial registrar los resultados de la perforación utilizando estas formulaciones para establecer un pozo de referencia y permitir su análisis posterior.

Pruebas	Valoración	Terciario	Orteguaza	Sección 16"		Sección 12 ¼"	
				Orteguaza Lutita	Tiyuyacu	Tena	Napo
Acreción	1	f5	f4	f4	f1 y f2	f1 y f3	f2
Erosión/Dispersión	2		f1		f3	f2	f3
CST	1		f4	f1	f3	f2	f1
Hinchamiento	3		f4	f1	f3	f2	f1

Tabla 12. Selección de los fluidos en función de los resultados de las pruebas

		Acreción	Erosión /Dispersión	CST	Hinchamiento	Total
Orteguaza	f1	0	2	0	0	2
	f4	1	0	1	3	5
Orteguaza Lutita	f1	0	0	1	3	4
	f4	1	0	0	0	1
Tiyuyacu	f1	1	0	0	0	1
	f2	1	0	0	0	1
	f3	0	2	1	3	6
Tena	f1	1	0	0	0	1
	f2	0	2	1	3	6
	f3	1	0	0	0	1
Napo	f1	0	0	1	3	4
	f2	1	0	0	0	1
	f3	0	2	0	0	2

Tabla 13. Valoración de las pruebas para cada fluido seleccionado.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Las pruebas de capacidad de intercambio catiónico, tiempo de succión capilar, erosión/dispersión, acreción e hinchamiento lineal son empleadas en esta metodología para crear fluidos de perforación a base de agua. Estos análisis ofrecen una forma indirecta de evaluar la reactividad y la interacción entre la litología y el fluido de perforación, aspectos que inciden en el rendimiento durante la perforación.
- Las pruebas que analizan la interacción entre la roca y el fluido en esta metodología varían en su fiabilidad, la cual se basa en su repetibilidad, precisión y tecnología empleada. Por este motivo, se ha establecido una clasificación de estas pruebas, asignando valores del 1 para las pruebas de menor importancia y 3 para aquellas de mayor relevancia.
- La formulación F5 demostró ser altamente eficaz en la sección superficial de 16 pulgadas en la formación Terciario indeterminado, que se distingue por su alta presencia de sólidos. En esta formulación se empleó nitrato de calcio como inhibidor. Por otro lado, la formulación F4 destacó como la más efectiva en la formación Orteguaza, conocida por ser susceptible a obstrucciones en las brocas. Esta formulación exhibe una gran habilidad para controlar la acumulación en dicha formación.
- En la sección de 12 ¼” de la formación Tiyuyacu, la formulación más exitosa resultó ser la F3. En cuanto a la formación Tena, la formulación F2 destacó al reducir tanto la acumulación como la erosión/dispersión de manera equilibrada, superando a la F3 al disminuir el hinchamiento en un 100%. Por otro lado, en la formación Napo, la formulación más efectiva fue la F1 en pruebas de erosión/dispersión, registrando mejoras de alrededor del 10% al 30% en cada una de estas pruebas.
- En la sección de producción de 8 ½ pulgadas, se optó por emplear exclusivamente la formulación F1 para evaluar la efectividad del fluido de perforación. Esta elección se fundamentó en información previa y experiencias obtenidas en pozos

cercanos. Los resultados de la prueba confirmaron que la formulación F1 es la más adecuada para perforar esta sección.

- En síntesis, en la perforación de la sección superficial de la formación Terciario indeterminado se emplea el fluido nitrato con la formulación F5, reconocida por su eficacia en controlar la alta concentración de sólidos en la formación. Para la formación Orteguzza, se usa el fluido polimérico F4, especialmente efectivo en el control de la acumulación y la prevención de obstrucciones en las brocas. En la sección intermedia, se aplican el fluido polimérico F3 para la formación Tiyuyacu y el fluido polimérico F2 para la formación Tena, ambos demostrando ser eficaces en el control de la acumulación y la erosión/dispersión. Para la etapa de producción, se recurre al fluido drill-in F1 para la formación Napo, reconocido por su capacidad para prevenir la corrosión y la formación de depósitos.

5.2. RECOMENDACIONES

- Es importante realizar una caracterización completa de las formaciones que se van a perforar. Esto incluye la evaluación de las propiedades físicas y químicas de las rocas, así como la evaluación de la posible presencia de fluidos y gases.
- Realizar un análisis detallado de las diferentes formulaciones de fluido de perforación disponibles. Esto incluye la evaluación de las propiedades de las formulaciones y su eficacia para controlar los diferentes problemas que pueden surgir durante la perforación.
- Evaluar los efectos que puede tener el fluido de perforación durante la perforación. Esto incluye la evaluación de la posible pérdida de circulación, la formación de tapones de arcilla y la abrasión de la tubería.
- Evaluar los efectos que puede tener el fluido de perforación durante los viajes de tubería. Esto incluye la evaluación de la posible corrosión de la tubería y la formación de depósitos.
- Es importante evaluar los efectos que puede tener el fluido de perforación durante la instalación del casing. Esto incluye la evaluación de la posible corrosión del casing y la formación de depósitos en el casing.
- Es importante realizar pruebas de laboratorio para evaluar el comportamiento del fluido de perforación en contacto con la roca. Estas pruebas pueden ayudar a identificar los problemas que pueden surgir durante la perforación y a seleccionar la formulación de fluido de perforación adecuada

