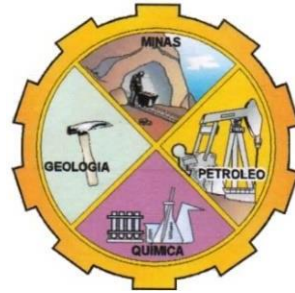


UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



TESIS

**“APLICACIÓN DE LA MICROSCOPIA ELECTRÓNICA DE BARRIDO Y
PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL PARA MEJORAR LA
ESTABILIZACIÓN DE LAS LUTITAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE
POZOS EN EL LOTE VI”**

Presentada por:

Bach. JASON DAVID SILUPU CASTILLO

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETRÓLEO**

Línea de Investigación:

Aprovechamiento y Gestión Sostenible del Ambiente y los Recursos Naturales

Piura, Perú

Año 2022

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



TESIS

**“APLICACIÓN DE LA MICROSCOPIA ELECTRÓNICA DE BARRIDO Y
PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL PARA MEJORAR LA
ESTABILIZACIÓN DE LAS LUTITAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE
POZOS EN EL LOTE VI”**

**PRESENTADA A LA FACULTAD DE MINAS PARA OPTAR EL TÍTULO
DE INGENIERO DE PETRÓLEO**

BACH. JASON DAVID SILUPUCASTILLO

EJECUTOR

ING. MG. PEDRO BIENVENIDOTIMANA JARAMILLO

ASESOR

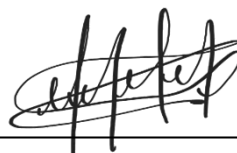
DECLARACIÓN JURADA DE ORIGINALIDAD DE LA TESIS

Yo: JASON DAVID SILUPU CASTILLO identificado con DNI 73118436 en la condición de Bachiller de la Facultad de Ingeniería de Minas, Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo y domiciliado en Calle San Cristóbal Alto N° 113 – Distrito la Brea, Provincia de Talara – Piura. Celular 921 824 575.

DECLARO BAJO JURAMENTO: que la tesis es original e inédita, no siendo copia parcial ni total de una tesis desarrollada, y/o realizada en el Perú o en el extranjero, en caso contrario de resultar falsa la información que proporciono, me sujeto a los alcances de lo establecido en el Art. N° 411, del código Penal concordante con el Art. 32° de la Ley N° 27 444, y Ley del Procedimiento Administrativo General y las Normas Legales de Protección a los Derechos de Autor.

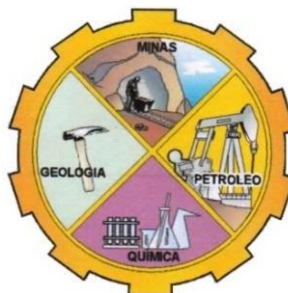
En fe de lo cual firmo la presente.

Piura, 09 de noviembre del 2022



DNI N° 73118436

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



TESIS

**“APLICACIÓN DE LA MICROSCOPIA ELECTRÓNICA DE BARRIDO Y
PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL PARA MEJORAR LA
ESTABILIZACIÓN DE LAS LUTITAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE
POZOS EN EL LOTE VI”**

Línea de Investigación:

Aprovechamiento y Gestión Sostenible del Ambiente y los Recursos Naturales

DR. WILMER ARÉVALO NIMA
PRESIDENTE

ING. GREGORIO MECHATTO QUINTANA MSC
SECRETARIO

ING. MIGUEL MENA MAZA MSC
VOCAL



UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS

DECANATO

“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Los Miembros del Jurado Calificador nombrados mediante **Resolución N° 683-CF-2022**, de fecha 04 de agosto del dos mil veintidós, que suscriben, reunidos el día, miércoles 09 de noviembre de 2022, a horas 09:00 a.m., en el Aula Virtual del CIT-UNP, para la sustentación de la Tesis titulada: **“APLICACIÓN DE LA MICROSCOPIA ELECTRÓNICA DE BARRIDO Y PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL PARA MEJORAR LA ESTABILIZACIÓN DE LAS LUTITAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN EL LOTE VI”**. conducida por el señor Bachiller en Ingeniería de Petróleo **SILUPU CASTILLO JASON DAVID**, la misma que cuenta con el asesoramiento del **Ing. Pedro Bienvenido Timana Jaramillo, MSc**, Efectuadas las observaciones y dadas las respuestas, la declaran:

DESAPROBADA	A P R O B A D A			
	Bueno	Muy Bueno	Sobresaliente	Excelente
	-----	-----	X -----	-----

En consecuencia, queda en condición de ser calificado **APTO** y solicitar al Consejo Universitario de la Universidad Nacional de Piura, le otorgue el **TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETROLEO**, de conformidad con lo estipulado en las normas legales vigentes de la Universidad Nacional de Piura.

Piura, 09 de noviembre de 2022

Dr. Ing. WILMER AREVALO NIMA
Presidente del Jurado Calificador

Ing. GREGORIO MECHATTO QUINTANA, M.Sc.
Secretario del Jurado Calificador

ING. MIGUEL MENA MAZA
Vocal del Jurado Calificador

DEDICATORIA

A mis queridos Padres, Santiago Silupu Carrión y Jessica Castillo Medina, por haberme cuidado desde pequeño, por sus excelentes consejos, quienes con su inmenso amor, paciencia y sabiduría siempre han estado para mí. Gracias queridos Papás, ni el dinero ni nada se podrá comparar al amor y a la dedicación de ustedes.

A mis queridos hermanos, Baker Jackdiel, Any Zaraith y Ruth Anahi por ser una parte muy importante de mi vida.

Dedicado en memoria de mi Tíos, Julio Castillo Medina y Segundo Pozo Yarleque, quienes ahora ya se encuentran descansando al lado de Dios.

JASON DAVID SILUPU CASTILLO

AGRADECIMIENTOS

A Dios, aquel ser maravilloso que me ha permitido avanzar a lo largo de mi vida personal y profesional, el cual me ha dado todo y me ha cuidado con su amor incomparable.

Agradecer a las personas que me motivaron a realizar este proyecto, en especial a Juan Carlos Sanchez Rivera y Héctor Armacanqui Montero, por el apoyo incondicional, sus consejos y porque me han ayudado en mi desarrollo personal y profesional. Mil gracias.

A la Universidad Nacional de Piura, docentes de la escuela profesional de Ingeniería de Petróleo, en especial a mi asesor, Pedro Bienvenido Timaná Jaramillo por compartir sus conocimientos y ayudarme en el desarrollo de este proyecto de investigación.

JASON DAVID SILUPU CASTILLO

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA.....	VII
AGRADECIMIENTOS.....	VIII
RESUMEN.....	XVII
ABSTRACT	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
I. ASPECTOS DE LA PROBLEMÁTICA	21
1.1. DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA	21
1.2. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN.....	22
1.3. OBJETIVOS	22
1.3.1. Objetivo general	22
1.3.2. Objetivos específicos.....	22
1.4. DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	23
II. MARCO TEÓRICO	23
2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	23
2.2. BASES TEÓRICAS.....	25
2.2.1. UBICACIÓN GEOGRAFICA	25
2.2.2. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL LOTE VI.....	27
2.2.3. QUIMICA BÁSICA DE LAS ARCILLAS (LUTITAS)	33
2.2.4. GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	52
2.2.5. PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL (LSM).....	99

2.2.6. ANÁLISIS SEM (Microscopía electrónica de barrido).....	101
2.3. GLOSARIO DE TÉRMINOS BÁSICOS	102
2.4. MARCO REFERENCIAL	104
2.5. HIPÓTESIS.....	104
2.5.1. Hipótesis General	104
2.5.2. Hipótesis Específicas	104
III. MARCO METODOLOGICO	105
3.1. ENFOQUE Y DISEÑO	105
3.2. SUJETOS DE LA INVESTIGACIÓN	106
3.2.1. UNIVERSO	106
3.2.2. POBLACIÓN	106
3.2.3. MUESTRA	106
3.3. MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS.....	106
3.3.1. Fase conceptual.....	106
3.3.2. Fase de planeamiento y diseño	107
3.3.3. Fase empírica	107
3.3.4. Fase analítica	107
3.4. TECNICAS E INSTRUMENTOS	107
3.4.1. Técnicas de Muestreo	107
3.4.2. Técnicas de Recolección de Datos	107
3.4.3. Instrumentos de Recolección de Datos	108
3.4.4. Fuentes de la Información	108

3.5. ASPECTOS ÉTICOS.....	108
IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	109
4.1. RESULTADOS.....	109
4.1.1. Control de inhibición de formaciones lutáceas	109
4.1.2. Formaciones con problemas de inestabilidad de lutitas.....	109
4.1.3. Mineralogía de formaciones lutáceas	111
4.1.4. Concentraciones óptimas a utilizar en el fluido de perforación.....	112
4.2. DISCUSIÓN	112
4.2.1. Control de inhibición de formaciones lutáceas.....	112
4.2.2. Formaciones con problemas de inestabilidad de lutitas.....	113
4.2.3. Composición mineralógica de las formaciones lutáceas	122
4.2.4. Dosificación óptima de inhibidores en el fluido de perforación.....	124
4.2.5. Costos en la Optimización	125
CONCLUSIONES.....	128
RECOMENDACIONES	129
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	130
ANEXOS.....	131
Anexo 1: Matriz básica de consistencia	131
Anexo 2: Matriz de operacionalización de las variables.....	132
Anexo 3: Matriz general de consistencia	133

ÍNDICE DE TABLAS

1. Tabla 2.1 Descripción de Reservorios del Lote VI	28
2. Tabla 2.2 Arcillas Encontradas Comúnmente.....	44
3. Tabla 2.3 Superficie Específica de Arcillas	50
4. Tabla 2.4 Comparación de Variables entre Fluidos Base Aceite y Base Agua	81
5. Tabla 2.5 Ventajas y Desventajas de los Fluidos Aire - Gas.....	82
6. Tabla 2.6 Materiales Densificantes	86
7. Tabla 2.7 Materiales Viscosificantes.....	87
8. Tabla 2.8 Materiales Reductores de Filtrado	87
9. Tabla 2.9 Materiales para Control del PH.....	89
10. Tabla 2.10 Productos Utilizados de Acuerdo al Tipo de Pérdida de Circulación	91
11. Tabla 2.11 Surfactantes Utilizados en la Industria	92
12. Tabla 2.12 Tabla Resumen de Aditivos Químicos.....	95
13. Tabla 3.1 Medios Utilizados para Recolectar Información	108
14. Tabla 4.1 Resumen y Resultados en Concentraciones de Inhibidores Utilizados	109
15. Tabla 4.2 Survey DEC Final Geodesic, Intervalo de Problema de Restricción durante la Sacada de BHA Direccional, Pozo A	117
16. Tabla 4.3 Survey DEC Final Geodesic, Intervalo de Problema de Restricción durante la bajada de BHA de acondicionamiento, Pozo A	118
17. Tabla 4.4 Datos de Componentes Principales de BHA Direccional.....	119
18. Tabla 4.5 Propiedades Reológicas del Lodo, Pozo A.....	121
19. Tabla 4.6 Información Litológica de Intervalos que Presentaron Problemática	121

20. Tabla 4.7 Composición Mineralógica, Intervalo 770 -3820 ft	122
21. Tabla 4.8 Composición Elemental, Intervalo 770 -3820 ft.....	123
22. Tabla 4.9 Formulaciones de Fluidos Utilizados para Prueba LSM.....	124

ÍNDICE DE GRÁFICOS

1.Gráfico 2.1 Tipos de Fuerza de Gel	60
2.Grafica 2.2 Curva Típica de Caudales para un Lodo de Perforación.....	69
3.Gráfica 2.3 Contenido de Sólidos vs Densidad del Lodo de Perforación	74
4.Grafico 4.1 Mapa Mineral de Muestra Fm. Lutitas Talara 770 – 3820 ft Pozo Estudio A / Yacimiento Leones	122
5.Grafico 4.2 Mapa Elemental de Muestra Fm. Lutitas Talara 770 – 3820 ft Pozo Estudio A / Yacimiento Leones	123
6.Grafico 4.3 Prueba de Hinchamiento Lineal @ Muestra de Fm. Lutitas Talara 770 – 3820 ft, Pozo Estudio A / Yacimiento Leones	125
7.Grafico 4.4 Curvas de Progreso Tiempos y Costos Reales vs Planeado, Pozo A.....	126

ÍNDICE DE FIGURAS

1.Figura 2.1 Mapa de Ubicación del Lote VI.....	25
2. Figura 2.2 Limites del Lote VI.....	26
3.Figura 2.3 Columna Geocronolitoestratigrafica "Cuenca Talara".....	27
4.Figura 2.4 Fotomicrografía de Partículas de Bentonita.....	37
5.Figura 2.5 Partícula de Montmorillonita Idealizada.....	37
6.Figura 2.6 Pirofilita Eléctricamente Neutra.....	38
7.Figura 2.7 Sustitución De Al^{3+} Por Mg^{2+} Causando Una Partícula Cargada Negativamente.....	40
8.Figura 2.8 Estructura de Esmectita.....	41
9.Figura 2.9 Comparación de Estructuras de Arcilla.....	42
10.Figura 2.10 Asociación de las Arcillas.....	48
11.Figura 2.11 Sistema de Circulación.....	53
12.Figura 2.12 Etapas de Flujo.....	54
13.Figura 2.13 Perfil de velocidad (Movimiento de Flujo Tapón).....	55
14.Figura 2.14 Perfil de velocidad (Movimiento Deslizante).....	56
15.Figura 2.15 Perfil de velocidad (Movimiento en Remolinos).....	57
16.Figura 2.16 Balanza de Lodo.....	67
17.Figura 2.17 Medición de la Viscosidad de Embudo.....	68
18.Figura 2.18 Punto de Cedencia (Yield Point).....	70
19.Figura 2.19 Viscosímetro de Lectura Directa.....	71
20.Figura 2.20 Filtro Prensa API.....	73

21. Figura 2.21 Punto Final de la Prueba MBT.....	76
22. Figura 2.22 Equipo LSM	100
23. Figura 2.23 Microscopio Electrónico de Barrido	101
24. Figura 4.1 Muestra de Lutita Obtenida Durante la Perforación.....	110
25. Figura 4.2 Registro Litológico Obtenido Durante la Perforación / Intervalo 770 ft – 3820 ft	111
26. Figura 4.1 Resumen de Inconvenientes Presentados Sacando BHA Direccional / Pozo A	115
27. Figura 4.2 Resumen de Inconvenientes Presentados Bajando BHA Acondicionamiento, Pozo A.....	116
28. Figura 4.3 Consideraciones Direccionales / Intervalo 734 ft – 2158 ft, Pozo A	117
29. Figura 4.4 Consideraciones Direccionales / Intervalo 2242 ft – 3829 ft, Pozo A	119

RESUMEN

Trate de imaginar una amenaza capaz de dejar pegada la sarta de perforación con una posibilidad extrema de que sea casi imposible poder recuperarla. La hidratación excesiva e inestabilidad de las paredes del hoyo por las lutitas puede generar exactamente eso y según experiencias obtenidas en campos petroleros de Colombia, esto puede generar un aumento del 10 al 15% en costos del presupuesto inicial. Diferentes pruebas de laboratorio y productos químicos utilizados para estabilizar e inhibir formaciones con contenidos de lutitas permite a los ingenieros de perforación controlar las mismas, de forma que se pueda prevenir el desarrollo de condiciones operativas adversas que afectan nuestros costos presupuestados inicialmente

La presente tesis de investigación fue desarrollada con la finalidad de determinar las concentraciones óptimas del inhibidor químico, encapsulador mecánico y estabilizador de lutitas en el fluido de perforación base agua utilizado para perforar los pozos de desarrollo en el yacimiento Leones del Lote VI, ubicado en noroeste de la cuenca Talara.

Para lograr lo mencionado líneas arriba se realizó el análisis SEM (Microscopía electrónica de barrido) y la prueba LSM (Medición de hinchamiento lineal), los cuales buscan hallar la composición elemental - mineralógica de las lutitas y su tendencia de hidratarse al entrar en contacto con diferentes concentraciones del fluido de perforación respectivamente.

Se estudiará el caso de 2 pozos perforados en el yacimiento Leones, los cuales presentaron problemas de restricción de tubería. Se empezará analizando los intervalos litológicos atravesados, las condiciones direccionales, así como la reología del fluido que se manejó al atravesar dichas zonas.

Finalmente, se detallarán los procedimientos de las pruebas realizadas, así como la interpretación de los resultados obtenidos.

Palabras claves: Hidratación, inestabilidad, inhibidor químico, encapsulador mecánico, estabilizador de lutitas, análisis SEM, prueba LSM.

ABSTRACT

Try to imagine a threat that could stick the drillstring with an extreme possibility that it will be almost impossible to retrieve it. Excessive hydration and instability of the hole walls by shales can generate exactly that and according to experiences obtained in oil fields in Colombia, this can generate an increase of 10 to 15% in costs of the initial budget. Different laboratory tests and chemicals used to stabilize and inhibit shale-containing formations allow drilling engineers to control them, so that the development of adverse operating conditions that affect our initially budgeted costs can be prevented.

This research thesis was developed in order to determine the optimal concentrations of the chemical inhibitor, mechanical encapsulator and shale stabilizer in the water-based drilling fluid used to drill the development wells in the leones field of block VI, located in the northwest of the Talara basin.

To achieve the aforementioned lines, the SEM analysis (Scanning Electron Microscopy) and the LSM test (Linear swelling measurement) were carried out, which seek to find the elemental-mineralogical composition of the shales and their tendency to hydrate when in contact with different concentrations of the drilling fluid respectively.

The case of 2 wells drilled in the leones field, which presented pipe restriction problems, will be studied. It will begin by analyzing the lithological intervals crossed, the directional conditions, as well as the rheology of the fluid that was handled when crossing these zones.

Finally, the procedures of the tests carried out will be detailed, as well as the interpretation of the results obtained.

Key words: Hydration, instability, chemical inhibitor, mechanical encapsulator, shale stabilizer, SEM analysis, LSM test.

INTRODUCCIÓN

Una de las fases más importantes de los proyectos petroleros es la de perforación, ya que la única forma de verificar la existencia de petróleo en el subsuelo aún después de explorar su probable ubicación, es perforando un pozo en el lugar y confirmando la existencia de hidrocarburos que posteriormente puedan ser extraídos de manera económicamente rentable a superficie. Una de las variables que determinan el éxito de estas operaciones tiene que ver con la formulación del fluido de perforación, el cual desempeña importantes funciones que aportan para lograr el éxito durante la perforación.

Podríamos comparar la importancia del fluido de perforación en el pozo como a la sangre que recorre en el cuerpo humano, por lo cual necesitamos una óptima formulación de este, ya que es clave en el proceso de perforación. Bajo la comparación anterior, tomemos en cuenta la importancia de éste y la magnitud de impacto que podría generar durante el desarrollo de la operación, por tal motivo es importante asegurar un buen diseño en cuanto a su composición química.

Como se sabe, cada yacimiento posee diferente composición litológica, por lo cual debe diseñarse un fluido de perforación con concentraciones que cumplan con los requerimientos específicos para cada campo; ya durante la ejecución de las operaciones, el ingeniero de fluidos de perforación deberá asegurar un buen control de las propiedades reológicas del lodo tomando en cuenta el tipo de formaciones a atravesar y la profundidad del pozo.

En el Lote VI, el cual se encuentra ubicado en la provincia Talara, manejado por la empresa operadora Sapet Development Perú Inc. Sucursal del Perú quien posee licencia de explotación para la extracción de petróleo y gas natural en el lote VI/VII desde el año 1994, se vienen desarrollando

campañas de perforación, ello en virtud de la ampliación del contrato de licencia del Lote por 10 años, en donde se asumió el compromiso con el Estado Peruano de perforar 120 pozos de desarrollo.

Durante la ejecución de la campaña de perforación 2017 en el yacimiento Leones, se registraron problemas operativos relacionados a altas restricciones sacando y bajando el BHA, empaquetamientos, embolamiento de la broca, así como bajos ROP, motivo por lo cual mediante el presente proyecto de tesis se pretende analizar el origen de dichas causas, buscando reducir los tiempos y costos mediante la optimización de las concentraciones a utilizar en la preparación del lodo de perforación para futuras campañas.

I. ASPECTOS DE LA PROBLEMÁTICA

1.1. DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA

En cualquier proyecto de perforación de pozos petroleros a nivel mundial, los costos planificados pueden incrementarse significativamente si gran parte de la composición de las formaciones perforadas están compuesta por lutitas. La hidratación excesiva e inestabilidad de las paredes del hoyo por las lutitas puede generar tiempos no productivos (NPT) y según experiencias obtenidas en diferentes campos petroleros, esto puede generar un aumento del 10 al 15% en costos del presupuesto inicial.

Los problemas generados de inestabilidad del hoyo, pegas de tuberías, embolamiento de la broca, bajo ROP, reducción del diámetro de las paredes del hueco y por consecuente restricciones en la sarta de perforación al realizar viajes, son algunos de los problemas que más preocupan a los ingenieros de perforación.

En las Operaciones de Perforación de Pozos Verticales y Direccionales realizadas por Sapet con un sistema de lodo base agua en la Campaña de Perforación 2017, se presentó un claro escenario de alta restricción bajando y sacando el BHA direccional en zonas arcillosas de 01 pozo, lo cual genero un incremento significativo de tiempo y costo. Sabemos que la inversión en un proyecto y el ahorro en su ejecución es un indicador de gestión muy importante para cualquier empresa operadora, he ahí el motivo de estudio del presente proyecto de tesis “APLICACIÓN DE LA MICROSCOPIA ELECTRÓNICA DE BARRIDO Y PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL PARA MEJORAR LA ESTABILIZACIÓN DE LAS LUTITAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN EL LOTE VI”, el cual permitirá establecer concentraciones óptimas en el sistema de fluidos de perforación base agua FT1, KPAM / NH4-HPAN de acuerdo a la composición mineral de las formaciones.

1.2. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN

El presente proyecto aporta una solución para disminuir la probabilidad de que ocurran problemas operativos debido a un mal manejo de las concentraciones de los inhibidores presentes en el lodo de perforación, lo cual genera un impacto de manera directa en la rentabilidad del proyecto.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo general

Reducir problemas operativos relacionados a la falta de control de inhibición de formaciones lutaceas, mediante el mejoramiento de las concentraciones de productos químicos (inhibidor químico, encapsulador mecánico y estabilizador de lutitas) utilizar en la preparación del lodo de perforación en base a los resultados obtenidos del análisis de microscopía electrónica de barrido (SEM) y prueba de hinchamiento lineal (LSM).

1.3.2. Objetivos específicos

- Definir las zonas de las formaciones que presentaron problemas durante la perforación, analizando el origen de sus causas.
- Determinar la composición mineral de zonas que poseen lutitas inestables mediante el análisis de microscopía electrónica de barrido.
- Determinar la dosificación óptima de los inhibidores en el fluido de perforación mediante la prueba de hinchamiento lineal.

1.4. DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación del presente proyecto de tesis ha sido realizada en la formación Lutitas Talara del yacimiento Leones de los pozos perforados en la campaña 2017 del Lote VI, perteneciente a la cuenca talara, en tierra “Nor-Oeste del Perú”

II. MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

(Echevarría et al., 2015), Revista CENIC / Ciencias Químicas, La Habana Cuba, presentó su estudio de investigación titulado “Caracterización de rocas arcillosas sello por microscopía electrónica de barrido y microanálisis de rayos x”. Este trabajo de investigación surgió teniendo como antecedentes reportes de varios espesores arcillosos situados por encima de los reservorios productores, para lo cual surge la necesidad de conocer la composición química elemental de estas arcillas. La microscopía electrónica de barrido con microanálisis de rayos x se utilizó como parte de la metodología de análisis desarrollada en la caracterización de rocas arcillosas sellos en esa franja, la cual consistió en integrar la información morfológica y química. La aplicación de estas técnicas se realizó en muestras de núcleos de perforación y afloramientos. Los resultados de los análisis permitieron que se generara información sobre la naturaleza de las rocas sellos, lo que constituyó un aspecto de importancia a tener en cuenta para continuar con la exploración de hidrocarburos.

FELIPE EUSEBIO R, año 2018, Instituto Tecnológico de Buenos Aires, Argentina, presentó su estudio de investigación titulado “Optimización de fluidos de perforación base agua para shales”. Este proyecto se realizó con el objetivo de evaluar fluidos de perforación base agua

con nanomateriales para una formación de shale argentina, teniendo en cuenta aditivos, formulaciones, métodos de preparación y ensayos disponibles en el país. En este estudio se caracterizaron las muestras de shale argentino para comprender su estructura, propiedades físicas y químicas, así mismo se prepararon fluidos base aceite y base agua utilizando los mismos aditivos y concentraciones que se usan actualmente en las perforaciones de shale argentinos, buscando evaluar su comportamiento y reología. En cuanto a la preparación del lodo base agua, adicionaron nanomateriales, con los cuales se buscaba una mejora en el rendimiento respecto a la estabilización de las paredes del pozo. Como resultado final se obtuvo que el uso de estos materiales nanoparticulados en el lodo base agua fueron incorporados exitosamente, contribuyendo a la reducción de la permeabilidad lo cual evita el incremento de la presión poral para estabilizar las paredes del pozo. Esto se logró al sellar las gargantas porales y microfisuras de la roca estudiada utilizando un paquete de agentes de puenteo compuesto por materiales micrométricos y nanométricos.

ELVIS ARNALDO S.C, año 2019, Universidad Nacional de Piura, Perú, presentó su estudio de investigación titulado “Optimización de fluidos de perforación con el uso de polímeros en operaciones noroeste”. Este proyecto fue desarrollado con el objetivo de aplicar el uso de polímeros dentro de los sistemas de fluidos de perforación, evaluando los parámetros operacionales y requerimientos del pozo para lograr tener un resultado eficiente, un lodo de perforación con buena reología. Durante el desarrollo de este trabajo, se logra visualizar los resultados obtenidos al aplicar este tipo de lodo tanto en la fase de superficie como de producción, concluyéndose al final de este trabajo que la aplicación de lodo basado en polímeros, demuestra actuar como buen inhibidor y encapsulador de arcillas. Frente a formaciones de areniscas con intercalaciones de lutitas actúan como excelentes agentes de sostén para control de suspensión y arrastre de sólidos. Teniendo en cuenta que todo lo mencionado anteriormente se logra de la mano con la aplicación de buenas

prácticas operativas en el manejo e interpretación de las propiedades reológicas del lodo durante la perforación, con ingenieros involucrados que posean amplia experiencia en el campo.

2.2. BASES TEÓRICAS

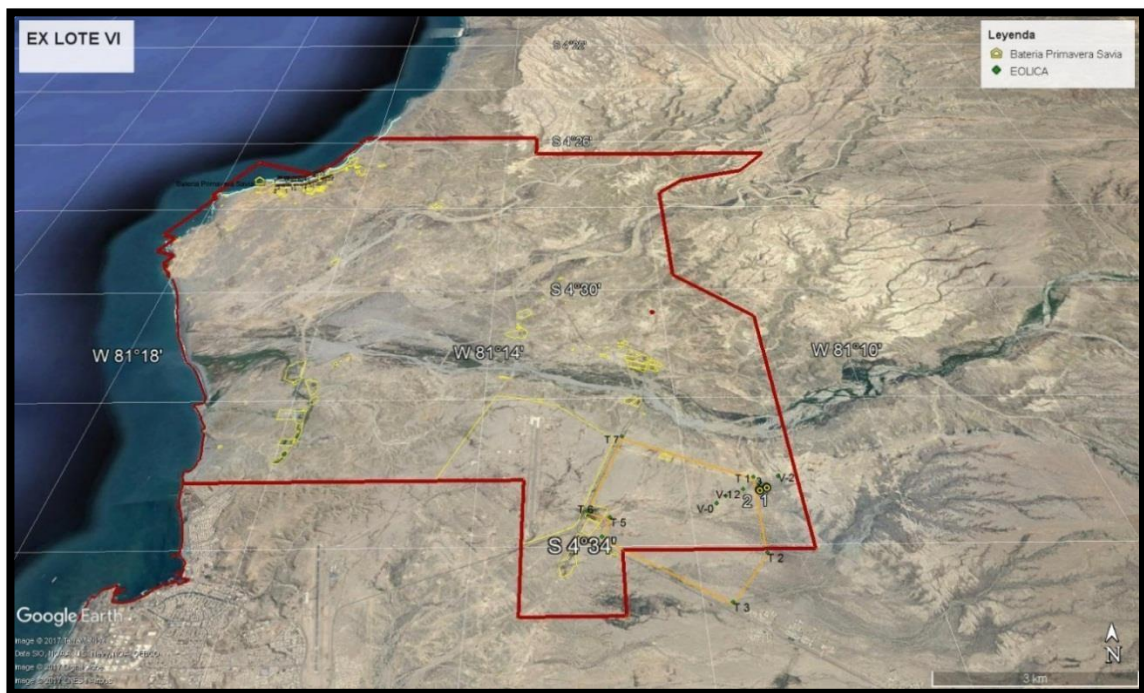
2.2.1. UBICACIÓN GEOGRAFICA

2.2.1.1. LOTE VI

El área VI está localizada aproximadamente a 7 km al Norte de la ciudad de Talara, Dpto. de Piura y abarca 24 yacimientos y 4 áreas sin producción comercial de hidrocarburos, pero con potencial para exploración y explotación petrolera, retrabajos, reactivaciones y posibilidades de aplicación de técnicas EOR.

1.