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Aguilar, M. (2008). Drilling solutions Introducción a los fluidos de perforación.
- Agwu, O. E., Akpabio, J. U., Alabi, S. B., & Dosunmu, A. (2018). Artificial intelligence techniques and their applications in drilling fluid engineering: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 167, 300-315.
- API. (1990). API Recommended practice 13B-1 (RP 13B-1).
- Arévalo Peña, J. J. (2018). Valoración de alternativas de tratamiento de fluidos de perforación en la industria petrolera.
- ASME Shale Shaker Committee. (2011). Drilling fluids processing handbook.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Ecuador: Cámara Ecuatoriana Del Libro - Núcleo de Pichincha.
- Baroid. (1982). Manual de fluidos. In *Manual de fluidos*, 1.
- Barroeta, B. P. (2008). Diseño de secuencia de pruebas para la selección de fluidos de perforación en pozos de alta presión y temperatura. Tesis doctoral, Universidad Central del Ecuador, Quito.
- Bloys, B., Davis, N., Smolen, B., Bailey, L., Houwen, O., Reid, P., & Montrouge, F. (1994). Designing and managing drilling fluid. *Oilfield Review*, 6, 33-43.
- Carrión Cueva, R. A. (2015). Fluido de perforación-Sistema base agua para perforación de pozos de petróleo y gas.
- CCDC Ecuador Branch. (2016). Manual de Laboratorio de Fluidos de Perforación y Completación. CNPC, Quito.
- CCDC Ecuador Branch. (2020). Programa de fluidos de perforación.
- Cliffe, S., & Young, S. (2008). Agglomeration and accretion of drill cuttings in water-based fluids. AADE-08-DF-HO-10 AADE Fluids Conference and Exhibition held.

- Darley, H. C. H. (1965). Designing fast drilling fluids. *Journal of Petroleum Technology*, 17, 465-470.
- Fereidounpour, A., & Vatani, A. (2015). Designing a polyacrylate drilling fluid system to improve wellbore stability in hydrate-bearing sediments. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 26, 921-926.
- Gallardo, F. E., Erdmann, E., & Abalos, R. (2018). Evaluación reológica de fluidos de perforación base agua con nanosílice. *Matéria (Rio de Janeiro)*, 23.
- Herrera Herbert, J. (2020). Ingeniería de la perforación de pozos petroleros y gas. *Sistemas básicos y procesos de los equipos de perforación*, Vol. III. DOI: <http://dx.doi.org/10.20868/upm.book.62720>
- Iza, H., & Jácome, R. (2021). Optimización de fluidos de perforación base agua a partir de pruebas de interacción roca – fluido para el campo HR de la cuenca oriente ecuatoriana. Universidad Central del Ecuador, Quito.
- Khan, M. A., Haneef, J., Lalji, S. M., & Ali, S. I. (2021). Experimental study and modeling of water-based fluid imbibition process in Middle and Lower Indus Basin Formations of Pakistan. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 11, 425-438.
- Morton, E. K., Bomar, B. B., Schiller, M. W., Gallet, J. D., Azar, S. J., Otto, M. J., & Daugereau, K. (2005). Selection and evaluation criteria for high-performance drilling fluids.
- OFI Testing Equipment. (2018). *Manual de equipos*.
- Piroozian, A., Ismail, I., Yaacob, Z., Babakhani, P., & Ismail, A. S. I. (2012). Impact of drilling fluid viscosity, velocity and hole inclination on cuttings transport in horizontal and highly deviated wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2, 149-156.
- Romero, H. (2016). *Manual de Pruebas de Laboratorio (V1.0.)*.
- Taghipour, A., Lund, B., Ytrehus, J. D., Skalle, P., Saasen, A., Reyes, J., & Abdollahi, J. (2014). Experimental study of hydraulics and cuttings transport in circular and noncircular wellbores. *Journal of Energy Resources Technology*, 136.

- Totosaus León, N. A., Hernández Cobián, M. A., Marval Rojas, A. D., & Muñoz Flores, E. S. (2017). Selección del fluido de perforación base agua para la limpieza del agujero a partir de la concentración de bentonita sódica. *Academia Journals*, 9, 3132-3293.
- Wiliamson, D. (2013). Fundamento de los fluidos de perforación. *Oilfield Review*, 25, 67-69.
- Wysocki, S., Wiśniowski, R., Ryznar, D., & Gaczoł, M. (2015). Linear swelling test (LST) of clay formation under the influence of newly developed drilling fluids with the addition of cationic polymers. *AGH Drilling, Oil, Gas*, 32.
- Xu, J., Qiu, Z., Huang, W., & Zhao, X. (2017). Preparation and performance properties of polymerlatex SDNL in water-based drilling fluids for drilling troublesome shale formations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 37, 462-470.