Figura 2.1 Mapa de Ubicación del Lote VI



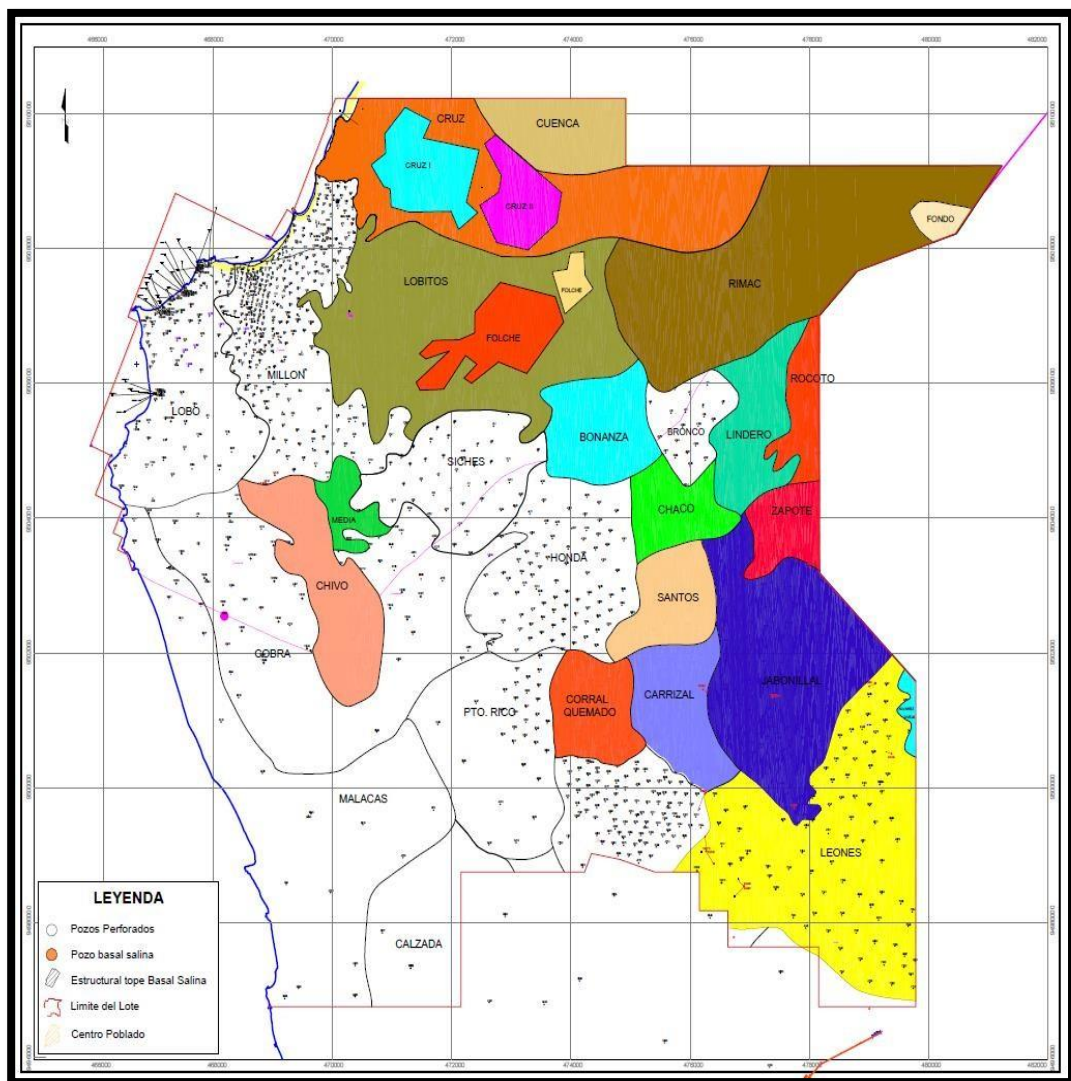
Fuente: Ubicación del Área Lote VI (SAPET, 2018)

2.2.1.2. LIMITES

El Lote VI, limita por el Norte con el Lote XV (Petrolera Monterrico), por el Sur con los Lotes I y IV (UNNA), por el Este con los Lotes IX (UNIPETRO ABC) y IV (UNNA) y por el Oeste con el Lote Z-2B (SAVIA PERU S.A.).

El área que abarca el Lote VI, es de 16,032.403 Has. (39,616.068 acres).

2. Figura 2.2 Límites del Lote VI



Fuente: Límites del Área Lote VI (SAPET, 2018)

2.2.2. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL LOTE VI

La secuencia estratigráfica que se encuentra presente en el Lote VI, va desde el Paleozoico hasta el Reciente, las formaciones han sido reconocidas en el subsuelo tanto por Petroperú como Sapet por el análisis de muestra de roca obtenidas mediante la perforación de pozos y por la interpretación de Registros Eléctricos.

3.Figura 2.3 Columna Geocronolitoestratigráfica "Cuenca Talara"

CRONOESTRATIGRAFIA				LITOESTRATIGRAFIA				ESPESOR PROMEDIO (Feet)	
ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	GRUPO	FORMACION	(Ma)	MIEMBRO		
CENOZOICO	CUATERNARIO	Holoceno			ALUVIAL	Actual.			
		Pleistoceno			TABLAZO				
	PALEOGENO	EOCENO	SUPERIOR	BARTONIANO	LAGUNITOS	CONE HILL	41.2		3600
						MIRADOR		2100	
						CHIRA		2000	
						VERDUN		2030	
						POZO SH.		950	
		TALARA	MEDIO	LUTETIANO	TALARA	TALARA SS.	47.8	Monte Helico	4800
						TALARA SH.		Lobitos	
						CONG. LOMITOS		Terebratula	
						CHACRA		1500	
						PARIÑAS		1300	
	PALEO CENO	INFERIOR	YPRESIANO	SALINA	PALEGREDA	56.0	Superior Medio	2200	
					MOGOLLON		Inferior Zambo		
					SAN CRISTOBAL		Tunel Negritos		
					BASAL SALINA		Pta. Arenas		
					LA DRAGA		350		
		MAL PASO	THANETIANO	JANO	MAL PASO	BALCONES	59.2		5500
						MESA		1000	
						PETACAS		2400	
ANCHA						800			
MONTE GRANDE						1000			
MESOZOICO	CRETACEO	SUPERIOR	CAMI MAES TRICHTI ANO	MAL PASO	72.1	REDONDO	3000		
						TABLONES	83.6	SANDINO	400
						MUERTO		400	
						PANANGA		100	
						PALEOZOICO	CARBONIFERO	PENSILVANIA NO	MEDIO

DISCORDANCIA UNIDADES PRODUCTIVAS

Fuente: Geocronolitoestratigrafía de la Cuenca Talara (Calle, s.f.)

2.2.2.1. RESERVORIOS DEL LOTE VI

1. Tabla 2.1 Descripción de Reservorios del Lote VI

ITEM	YACIMIENTO	* RESERVORIO
1	Cuenca	Pariñas Superior, Helico
2	Cruz	Pariñas Superior, Helico
3	Folche	Pariñas Superior
4	Lobo	Basal Salina, Mogollón, Hélico, Terebratula Rep.
5	Lobitos	Pariñas Superior, Hélico, Mogollón, Basal Salina
6	Millón	Terebrátula Rep., Hélico, Pariñas Superior, Mogollón, Basal Salina
7	Rímac	Pariñas Superior
8	Chivo	Pariñas Superior
9	Bonanza	Pariñas Superior, Talara, Mogollón
10	Bronco	Pariñas Superior e Inferior
11	Malacas	Pariñas Superior
12	Media	Basal Salina, Pariñas Inferior
13	Siches	Pariñas Superior, Mogollón
14	Cobra	Basal Salina, Mogollón, Pariñas Superior
15	Carrizal	Pariñas Superior e Inferior, Mogollón
16	Honda	Pariñas Superior, Mogollón, Basal Salina.
17	Jabonillal	Pariñas Inferior, Mogollón, Basal Salina
18	Leones	Pariñas Inferior, Mogollón
19	Lindero	Pariñas Superior
20	Puerto Rico	Pariñas Superior
21	Río Bravo	Pariñas Superior e Inferior, Mogollón
22	Rocoto	Pariñas Superior e Inferior
23	Santos	Basal Salina, Mogollón, Pariñas Inferior
24	Zapote	Pariñas Superior e Inferior

Fuente: Descripción Geológica del Lote VI (SAPET, 2018)

2.2.2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS FORMACIONES PRODUCTIVAS

A continuación, se presenta una breve descripción de las formaciones que son productoras de hidrocarburos en el Lote VI.

2.2.2.2.1. FORMACIÓN LA DRAGA

- Edad: Eoceno Inferior
- Zona Palinológica: Área VI
- Litología: Constituido principalmente por una secuencia lutácea intercalada por arenas y areniscas. Las arenas son blancas, cuarzosas de grano grueso.
- Distribución Areal: Moderadamente uniforme.
- Espesor: 583' (pozo 13256).

2.2.2.2.2. FORMACIÓN BASAL SALINA

- Edad: Eoceno Inferior
- Zona Palinológica: Área VI
- Litología: Conglomerados de cuarzo blanco, con fragmentos de cuarcita y abundante matriz de arena media a gruesa.
- Ambiente Deposicional: Plataforma submarina de mediana profundidad.
- Distribución Areal: Moderadamente uniforme.
- Espesor: 120' a 180' en promedio.

2.2.2.2.3. FORMACIÓN MOGOLLÓN

- Edad: Eoceno Inferior
- Zona Palinológica: Mogollón Medio, Inferior y Superior. La Formación Mogollón ha sido dividida en tres miembros: Mogollón Superior

(Chorro Superior, Inferior y Fuente), Mogollón Medio y Mogollón Inferior.

- Litología:
 - ✓ Chorro Superior: Está constituido por areniscas grises y blancas de grano medio a fino, presentan también horizontes de conglomerados y guijarros de cuarzo con matriz de arenisca y algunas diseminaciones de glauconita. Los estratos tienen entre 20 a 40 pies de espesor.
 - ✓ Chorro Inferior: Está formado por areniscas gris verdosas de grano medio a grueso bien seleccionadas, intercaladas con conglomerados de cuarzo, con matriz de arenisca blanca de grano grueso. También se presentan delgados horizontes de lutitas de color marrón grisáceo y abundante glauconita diseminada. El espesor de los estratos tiene de 50 a 100 pies.
 - ✓ Fuente: Está constituido por capas de areniscas gris verdosas de grano fino a medio de 10 – 30 pies de espesor intercaladas con estratos de lutitas grises, marrones, glauconíticas y conglomerados de guijarros.
 - ✓ Mogollón Medio: Está constituido por estratos de lutitas grises, marrones e intercaladas con delgadas capas de limolitas calcáreas. El espesor varía de 50 a 200 pies.
 - ✓ Mogollón Inferior: Está formado por delgadas intercalaciones de areniscas de grano fino a medio y estratos de lutitas grises, calcáreas, glauconíticas. En algunas áreas los estratos presentan

desarrollos de conglomerados de cuarzo con matriz de arenisca fina. El espesor aproximado es de 1000´.

- Ambiente Deposicional: Plataforma continental de mediana profundidad a somera con influencia de corrientes submarinas.
- Distribución Areal: Muy bien desarrollado en toda el área del Ex Lote VI.
- Espesor: Aproximadamente 2000´ (Mogollón Superior, Medio e Inferior)

2.2.2.2.4. FORMACIÓN PARIÑAS

- Edad: Eoceno Inferior.
- Zona Palinológica: Pariñas Superior: Zona IX, Chivo y Pariñas Inferior, Zona VIIB.
- Litología: Areniscas blancas de grano medio a grueso bien seleccionadas, intercaladas con conglomerados y estratos de lutitas gris verdosas.

Las Formaciones Pariñas Superior, Chivo y Pariñas Inferior tienen sus propias características litológicas bien definidas; desde el punto de vista productivo de petróleo, la Formación Pariñas Superior es la que mayor aporte ha tenido en el área.

- Ambiente Deposicional: Litoral (areniscas) y fluvial (conglomerados) con influencia marina.
- Distribución Areal: Los sedimentos de la Formación Pariñas se encuentran ampliamente distribuidos en el área del Ex Lote VI.
- Espesor: Pariñas Superior: +400´, Chivo: +100´, Pariñas Inferior: +300´.

2.2.2.2.5. FORMACIÓN LUTITAS TALARA

- Edad: Eoceno Medio y Superior
- Zona Palinológica: X
- Litología: Está constituida por lutitas de color marrón claras, caracterizadas por mostrar secuencias complejas debido a resbalamientos intramarítimos. Asimismo, en las áreas de Bonanza, Cobra, etc. Presenta desarrollos lenticulares muy locales de areniscas de grano medio, color gris verdoso.
- Ambiente Depositional: Los sedimentos fueron depositados en un ambiente moderadamente profundo y los desarrollos arenosos corresponden a depósitos de canal.
- Distribución Areal: La Formación Lutitas Talara está ampliamente distribuida en la Cuenca Talara.

2.2.2.2.6. DESARROLLOS ARENOSOS DE LA FORMACIÓN LUTITAS TALARA

Esta unidad tiene distribución muy local y solamente en las áreas Cobra (7751; 13251), Siches (13278) y Bonanza (4226 y 13217) han tenido producción comercial de petróleo. Desarrollos arenosos de la Formación Lutitas Talara se encuentran en los pozos 7473 (Yacimiento Cobra); JX-30; 13278 (Siches); 4493; 4494; 4496; 4499; 4562; 4567; 4584 (Chivo); J-54; J-63; 13251 (Media) y 4226; 13217 (Bonanza); etc. Con buenas características de roca reservorio en el registro eléctrico.

2.2.3. QUIMICA BÁSICA DE LAS ARCILLAS (LUTITAS)

Hablar de la química de las arcillas es muy importante en lo que se refiere a las interacciones entre los lodos base agua y las lutitas que afectan la estabilidad del pozo, por lo tanto, un entendimiento esencial de las arcillas se convierte en una herramienta indispensable para la presente tesis. Durante la perforación, dependiendo de los requerimientos técnicos, la arcilla puede ser agregada al sistema de manera voluntaria para ajustar las propiedades reológicas del lodo o puede ingresar a él como contaminante importante mediante la dispersión de los sólidos de perforación.

Físicamente hablando, los minerales arcillosos son cristalinos y estos tienen una estructura estratificada de sílice y alúmina. Los minerales arcillosos que comúnmente son encontrados en la lutita son la esmectita, la illita, la clorita y la kaolinita. Estos minerales son encontrados como partículas cristalinas muy pequeñas que corresponden al rango de tamaños de arcilla.

Por otro lado, si hablamos de rocas sedimentarias, estas vienen a ser rocas compuestas de materiales que se han depositado durante un periodo de tiempo geológico en una cuenca de deposición. Las rocas sedimentarias pueden ser divididas en dos grupos principales:

- Rocas no Clásticas: Esta procede de la precipitación química de diferentes sales, tales como carbonatos, fosfatos, sulfatos, etc. o de la acumulación de restos biológicos, tales como esqueletos de animales y estructuras de sostén.
- Rocas Clásticas: Se componen de partículas que se erosionaron en algún lugar del planeta sobre la superficie terrestre, estas fueron transportadas hacia otro sitio y se

depositaron como sedimentos. Los agentes geológicos tales como el agua, el aire, el viento o la gravedad son los medios de transporte de las rocas sedimentarias clásticas. Las rocas sedimentarias clásticas se clasifican de acuerdo al tamaño de las partículas que la componen. Las clases de tamaño importantes de las partículas sedimentarias y los tipos de roca correspondientes son:

- Grava (en superficie) / conglomerado (sedimentado en el subsuelo)
- Arena (en superficie) / arenisca (sedimentado en el subsuelo)
- Limo (en superficie) / limolita (sedimentado en el subsuelo)
- Arcilla (en superficie) / lutita (sedimentado en el subsuelo)

La lutita, la arenisca y la caliza constituyen la inmensa mayoría de las rocas sedimentarias, otro porcentaje muy pequeño se compone de otros tipos de rocas. En la mayoría de las cuencas de petróleo y gas, la lutita constituye 50 a 75% de las rocas perforadas.

2.2.3.1. TIPOS DE ARCILLAS

Geológicamente hablando existe una gran cantidad de minerales arcillosos, pero los de nuestro interés relacionados a la perforación de pozos y fluidos de perforación pueden ser clasificados en 3 tipos.

El primer tipo hace referencia a arcillas en forma de aguja, las cuales son no hinchables, tales como la atapulgita o la sepiolita. Por la forma que adoptan este tipo de arcillas, se asume que tiene la capacidad para generar un aumento de la viscosidad.

Debido a la forma y a sus características no hinchables, este tipo arcillas demuestran un control de filtración muy débil. Por este motivo, la atapulguita se usa generalmente como mejorador de viscosidad en los lodos base agua salada, debido a la forma que presenta y a sus características no hinchables que esta posee, por otro lado, la sepiolita sirve como viscosificador suplementario para fluidos geotérmicos y de alta temperatura. En líneas generales, podemos decir que este tipo de arcillas casi no se encuentran en las lutitas de las formaciones.

En el segundo tipo corresponde a arcillas laminares no hinchables (o ligeramente hinchables), tales como la illita, clorita y kaolinita.

El tercer tipo está conformado por las montmorillonitas laminares muy hinchables.

El **segundo y el tercer tipo** de minerales arcillosos se encuentran en las lutitas de las formaciones, en el orden siguiente y en cantidades decrecientes:

- 1) Illita
- 2) Clorita
- 3) Montmorillonita
- 4) Kaolinita

Como están presentes en las formaciones perforadas, estas arcillas se dispersan en cantidades variables dentro del sistema de fluido de perforación. La montmorillonita presente en las lutitas es generalmente la montmorillonita cálcica, porque está en equilibrio con el agua de la formación, la cual es generalmente rica en calcio.

La arcilla que existe naturalmente tiene una estructura apilada o estratificada, en la cual cada capa unitaria tiene un espesor de aproximadamente 10 angstroms (\AA). Esto significa que cada milímetro de espesor consta de aproximadamente un millón de capas de arcilla.

Cada capa de arcillas es altamente flexible, muy fina, y tiene un área superficial enorme. Se puede considerar que una partícula individual de arcilla es algo parecido a una hoja de papel o un trozo de celofán.

Un gramo de montmorillonita sódica tiene un área superficial de capa total de 8.073 pies² (750 m²).

En agua dulce, las capas adsorben el agua y se hinchan hasta el punto en que las fuerzas que las mantienen unidas se debilitan y las capas individuales pueden separarse de los paquetes. La separación de estos paquetes en múltiples capas se llama dispersión. Este aumento del número de partículas, junto con el aumento resultante del área superficial, causa el espesamiento de la suspensión.

La Figura 2.4 muestra una fotomicrografía real de una partícula de bentonita. Nóte que se parece a una baraja de cartas abierta en abanico. Se puede observar que varias de las partículas laminares se traslapan.

Esta forma característica de las partículas es lo que produce el llamado efecto de “cinglado” que es tan importante para el control de filtrado.

4.

Figura 2.4 Fotomicrografía de Partículas de Bentonita



Fuente: Manuel de Fluidos de Perforación (API, s.f.)

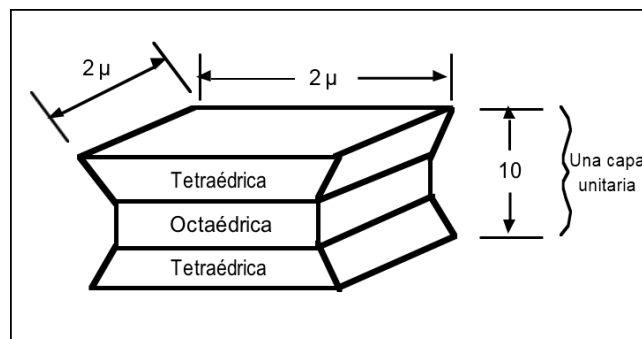
Generalmente, las arcillas poseen 2 capas como la kaolinita o 3 capas como la montmorillonita, la clorita o la illita.

En cuanto a su composición, cada partícula de arcilla laminar se compone de un apilamiento de capas unitarias paralelas. Cada capa unitaria consta de una combinación de hojas de sílice dispuestas tetraédricamente (en pirámide) y hojas de alúmina o magnesia dispuestas octaédricamente (ocho caras).

Las arcillas que posee tres capas, se componen de capas unitarias constituidas por dos hojas tetraédricas de cada lado de una hoja octaédrica, tal como lo muestra la Figura 2.5. Las arcillas de dos capas se componen de capas unitarias constituidas por una hoja tetraédrica y una hoja octaédrica.

5.

Figura 2.5 Partícula de Montmorillonita Idealizada

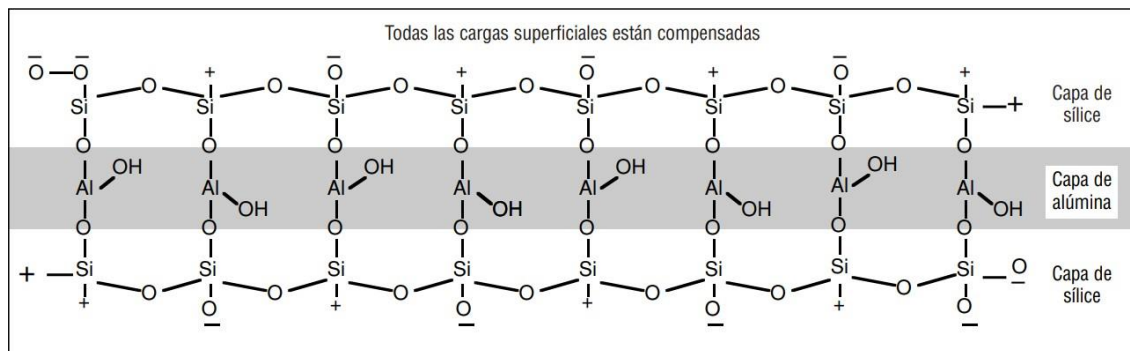


Fuente: Manuel de Fluidos de Perforación (API, s.f.)

Hablando de su carga, las arcillas pueden ser neutras o estar cargadas negativamente. La Figura 2.6 muestra a la pirofilita, la cual es un ejemplo de arcilla neutra. Esta es similar a la montmorillonita cargada negativamente.

6.

Figura 2.6 Pirofilita Eléctricamente Neutra



Fuente: Manuel de Fluidos de Perforación (API, s.f.)

2.2.3.1.1. ARCILLAS DE TRES CAPAS

a) ARCILLAS ESMECTITAS O MONTMORILLONITAS

En la formación de estas arcillas tienen lugar materiales de origen volcánico, aguas marinas e hidrotermales. Su gran porosidad le permite absorber el agua entre las capas de aluminosilicatos. Este grupo de minerales incluye la montmorillonita, la hectorita, la saponita, la nontronita y otros minerales específicos.

La fórmula estructural típica de este tipo de arcillas es $\text{Al}_2\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2$.

Si se sustituye un átomo de aluminio (Al^{3+}) por un solo átomo de magnesio (Mg^{2+}) en la estructura reticular (disposición de los átomos), ésta tendrá un

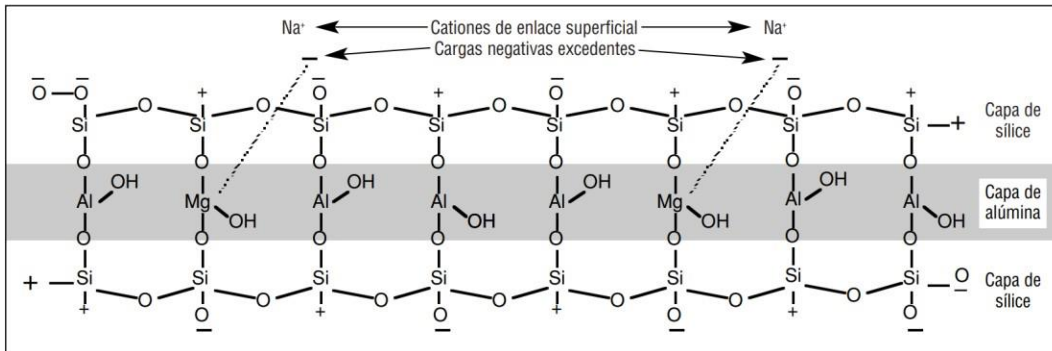
electrón excedente o una carga negativa, tal y como se muestra en la Figura 2.7. La carga negativa neta es compensada por la adsorción de cationes (iones positivos) en las superficies de la capa unitaria, tanto en las superficies interiores como en las superficies exteriores del apilamiento.

Algunos cationes se adsorben en las superficies de las capas unitarias, estos pueden ser cambiados por otros cationes y se llaman cationes intercambiables de la arcilla. La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla se mide y se registra como capacidad de intercambio catiónico (CEC). El catión puede ser un ion de simple carga como el sodio (Na^+) o un ion de doble carga como el calcio (Ca^{2+}) o el magnesio (Mg^{2+}). De este modo, tenemos montmorillonita sódica, montmorillonita cálcica y/o montmorillonita magnésica.

Además de la sustitución del aluminio (Al^{3+}) por el magnesio (Mg^{2+}) en la red de montmorillonita, muchas otras sustituciones pueden ser realizadas. Por lo tanto, el nombre montmorillonita se usa frecuentemente como nombre de grupo que incluye muchas estructuras minerales específicas. Sin embargo, en los últimos años, se ha aceptado cada vez más el nombre esméctita como nombre de grupo, reservando el término montmorillonita para los miembros predominantemente aluminosos del grupo.

La característica más típica de las esméctitas es la capacidad de hinchamiento entre capas, lo cual es conocido como hidratación al entrar en contacto con el agua.

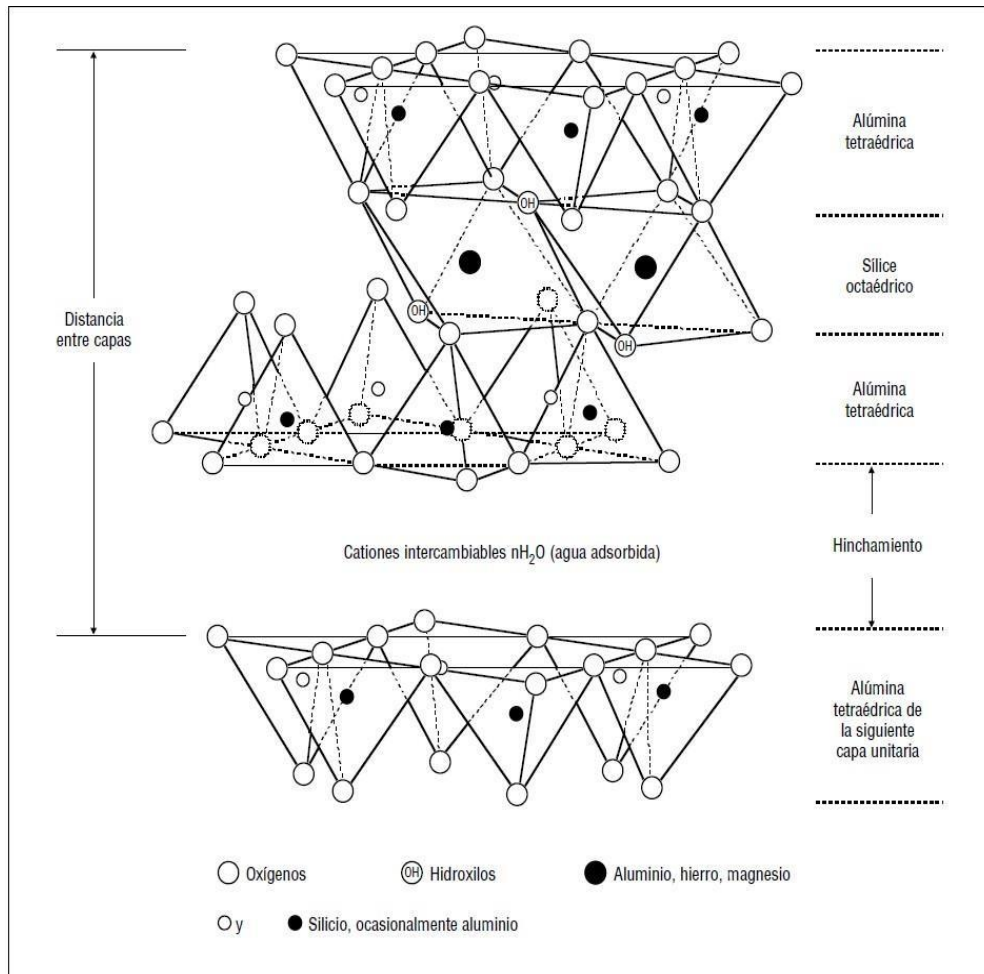
7. *Figura 2.7 Sustitución De Al³⁺ Por Mg²⁺ Causando Una Partícula Cargada Negativamente.*



Fuente: Manuel de Fluidos de Perforación (API, s.f.)

Las esmectitas presentan propiedades muy interesantes derivadas de su estructura laminar, de su espacio interlaminar y de la carga residual. Entre ellas destaca la montmorillonita, cuyo nombre se deriva del francés Montmorillon, lugar de Francia en que se encontró esta arcilla típica en el año 1874.

Figura 2.8 Estructura de Esmectita



Fuente: Manuel de Fluidos de Perforación (API, s.f.)

b) ILITAS

Este tipo de arcillas poseen una sustitución de Si^{4+} por Al^{3+} y tienen la misma estructura básica que las montmorillonitas, pero no muestran la capacidad de hinchamiento entre capas. Los cationes compensadores son principalmente el ion potasio (K^+), como lo indica la Figura 2.6.

El espacio entre las capas unitarias es de $2,8 \text{ \AA}$. El diámetro iónico de K^+ es de $2,66 \text{ \AA}$. Esto permite que el K^+ encaje perfectamente entre las capas

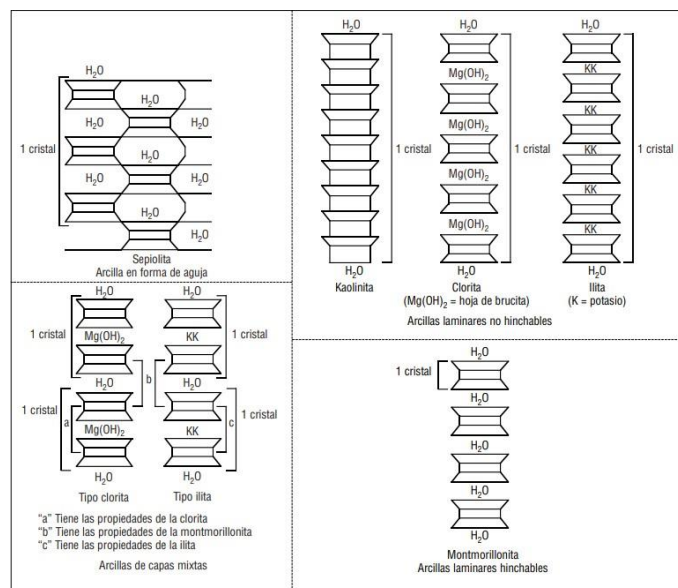
unitarias, formando un enlace que impide el hinchamiento en la presencia de agua.

Entre los minerales arcillosos 2:1, la esmectita, illita, y capas mixtas de illita y esmectita son encontradas durante la perforación de formaciones de lutita, causando frecuentemente distintos problemas relacionados con la estabilidad del pozo y el mantenimiento del fluido de perforación.

Problemas asociados a estos minerales arcillosos podrían estar relacionados a los cationes débilmente enlazados entre las capas y las cargas débiles de las capas que producen el hinchamiento y la dispersión al entrar en contacto con el agua. A medida que la profundidad de entierro aumenta, la esmectita se convierte gradualmente en arcillas de capas mixtas de illita/esmectita, y finalmente en illita y mica. Como resultado, las formaciones de lutita se vuelven generalmente menos hinchables, pero más dispersivas en agua, a medida que la profundidad aumenta.

9.

Figura 2.9 Comparación de Estructuras de Arcilla



Fuente: Manuel de Fluidos de Perforación (API, s.f.)

c) CLORITAS

Estructuralmente, las cloritas se encuentran relacionadas con las arcillas de tres capas. No se hinchan en su forma pura, pero puede hacerse que hinchén ligeramente al ser modificadas.

Este tipo de arcillas se encuentran frecuentemente en antiguos sedimentos marinos enterrados a grandes profundidades, y normalmente no causan ningún problema importante a menos que estén presentes en grandes cantidades. La capacidad de intercambio catiónico de la clorita varía de 10 a 20 meq/100 g, principalmente debido a los enlaces rotos. La distancia entre capas de la clorita suele ser de aproximadamente 14 Å.

d) SEPIOLITA Y ATAPULGITA

Son arcillas en forma de aguja no hinchables, se cree que la forma de las partículas es responsable de la capacidad que esta arcilla tiene para aumentar la viscosidad. El tamaño natural de cristales finos y la forma de aguja hacen que la arcilla desarrolle una estructura de “escobillas amontonadas” en suspensión, demostrando así una alta estabilidad coloidal, incluso en la presencia de una alta concentración de electrolitos.

La atapulgita se usa principalmente como mejorador de viscosidad en los lodos base agua salada, mientras que la sepiolita se usa generalmente como viscosificador suplementario para los fluidos geotérmicos y de alta temperatura.

Estas arcillas no están casi nunca presentes en las lutitas de las formaciones.

La atapulgita es un mineral único.

2.2.3.1.2. ARCILLAS DE DOS CAPAS

a) KAOLINITAS

La kaolinita se encuentra comúnmente como componente menor a moderado (5 a 20%) de las rocas sedimentarias tales como las lutitas y las areniscas. Esta es un tipo de arcilla no hinchable cuyas capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrógeno. Esto impide la expansión de la partícula, porque el agua no es capaz de penetrar en las capas. La kaolinita tiene una capacidad de intercambio catiónico relativamente baja (de 5 a 15 meq/100 g).

En la Tabla 2.2 muestra un resumen de los minerales arcillosos y en la Figura 2.6 se muestra una comparación esquemática de las diferentes estructuras de las arcillas.

2. Tabla 2.2 Arcillas Encontradas Comúnmente

GRUPO	ESTRUCTURA	CARGA	CATIÓN DE INTERCAMBIO	DISTANCIA INTERATÓMICA (Å)	HINCHAMIENTO
Kaolinita	capa 1:1	Nula	Ninguno	7,2	Ninguno
Talco	capa 2:1	Nula	Ninguno	9,3	Ninguno
Esmectita	capa 2:1	0,3 - 0,6	Na ⁺ , Ca ²⁺ , K ⁺ , Mg ²⁺	11 - 15	Variable
Vermiculita	capa 2:1	1,0 - 4,0	K ⁺ , Mg ²⁺	14 - 15	Variable
Ilita	capa 2:1	1,3 - 2,0	K ⁺	10	Nulo
Mica	capa 2:1	2	K ⁺	10	Ninguno
Chlorita	capa 2:2	Variable	Capa de brucita	14	Nulo
Sepiolita	cadena 2:1	Nula	Ninguno	12	Nulo
Paligorskita	cadena 2:1	Menor	Ninguno	10	Nulo

Modificado de: Manual de Fluidos de Perforación (API, s.f.)

2.2.3.2. CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO

Los cationes compensadores que se adsorben en la superficie de la capa unitaria pueden ser cambiados por otros cationes y se llaman los cationes intercambiables de la arcilla. La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla es medida y registrada como la CEC (capacidad de intercambio catiónico). La CEC está expresada en miliequivalentes por 100 g de arcilla seca (meq/100 g)

- La CEC de la montmorillonita está comprendida dentro del rango de 80 a 150 meq/100 g de arcilla seca.
- La CEC de las ilitas y cloritas es de aproximadamente 10 a 40 meq/100g
- La CEC de las kaolinitas es de aproximadamente 3 a 10 meq/100 g de arcilla.

La Prueba de Azul de Metileno (MBT) es un indicador de la CEC aparente de una arcilla. Cuando se realiza esta prueba sobre un lodo, se mide la capacidad total de intercambio de azul de metileno de todos los minerales arcillosos presentes en el lodo. Normalmente se registra la Capacidad de Azul de Metileno (MBC) como cantidad equivalente de bentonita de Wyoming requerida para obtener esta misma capacidad.

Es importante mencionar que esta prueba no indica directamente la cantidad de bentonita presente. Sin embargo, la cantidad aproximada de bentonita y sólidos en el lodo puede ser calculada basándose en el hecho de que los sólidos de perforación normales tienen una CEC equivalente a 1/9 de la CEC de la bentonita, y si se calcula la cantidad de sólidos de perforación presentes en el lodo a partir de un análisis de retorta. Este cálculo aproximado de la cantidad

de bentonita añadida y sólidos de perforación puede ser más preciso cuando se mide la MBC de los recortes de perforación. Este procedimiento puede ser útil para evaluar la cantidad y la calidad de las arcillas en el lodo.

2.2.3.3. HIDRATACIÓN DE LAS ARCILLAS

Bajo una presión diferencial hacia la formación, el fluido de perforación es forzado dentro de cualquier micro-fractura o plano de deposición expuestos. La química del filtrado determinara el efecto último del filtrado sobre la roca, pero aun un cambio menor en el estado de hidratación de los minerales de arcilla que entren en contacto con el filtrado pueden resultar en la hidratación, hinchamiento, y en última instancia, el debilitamiento de la lutita, que puede generar problemas de estabilidad de hoyo o embolamiento de broca y sarta, dependiendo de la naturaleza del caso. La hidratación de la arcilla ocurre a través de tres mecanismos:

- 2.2.3.3.1. **Hidratación superficial:** es el enlace de moléculas de agua a átomos de oxígeno en la superficie de las plaquetas de arcilla.
- 2.2.3.3.2. **Hidratación iónica:** es la hidratación de cationes que se encuentran entre las plaquetas de arcilla, los cuales tienen capas de moléculas de agua que los rodean (esferas de hidratación).
- 2.2.3.3.3. **Hidratación Osmótica:** ocurre en algunas arcillas luego de que están hidratadas completamente superficial e iónicamente (usualmente a 100% de humedad).

Todas las arcillas experimentan hidratación, y las Iilitas y Esmectitas muestran varios grados de hidratación iónica. La hidratación de la lutita (absorción superficial y absorción iónica) resultan en dos tipos de problema bien diferenciados:

- Hinchamiento, referido a la expansión de las arcillas debido a la incorporación de agua.
- Dispersión, referido a la desintegración de las arcillas debido al contacto con agua.

Dado que las lutitas incluyen minerales no arcillosos, tales como cuarzo y feldespato, y una mezcla de arcillas, esto da lugar a una serie de mecanismos de hidratación en la misma porción de roca. los minerales no arcillosos (cuarzo y feldespato) no reaccionan, pero los minerales arcillosos como la caolinita, clorita, ilita, entre otros, reaccionan hidratándose, la esmectita se hidrata, hincha y reaccionan por acción iónica.

2.2.3.4. ESTADOS DE LAS ARCILLAS

Los distintos procesos de enlace de las partículas de arcilla son importantes para la reología de las suspensiones de arcilla. Estos procesos de enlace deben ser comprendidos para entender y controlar los cambios reológicos en los fluidos de perforación.

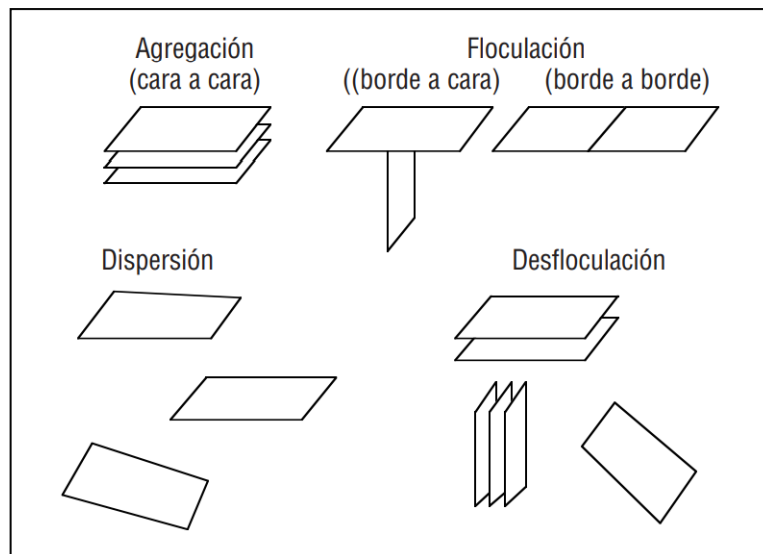
Las partículas laminares finas y planas de arcilla tienen dos superficies diferentes. La cara grande o superficie planar está cargada negativamente y la superficie fina del borde está cargada positivamente donde se interrumpe la red y se expone la superficie del enlace roto.

Estas cargas eléctricas y los cationes intercambiables crean alrededor de las partículas de arcilla un campo de fuerzas eléctricas que determina la manera en que dichas partículas interactúan las unas con las otras.

Si los iones intercambiables se disocian de la superficie de la arcilla, la fuerza repulsiva entre las láminas cargadas negativamente es grande y las láminas se dispersarán, alejándose las unas de las otras. En general se produce un cierto grado de enlaces entre las partículas.

Las partículas de arcilla se asocian cuando se encuentran en alguno de los estados mostrados en la Figura 2.10:

10.Figura 2.10 Asociación de las Arcillas



Fuente: Manual de Fluidos de Perforación (API, s.f.)

Al entrar en contacto el fluido de perforación con las arcillas, éstas últimas exhiben varios comportamientos o estados, los cuales se mencionarán a continuación:

- 2.2.3.4.1. **Estado agregado:** como las arcillas están compuestas en configuraciones laminares, las láminas pueden ser separadas por la agitación mecánica, por la hidratación y dispersión de las mismas, incrementando el área superficial, desembocando en un aumento de la viscosidad del sistema.
- 2.2.3.4.2. **Estado disperso:** subdivisión de las láminas del mineral por la acción de fuerzas mecánicas o por la hidratación, el área superficial aumenta de manera considerable. Bajo una condición estática las láminas se unen formando grupos, lo que es el origen de la fuerza de gel, las caras que están cargadas negativamente se atraen con los bordes de carga positiva.
- 2.2.3.4.3. **Estado floculado:** se desarrollan fuerzas netas de atracción presente entre las partículas de arcillas, lo cual permite su asociación obteniendo una estructura suelta. Se incrementa la asociación entre la cara y el borde en las partículas, generando una alta viscosidad y pérdida de filtrado. Algunos de los mecanismos que originan floculación son las altas concentraciones de sales, cationes polivalentes, condiciones de pH y alta temperatura
- 2.2.3.4.4. **Estado desfloculado:** es la disociación de las partículas floculadas. La adición de ciertos productos químicos al lodo neutraliza las cargas electroquímicas en las arcillas. Esto elimina la atracción que resulta del enlace borde a borde y/o borde a cara entre las partículas de arcilla. Como la desfloculación se origina una reducción de la viscosidad, los productos químicos desfloculantes son frecuentemente llamados diluyentes de lodo.

2.2.3.5. SUPERFICIE ESPECÍFICA

La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como el área de la superficie externa más el área de la superficie interna (en el caso de que ésta exista) de las partículas constituyentes, por unidad de masa, expresada en m^2/g .

Los minerales arcillosos tienen la capacidad de adsorber agua y cationes en su superficie. Como se mencionó anteriormente, los minerales arcillosos tienen un pequeño tamaño de partículas y una estructura estratificada o laminar.

Por este motivo, los minerales arcillosos tienen una gran superficie específica (superficie específica = superficie por gramo de material), muy importante para ciertos usos industriales en los que la interacción sólido-fluido depende directamente de esta propiedad. La tabla 2.3 muestra algunos ejemplos de superficies específicas de arcillas.

3. Tabla 2.3 Superficie Específica de Arcillas

MATERIAL	SUPERFICIE ESPECÍFICA (m^2/g)
Caolinita de elevada cristalinidad	hasta 15
Caolinita de baja cristalinidad	hasta 50
Halloisita	hasta 60
Ilita	hasta 50
Montmorillonita	80 - 300
Sepiolita	100 - 240
Paligorskita	100 - 200

2.2.3.6. CAPACIDAD DE ABSORCIÓN

Algunas arcillas encuentran su principal campo de aplicación en el sector de los absorbentes ya que pueden absorber agua u otras moléculas en el espacio interlaminar (principalmente las esmectitas) o en los canales estructurales (como la sepiolita).

La capacidad de absorción está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad) y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada: absorción (cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención por capilaridad) y adsorción (cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla, y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato).

La capacidad de adsorción se expresa en porcentaje de adsorbato con respecto a la masa y depende, para una misma arcilla, de la sustancia de que se trate. La absorción de agua de arcillas absorbentes es mayor del 100% con respecto al peso.

2.2.3.7. PLASTICIDAD

Las arcillas son eminentemente plásticas. Esta propiedad se debe a que el agua forma una envuelta sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas.

La elevada plasticidad de las arcillas es consecuencia, nuevamente, de su morfología laminar, tamaño de partícula extremadamente pequeño (elevada área superficial) y alta capacidad de hinchamiento.

2.2.3.8. TIXOTROPÍA

Hablando en términos de la formación de coloides, la tixotropía consiste en la pérdida de resistencia de un coloide, al amasarlo, y su posterior recuperación con el tiempo. Las arcillas tixotrópicas cuando son amasadas se convierten en un verdadero líquido. Si, a continuación, se las deja en reposo recuperan la cohesión, así como el comportamiento sólido. Para que una arcilla tixotrópica muestre este especial comportamiento deberá poseer un contenido en agua próximo a su límite líquido. Por el contrario, en torno a su límite plástico no existe posibilidad de comportamiento tixotrópico.

También por estas razones, al añadir una pequeña proporción de arcilla al agua ésta permanece flotando sobre el líquido indefinidamente, alcanzando el estado coloidal. Sin embargo, si se añade aún más, el líquido se torna viscoso y se resiste a fluir; en cambio, si se agita vigorosamente la suspensión, el líquido recupera su fluidez, perdiéndola nuevamente al cesar la agitación.

A esta propiedad se le llama tixotropía, y es típica de muchas de las arcillas comunes.

Tiene su asiento en la afinidad por el agua, así como en la capacidad de hinchamiento del espacio interlaminar, el cual puede alcanzar hasta quince veces el volumen original.

2.2.4. GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

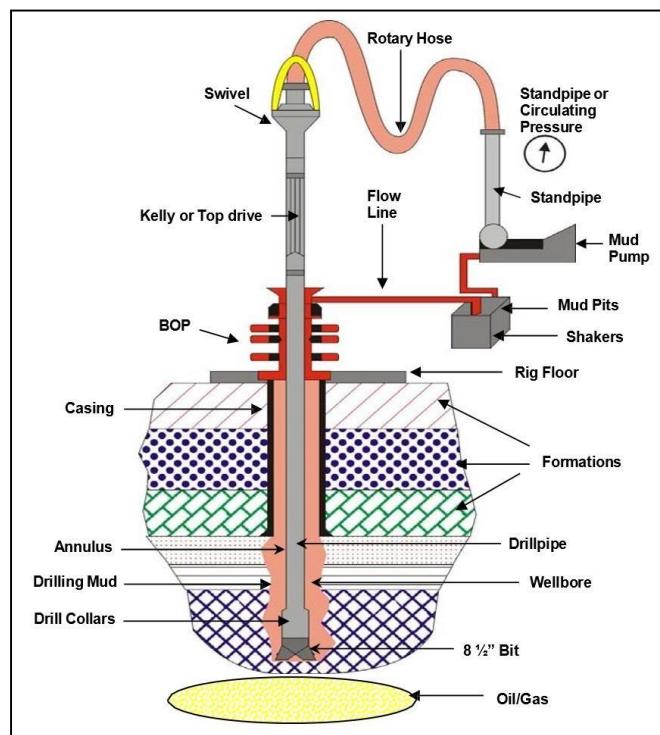
2.2.4.1. DEFINICIÓN Y SISTEMA DE CIRCULACIÓN

El Fluido de Perforación es un líquido o gas que circula a través de la sarta de perforación hasta la broca y regresa a la superficie por el espacio anular

existente, cumpliendo así, un ciclo, el cual se podría entender como el tiempo que se requiere para que la bomba mueva el Fluido de Perforación hacia abajo del hoyo y de regreso a la superficie, esto es conocido a nivel de campo como: darle una circulación al Fluido completa en un Sistema de Circulación principal (Figura 2.11). Hasta la fecha un pozo de gas o petróleo no puede ser perforado sin este concepto básico de Fluido Circulante.

11.

Figura 2.11 Sistema de Circulación



Fuente: Fluidos, Propiedades y Reología (Molero, s.f.)

Considerado como el Control Primario, el Fluido de Perforación es una parte clave del proceso de construcción de un pozo y el éxito de un Programa de Perforación depende de su selección y diseño, de igual manera, para un área en particular debe ser diseñado para cumplir con los requerimientos específicos de las distintas formaciones a atravesar. En general, los Fluidos de Perforación

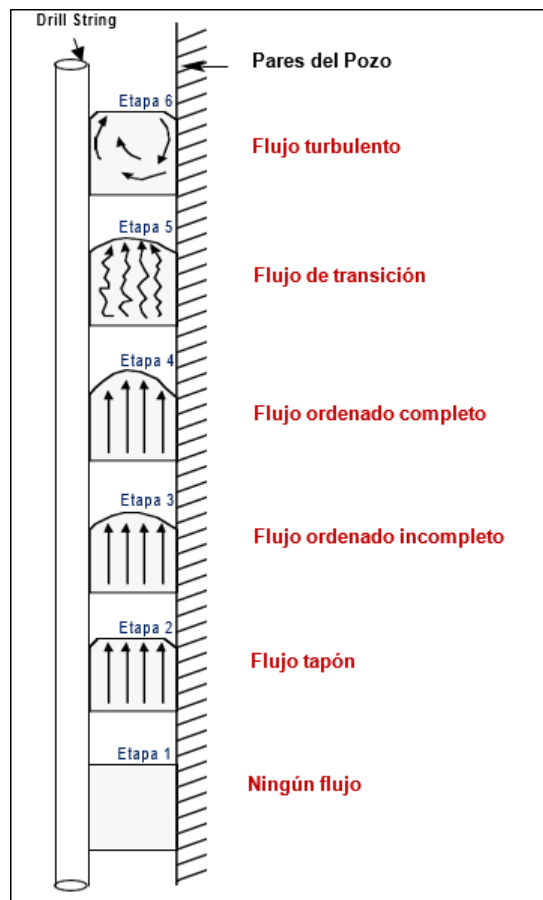
tendrán muchas propiedades que son benéficas para la operación, pero también algunas otras que no son deseables y que pueden finalmente crear problemas asociados a ellos.

2.2.4.2. CONFIGURACIONES DEL FLUJO DURANTE EL PROCESO DE PERFORACIÓN DE UN POZO

Durante el proceso de perforación de un pozo, el fluido de perforación se encuentra sometido a una variedad de configuraciones de flujo. Estas configuraciones del flujo pueden definirse como diferentes etapas de flujo, tal y como se muestra en la siguiente figura:

12.

Figura 2.12 Etapas de Flujo



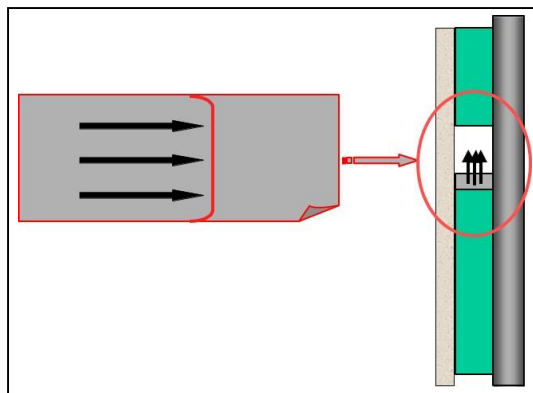
Modificado de: Reología e Hidráulica (API, s.f.)

Etapa 1 – Ningún flujo. Mientras que el fluido de perforación se encuentre en posición estático, será necesario aplicar una cierta presión suficiente para vencer las fuerzas internas que generan resistencia al flujo y arrancar al movimiento. El valor máximo de esta fuerza constituye el esfuerzo de cedencia verdadero del fluido. En un pozo, el esfuerzo de cedencia verdadero está relacionado con la fuerza necesaria para “romper la circulación”.

Etapa 2 – Flujo tapón. En esta etapa, se hace referencia al exceso del esfuerzo de cedencia verdadero, dando como resultado a un flujo que comienza a fluir en la forma de un tapón sólido. En este tipo de flujo, la velocidad es igual en el centro y en pared. Muchas veces se hace referencia al flujo de la pasta dentífrica dentro del tubo para describir un ejemplo de flujo tapón. El perfil de velocidad del flujo tapón es plano.

13.

Figura 2.13 Perfil de velocidad (Movimiento de Flujo Tapón)



Fuente: Fluidos e Hidráulica de Perforación (Schlumberger, s.f.)

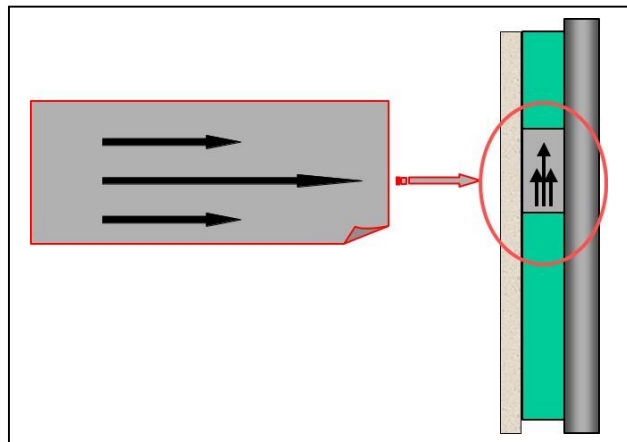
Etapa 3 – Transición de flujo tapón a flujo laminar. A medida que aumenta el caudal, los efectos de corte comenzarán a afectar las capas dentro del fluido y a reducir el tamaño del tapón en el centro del flujo. La velocidad aumentará

desde el pozo hasta el borde del tapón central. El perfil de velocidad es plano a través del tapón que tiene la mayor velocidad, y decae o disminuye a cero en la pared del conducto.

Etapa 4 – Flujo laminar. El perfil de velocidad en este tipo de flujo adopta un movimiento deslizante. En esta etapa la velocidad es máxima en el centro. A medida que continúe aumentando el caudal, los efectos del caudal y de la pared sobre el fluido siguen aumentando. A cierto punto, el tapón central dejará de existir. A este punto, la velocidad alcanzará su nivel más alto en el centro del flujo y disminuirá a cero en la pared del conducto. El perfil de velocidad tiene la forma de una parábola. La velocidad del fluido está relacionada con la distancia a partir del espacio anular o de la pared de la tubería. Dentro de una tubería, se puede describir al flujo como una serie de capas telescópicas cuya velocidad aumenta de capa en capa hacia el centro. Todo el fluido a través de la tubería o del espacio anular se moverá en la dirección de flujo, pero a diferentes velocidades. Esta etapa de flujo regular se llama laminar debido a las capas o láminas formadas por las diferentes velocidades.

14.

Figura 2.14 Perfil de velocidad (Movimiento Deslizante)



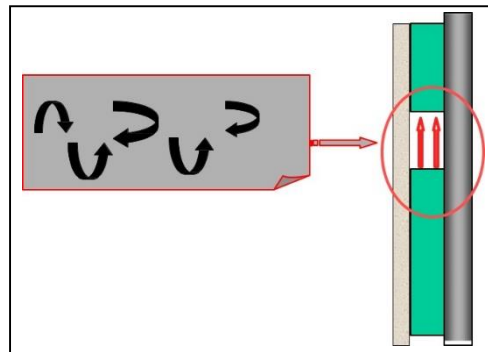
Fuente: Fluidos e Hidráulica de Perforación (Schlumberger, s.f.)

Etapa 5 – Transición de flujo laminar a flujo turbulento. A medida que el caudal incrementa, el flujo regular comienza a descomponerse.

Etapa 6 – Flujo turbulento. El perfil de velocidad en este tipo de flujo adopta movimientos en remolinos, pero un perfil plano. En esta etapa, la velocidad promedio de partículas es uniforme (no cerca a la pared). A medida que el caudal continúa aumentando, el flujo regular se descompone totalmente y el fluido tiene un flujo vorticial y turbulento. El movimiento del fluido total sigue siendo a lo largo del espacio anular o de la tubería en una dirección, pero la dirección del movimiento será imprevisible en cualquier punto dentro de la masa del fluido. Bajo estas condiciones, el flujo es turbulento. Una vez que estas condiciones han sido alcanzadas, cualquier aumento del caudal producirá simplemente un aumento continuo de la turbulencia.

15.

Figura 2.15 Perfil de velocidad (Movimiento en Remolinos)



Fuente: Fluidos e Hidráulica de Perforación (Schlumberger, s.f.)

2.2.4.3. FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los fluidos deben cumplir con funciones específicas que faciliten el avance de la perforación, minimizando problemas de estabilidad del hoyo y problemas operacionales. Es responsabilidad del Ingeniero de Fluidos realizar los ensayos

físicos – químicos de acuerdo con las normas API para proceder a los ajustes necesarios que faciliten la consecución de los objetivos propuestos durante la perforación del pozo. (Prieto et al., 2002).

A continuación se describen cada una de las funciones:

2.2.4.3.1. REMOCIÓN Y TRANSPORTE DE LOS RECORTES A SUPERFICIE

A medida que se incrementa la profundidad del pozo durante la perforando, se van generando recortes dentro del hueco, los cuales tienen que ser removidos del mismo para evitar obstruir el espacio anular y con esto ayudar a libre movimiento axial y rotación de la sarta de perforación; para este fin se hace circular el fluido de perforación a través de la broca, de tal manera que arrastre los recortes hasta superficie por medio del espacio anular. Los recortes también pueden ser llevados a superficie con el fin de realizar análisis geológicos de la litología del pozo.

El transporte de los recortes dependerá en mayor medida de su geometría y densidad, junto con la velocidad de penetración (ROP), la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido. La viscosidad y en general las propiedades reológicas del fluido son de vital importancia durante la limpieza del pozo; los recortes tienden a sedimentarse rápidamente en fluidos con baja viscosidad y esta propiedad aumenta cuando el fluido se encuentra estático durante ciertas operaciones de rutina, en general un fluido con mayor viscosidad será más eficiente en el transporte de recortes.

Una velocidad anular alta también ayuda con el transporte de recortes, aunque si se aumenta demasiado genera turbulencia, lo cual, aunque es bueno para limpiar el hoyo, puede producir otros problemas durante la

perforación; la velocidad a la que un recorte se sedimenta se llama velocidad de caída, para que los recortes lleguen a superficie, la velocidad anular tiene que ser mayor que la velocidad de caída del corte. Las altas densidades, la geometría horizontal de los recortes y alto ángulo dificultan su transporte a superficie.

Cuando la densidad de los recortes es mayor a la densidad del fluido se genera la caída de los mismos o también llamado cutting slip. Para que los recortes puedan ser transportados se necesita un fluido con cualidades tixotrópicas, es decir que tenga el comportamiento de un gel, de tal manera que cuando se encuentra en movimiento, tenga el comportamiento de un líquido con la capacidad de acarrear los ripios a superficie, y cuando se encuentra estático se gelifica haciendo que los recortes queden suspendidos en él; evitando así que los sólidos se depositen en el fondo del hoyo, o, en el caso de los pozos direccionales, que generen camas de recortes.

2.2.4.3.2. SUSPENSIÓN DE SÓLIDOS Y RECORTES

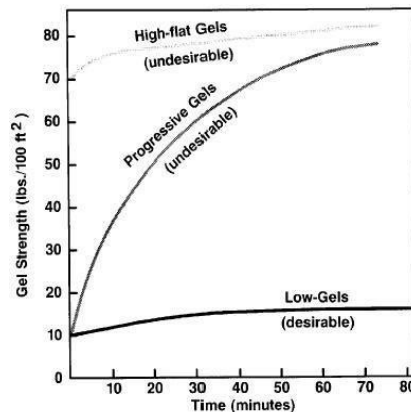
Una vez que se detiene la circulación del fluido, los recortes caerán al fondo del pozo a menos que el fluido tenga la capacidad de formar una estructura de tipo Gel que evite esta caída. La fuerza de Gel se mide en el laboratorio con el viscosímetro de Fann VG; las fuerzas de Gel de 10 seg y 10 minutos indican las fuerzas de atracción desarrolladas en el fluido cuando se encuentra bajo condiciones estáticas durante dichos intervalos de tiempo. Los valores excesivos son una indicación de que hay una alta concentración de sólidos. El gráfico 2.1 muestra los tipos de fuerza de gel.

Por otro lado, el fluido de perforación, además de suspender los ripios provenientes de la formación, debe sostener los materiales densificantes y los aditivos agregados a él para modificar sus propiedades sin importar la variación de las condiciones a las que se encuentre, sin embargo, al mismo tiempo debe tener la capacidad de permitir la remoción de los ripios en el área de control de sólidos en superficie.

La capacidad de suspensión de un fluido de perforación es de gran importancia durante la perforación debido a que, cuando el fluido se encuentra en condición estática los sólidos que tienden a sedimentarse, pueden llegar a crear puentes y rellenos, lo que provocaría atascamiento de la tubería o pérdida de la circulación del fluido. En el caso del asentamiento del material densificante, la sedimentación se incrementa cuando el fluido se encuentra en condiciones dinámicas en pozos con altos ángulos de inclinación, afectando directamente las características del fluido, ya que la densidad del mismo va a variar y puede afectar sus funciones, como el transporte de recortes y el control de las presiones de formación.

1.

Gráfico 2.1 Tipos de Fuerza de Gel



Fuente: Fluidos e Hidráulica de Perforación (Schlumberger, s.f.)

2.2.4.3.3. PROVEER PRESIÓN HIDROSTÁTICA – CONTROL DEL POZO

El fluido de perforación debe ejercer control sobre las presiones de la formación con el fin de garantizar el cumplimiento de la operación de forma segura. Normalmente para contrarrestar el aumento de la presión de formación se aumenta la densidad del fluido de perforación al agregarle algún aditivo densificante (más comúnmente utilizado en operaciones Nor Oeste “Baritina” y CaCO_3) logrando generar un equilibrio de presiones y de paso estabilizar las paredes del hoyo. Este equilibrio generado impide que los fluidos de la formación migren hacia el pozo y que los fluidos presurizados generen un reventón.

La presión que ejerce la columna del fluido de perforación en el pozo mientras que no existe circulación, se denomina “presión hidrostática”, esta presión es dependiente de la densidad del fluido y en pozos desviados de la profundidad vertical verdadera (TVD) del pozo. Mantener el pozo bajo control es garantizar que los fluidos de la formación no fluyan hacia el pozo, pero también se deben considerar aquellas situaciones en las que se presenta migración de fluidos de la formación, ésta migración se realiza bajo condiciones controladas, estas situaciones van desde los niveles tolerables de gas en fondo durante la perforación hasta el punto donde el pozo produce cantidades considerables de petróleo y gas durante la perforación.

La presión hidrostática también permite controlar los esfuerzos adyacentes al pozo que no son generados por los fluidos de la formación. En zonas geológicamente activas, las fuerzas tectónicas aplican esfuerzos sobre las formaciones, lo cual puede originar inestabilidad en las paredes del pozo

independiente de que la presión del fluido de la formación esté en equilibrio, los pozos que se encuentran en estas zonas pueden ser estabilizados si se equilibran estos esfuerzos con la presión hidrostática, de igual manera, la orientación del pozo en intervalos con alto ángulo (también horizontales) puede disminuir la estabilidad del hoyo, lo cual también es controlable con la presión hidrostática.

Las formaciones que presentan presiones inferiores a los valores normales se perforan normalmente con aire, gas, niebla, espuma rígida, lodo aireado o fluidos de densidad ultrabaja, normalmente fluidos a base de petróleo. El peso del lodo, es decir su densidad, se determina por el peso mínimo requerido para controlar las presiones de la formación y el peso máximo del fluido de perforación para que no fracture la formación, en otras palabras, la densidad del fluido con la que se perfora debe encontrarse dentro del rango de la ventana operativa.

2.2.4.3.4. OBTURACIÓN DE FORMACIONES PERMEABLES

La permeabilidad es la capacidad que tienen los fluidos de fluir a través de formaciones porosas, las formaciones deben ser porosas para permitir que los hidrocarburos sean producidos. Cuando la presión hidrostática es superior a la presión de formación el filtrado invade la formación y el revoque se deposita en la pared del hueco, por lo que los sistemas de fluidos de perforación se diseñan para lograr la formación de dicho revoque de baja permeabilidad limitando la invasión del filtrado. Este efecto mejora la estabilidad y evita varios problemas durante la perforación y producción como lo son el fenómeno de pozo “reducido”, registros deficientes, mayor

torque y arrastre, tuberías atascadas, pérdida de circulación y daños de formación.

En formaciones muy permeables, con grandes gargantas porales, el fluido puede invadir la formación dependiendo del tamaño de los sólidos en el fluido. En este caso, se usan agentes de puenteo que se agregan al fluido de perforación para bloquear las grandes aberturas de tal forma que los sólidos del fluido puedan generar un sello. Los agentes de puenteo de gran tamaño tienen mayor efectividad, aproximadamente deben ser iguales a la mitad del tamaño de la abertura o caverna más grande, los agentes de puenteo pueden ser carbonato de calcio, celulosa molida y una gran diversidad de materiales para control de filtrado u otros materiales finos para pérdida de circulación. Según el sistema de fluido de perforación se puede hacer uso de aditivos que mejoren el revoque, como la bentonita, polímeros naturales y sintéticos, asfalto, glisonita y los aditivos desfloculantes orgánicos.

2.2.4.3.5. LUBRICACIÓN Y SOSTENIMIENTO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

A medida que la sarta de perforación rota en contra de las paredes del hoyo, se genera calor friccional, por lo tanto, el fluido debe absorber este calor y conducirlo fuera del pozo. De igual manera ejercerá un efecto lubricante al conjunto de toda la sarta.

2.2.4.3.6. REFRIGERACIÓN Y LUBRICACIÓN DE LA BROCA

Siguiendo la misma línea del punto mencionado anteriormente, la acción de raspar de la broca en contra de las formaciones que atraviesa genera calor, para lo cual es necesario para evitar el sobre calentamiento un proceso de

refrigerar y de lubricar por parte del fluido de manera de incrementar la vida útil de la misma.

2.2.4.3.7. MANTENIMIENTO DE LA ESTABILIDAD DEL HOYO

La estabilidad de las paredes del hoyo se basa en un equilibrio complejo de factores mecánicos (como a la presión y el esfuerzo) y químicos. La química y las propiedades del fluido de perforación deben converger con el fin de garantizar un pozo estable hasta el momento en el que se introduzca y cimente la tubería de revestimiento. Un factor importante dentro de la estabilidad del hueco es el peso adecuado del fluido de perforación el cual debe estar dentro del intervalo ideal para contrarrestar los esfuerzos mecánicos, como la presión de la formación, esfuerzos generados por la orientación del pozo.

Un indicador de inestabilidad en el pozo es el derrumbe de las paredes del hueco, lo cual aumenta los ripios generando obstrucciones en el espacio anular, disminuyendo la circulación del fluido, afectando la limpieza del hueco y otras funciones del fluido de perforación.

La condición ideal de estabilidad del pozo se ve reflejada cuando se logra mantener su forma cilíndrica y tamaño concéntrico, cuando éste se desgasta o se ensancha debilita el pozo y dificulta su control y estabilidad. En el caso de un ensanchamiento sus efectos están relacionados con la disminución de la velocidad anular afectando la limpieza del pozo y la composición misma del fluido de perforación debido al aumento de la concentración de cortes, también incrementa los costos de la cementación del pozo y dificulta la adecuada evaluación de la misma y de las formaciones.

Esta característica se ve afectada principalmente por las formaciones que se están perforando, las más problemáticas son las arenas, areniscas, arcillas y lutitas, en el caso de las arenas y las areniscas cuando se tienen fuerzas hidráulicas demasiado altas tienden a erosionarse provocando un ensanchamiento del pozo, este efecto aumenta cuando las arenas son friables, una solución es reducir las propiedades reológicas del fluido y garantizar la formación de un buen revoque.

En el caso de las arcillas, la presencia de un fluido base agua va a generar una interacción con ellas provocando la hidratación de las mismas en donde se disminuye el diámetro del pozo aumentando la probabilidad de obstrucción de la tubería o reducción del espacio anular, otros efectos en este tipo de formaciones es el ablandamiento de las mismas que puede causar embotamiento, y en el caso de las lutitas pueden secarse y quebrarse durante procesos erosivos.

2.2.4.3.8. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA HIDRÁULICA A LA BROCA

El paso del fluido de perforación a través de la broca origina lo que se denomina energía hidráulica, ayudando a aumentar la velocidad de penetración (ROP) y mejora la remoción de cortes. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la broca, a las herramientas de medición al perforar (MWD) y registro al perforar (LWD).

Un programa de hidráulica tiene la responsabilidad de usar de manera eficiente la potencia disponible dada por las bombas del fluido de perforación con el fin de incrementar la caída de presión en la broca y

optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo, estos programas se limitan por la potencia de las bombas, las pérdidas de presión dentro de la tubería y las presiones superficiales y caudales óptimos, esto facilita la remoción de los recortes y ayuda en la limpieza de la broca.

2.2.4.3.9. TRANSMISIÓN DE DATOS DE LAS HERRAMIENTAS DE FONDO

Esta función es afectada por las propiedades físicas y químicas de fluido de perforación y también de las condiciones del hueco después de la perforación. Los registros eléctricos sirven para la evaluación de las diferentes características de la formación como la presencia de gas, petróleo y agua, la composición mineral, la identificación de arcillas, la litología y demás parámetros geológicos, un fluido de perforación en condiciones adecuadas facilita la corrida de estos registros.

2.2.4.3.10. BRINDAR SEGURIDAD AL PERSONAL Y MEDIO AMBIENTE

El fluido debe ser lo suficientemente seguro para que no produzca daño al personal que labora en el equipo de perforación, así mismo este debe ser manejado y desechado de una manera ambientalmente seguro; esto rigiéndose por los reglamentos y protocolos ambientales que se implementen en la zona donde se realiza la operación.

2.2.4.4. PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo (API), las propiedades del fluido a mantener durante la perforación del pozo son físicas y químicas, la cuales se describirán a continuación.

2.2.4.4.1. PROPIEDADES FÍSICAS

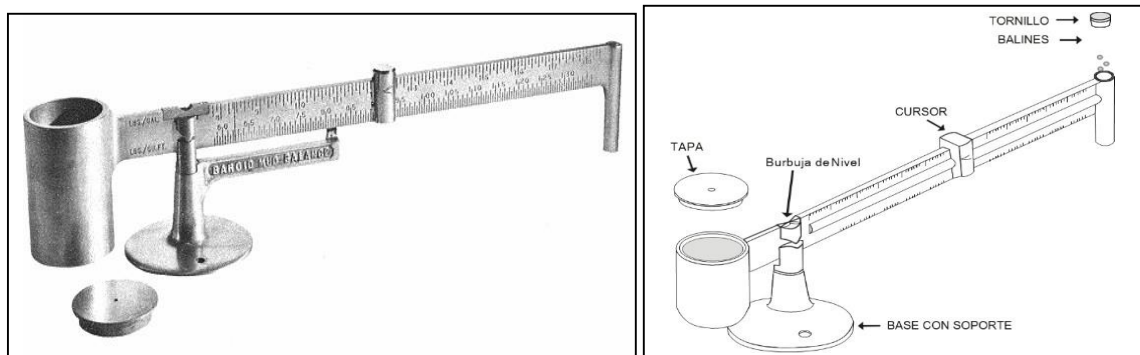
a. Densidad

Es una de las propiedades principales del fluido, la cual tiene como objetivo fundamental mantener en sitio los fluidos de la formación. La densidad se expresa por lo general en lbs/gal, y es uno de los dos factores, de los cuales depende la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido. Durante la perforación de un pozo se trata de mantener una presión hidrostática ligeramente mayor a la presión de la formación, para evitar en lo posible una arremetida, lo cual dependerá de las características de la formación.

La medición de la densidad en laboratorio se realiza por medio de una balanza de lodos, Figura 2.16. Para realizar la correcta medición se debe garantizar que la balanza se encuentre calibrada, quiere decir que, si la medición se efectúa con agua, esta debe determinar un peso de 8,33 ppg.

16.

Figura 2.16 Balanza de Lodo



Modificado de: Fluidos de Perforación (Prieto et al., 2002)

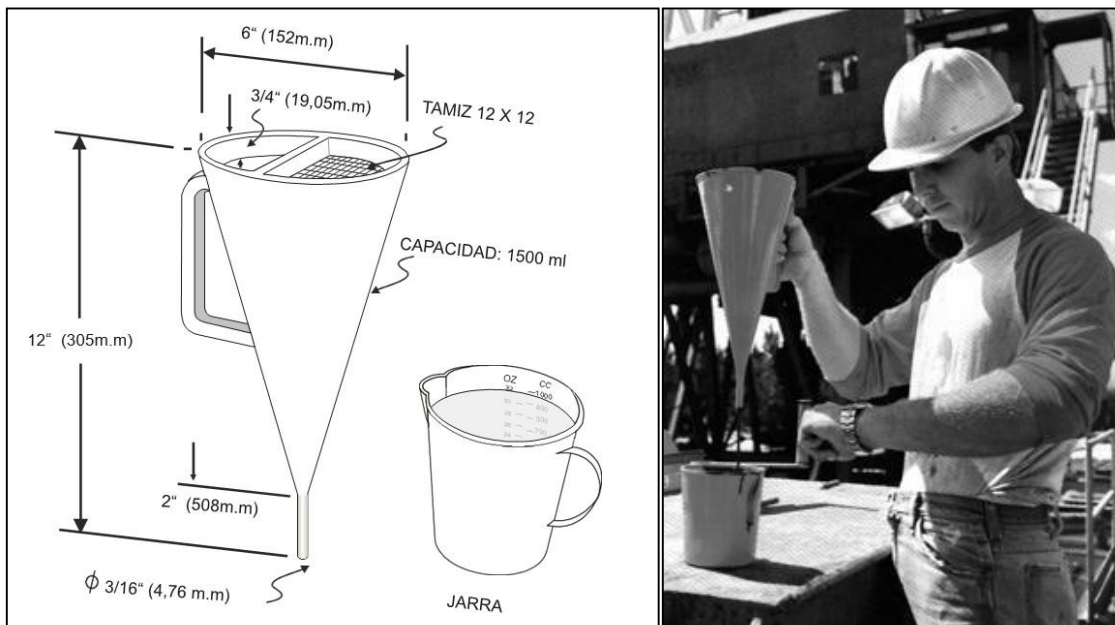
b. Viscosidad API

Es determinada con el Embudo Marsh, y sirve para comparar la fluidez de un líquido con la del agua. A la viscosidad de embudo se le otorga cierta

importancia práctica, aunque carece de base científica, y el único beneficio que aparentemente tiene, es el de suspender el ripio de formación en el espacio anular, cuando el flujo es laminar. Por esta razón, generalmente no se toma en consideración para el análisis riguroso de la tixotropía del fluido. Es recomendable evitar las altas viscosidades y perforar con la viscosidad embudo más baja posible, siempre y cuando, se tengan valores aceptables de fuerzas de gelatinización y un control sobre el filtrado. Un fluido contaminado exhibe alta viscosidad embudo.

17.

Figura 2.17 Medición de la Viscosidad de Embudo



Modificado de: Fluidos de Perforación (Prieto et al., 2002)

c. Viscosidad Plástica

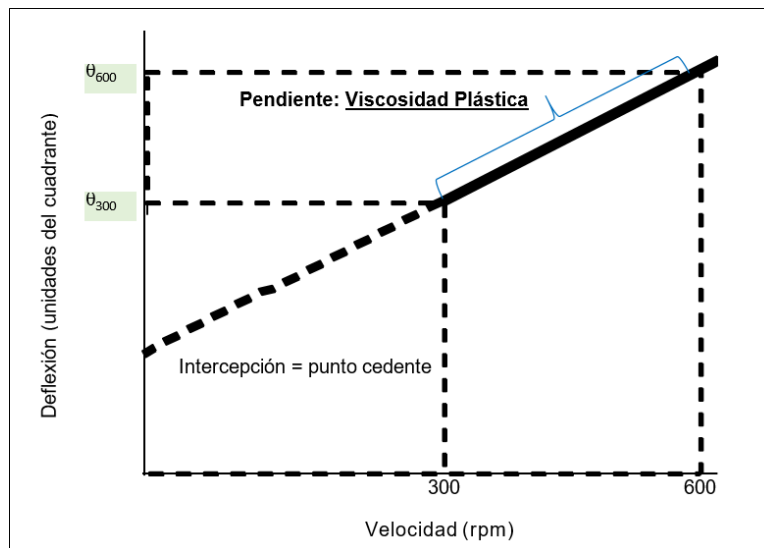
Es la Resistencia al flujo causada por fricción mecánica entre sólidos, sólidos – líquidos y líquidos – líquidos.

Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, y se controla con equipos mecánicos de Control de Sólidos. Este control es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para obtener altas tasas de penetración (ROP). Una baja viscosidad plástica unida a un alto punto cedente permite una limpieza efectiva del hoyo con alta tasa de penetración.

Para obtener la viscosidad plástica en centipoise, se deben restar las lecturas a 600 RPM menos la indicación a 300 RPM, Grafica 2.2; obtenidas directamente del viscosímetro.

2.

Grafica 2.2 Curva Típica de Caudales para un Lodo de Perforación



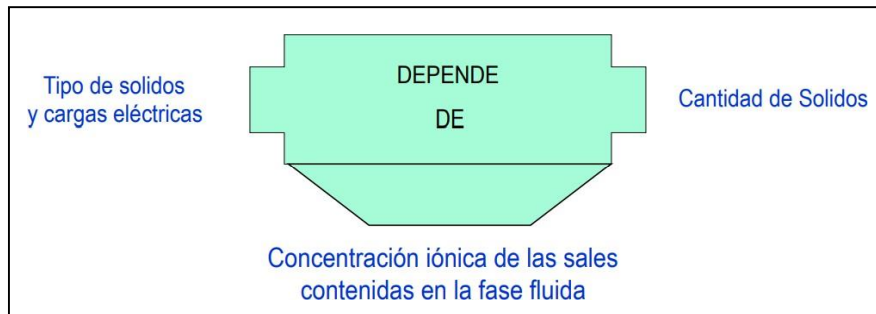
Modificado de: Manual de Fluidos de Perforación (API, s.f.)

d. Punto de Cedencia, YP

Según SCHLUMBERGER (s.f.), el punto de cedencia es la resistencia inicial al flujo debida a las fuerzas electroquímicas entre las partículas. Estas

fuerzas son causadas por las cargas localizadas en la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida.

18.Figura 2.18 Punto de Cedencia (Yield Point)



Fuente: Drilling Solutions (M-I SWACO, 2010)

El YP se puede controlar por medio de un tratamiento químico adecuado.

- Las cargas positivas en las partículas se pueden neutralizar por la adsorción de grandes iones negativos. Estos pueden ser aportados por productos químicos como: taninos, lignitos, lignosulfonatos, etc.
- En caso de contaminación de iones como calcio o magnesio, estos se pueden remover como precipitados insolubles.
- La dilución con agua también puede reducir el YP. Sin embargo, si la concentración de sólidos es demasiado elevada no va a ser efectiva.

e. Resistencia o Fuerza de Gel

La fuerza de gel es una unidad de presión reportada generalmente en lb/100 pies². Constituye una medida de las mismas fuerzas entre partículas de un fluido que las que son determinadas por el punto cedente, excepto que la fuerza de gel se mide bajo condiciones estáticas, mientras que el punto cedente se mide en condiciones dinámicas. Las mediciones comunes de esta

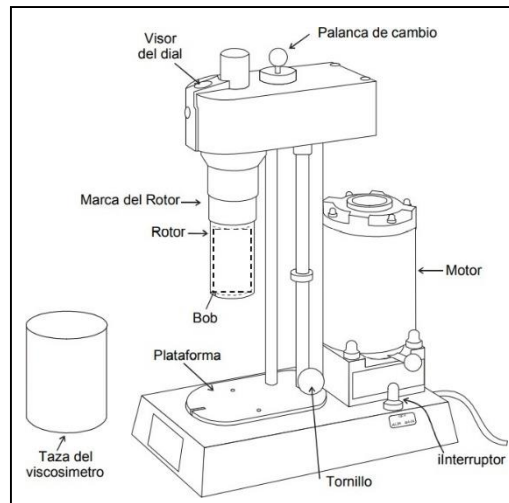
propiedad se toman a los diez segundos y a los diez minutos, pero pueden ser medidas para cualquier espacio de tiempo deseado. Esta fuerza debe ser lo suficientemente baja para:

- Permitir el asentamiento de los sólidos en los tanques de superficie, principalmente en la trampa de arena.
- Permitir buen rendimiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería.
- Permitir el desprendimiento del gas incorporado al fluido, para facilitar el funcionamiento del desgasificador.

El viscosímetro mostrado en la figura 2.19, se utiliza para determinar las propiedades reológicas del fluido, es decir, la viscosidad plástica, el punto cedente y la fuerza de gel.

19.

Figura 2.19 Viscosímetro de Lectura Directa



Fuente: Fluidos de Perforación (Prieto et al., 2002)

Este aparato está constituido por un rotor que gira dentro de una taza mediante un motor eléctrico. Una caja de velocidades, que actúa mediante un sistema de engranaje, hace girar el rotor a diferentes velocidades. Al girar el rotor produce un cierto arrastre al bob. Este arrastre se mide mediante una balanza de torsión, que indica la fuerza desarrollada en un dial graduado.

f. Filtrado API

El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Esta característica es afectada por los siguientes factores:

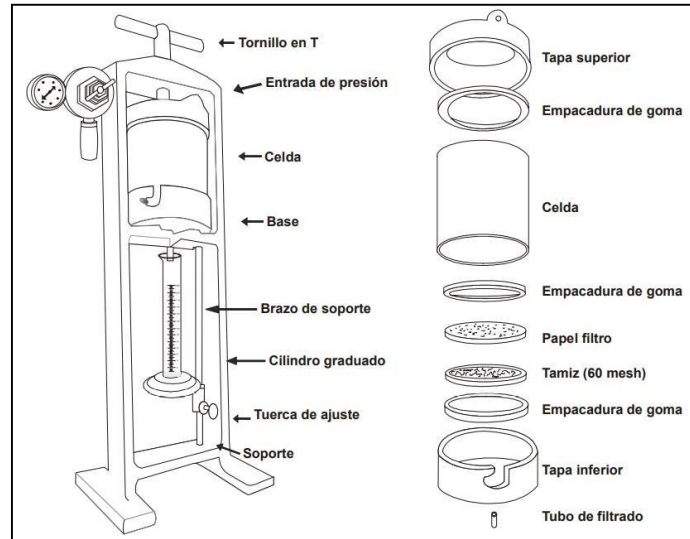
- Presión
- Dispersión
- Temperatura
- Tiempo

Se mide en condiciones estáticas, a baja presión y temperatura para los fluidos base agua. Su control depende del tipo de formación. En formaciones permeables no productoras se controla desarrollando un revoque de calidad, lo cual es posible, si se tiene alta concentración y dispersión de sólidos arcillosos que son los verdaderos aditivos de control de filtración. Por ello, es práctica efectiva usar bentonita prehidratada para controlar el filtrado API. (Prieto et al., 2002)

Los filtros prensas cumplen con las especificaciones API 13B-1 de la norma API para determinar el filtrado o pérdida de agua que pasa hacia la formación permeable cuando el fluido es sometido a una presión diferencial.

20.

Figura 2.20 Filtro Prensa API



Fuente: Fluidos de Perforación (Prieto et al., 2002)

g. Porcentaje de Arena

La arena es un sólido no reactivo indeseable de baja gravedad específica. El porcentaje de arena durante la perforación de un pozo debe mantenerse en el mínimo posible para evitar daños a los equipos de perforación. La arena es completamente abrasiva y causa daño considerable a las camisas de las bombas de lodo, así como a cualquiera de las partes móviles del sistema de circulación.

h. Porcentaje de Sólidos y Líquidos

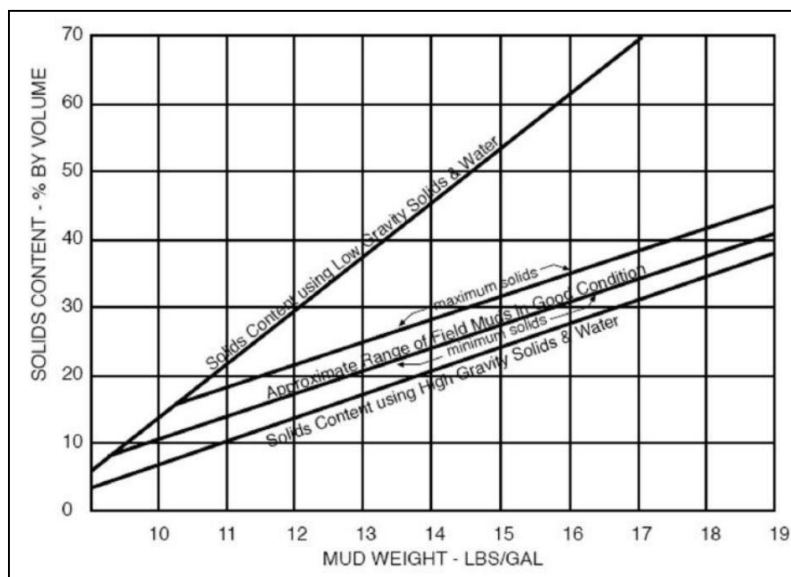
Es posible conocer el porcentaje de sólidos y líquidos mediante una prueba de retorta. Los resultados obtenidos permiten conocer a través de un análisis

de sólidos, el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica; la bentonita, las arcilla comerciales y sólidos no reactivos de formación que se adicionan al fluido durante la perforación, pueden ser de alta gravedad específica; estos son sólidos inertes con una gravedad específica entre 4,2 a 5,2; mientras que los de baja gravedad específica, suelen ser sólidos activos con gravedades entre 2,3 a 2,6; y se consideran indeseables, ya que alteran las propiedades del fluido. En los fluidos base agua, se pueden conocer los porcentajes de bentonita, arcilla de formación y sólidos no reactivos de formación, pero en los fluidos base aceite, no es posible conocer este tipo de información, porque resulta imposible hacerles una prueba de MBT.

La siguiente gráfica muestra los porcentajes de sólidos que debe tener un lodo base agua para diferentes densidades de fluido de perforación:

3.

Gráfica 2.3 Contenido de Sólidos vs Densidad del Lodo de Perforación



Fuente: Manual de Prácticas de Fluidos de Perforación (Anónimo, s.f.)

2.2.4.4.2. PROPIEDADES QUÍMICAS

a. Potencial de Hidrógeno, PH

El pH determinar si el lodo de perforación es ácido o alcalino. La mayoría de los fluidos base agua son alcalinos y trabajan en un rango de pH entre 7.5 a 11.5. Cuando el pH varía de 7.5 a 9.5, el fluido es de bajo pH y cuando varía de 9.5 a 11.5, es de alto pH. Polímeros en lodos base agua requieren un pH alcalino para funcionar apropiadamente.

b. Dureza

Esta propiedad se determina por la cantidad de sales de calcio y magnesio que se encuentran disueltas en el agua o en el filtrado del lodo de perforación. El calcio por lo general, es un contaminante de los fluidos base de agua.

c. Cloruros

Hace referencia a la cantidad de iones de cloro presentes en el filtrado del lodo de perforación. Si se tiene una alta concentración de estos iones pueden originar efectos negativos en la reología del fluido y genera floculación.

En ciertos casos se presentan problemas de arremetida derivados del influjo de agua salada. Esta propiedad suele ser un indicador de la salinidad del fluido, el incremento de la salinidad puede conllevar a un aumento de la solubilidad de otras sales y aditivos, dando lugar a otras reacciones químicas como la precipitación.

d. Alcalinidad

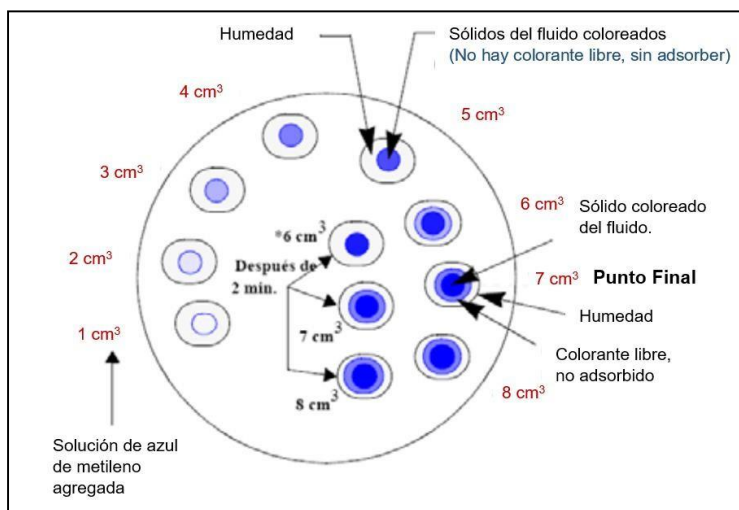
Podemos definir la alcalinidad de una solución como la concentración de iones solubles en agua, los cuales tienen la capacidad de neutralizar ácidos. Con los datos obtenidos de la prueba de alcalinidad se puede estimar la

concentración de iones OH^- , CO_3^{2-} y HCO_3^- , presentes en el fluido de perforación.

e. Prueba de Azul de Metileno, MBT

Esta prueba permite determinar las concentraciones de bentonita (sólidos arcillosos comerciales agregados) y sólidos arcillosos portados por la formación; en otras palabras, sirve como un indicador de que tan bien el lodo está inhibiendo a las formaciones para evitar su dispersión dentro del sistema. Esta prueba se basa en la capacidad que tienen las arcillas reactivas presentes en el lodo para absorber tinte de azul de metileno. La prueba es cualitativa, porque la materia orgánica y algunas otras arcillas presentes en el lodo adsorben el azul de metileno, por lo que la muestra de lodo normalmente se trata con agua oxigenada para oxidar la mayor parte de la materia orgánica, como la CarboxiMetilCelulosa (CMC), los poliacrilatos, los lignosulfonatos y los lignitos.

21. Figura 2.21 Punto Final de la Prueba MBT



Modificado de: Manual de Prácticas de Fluidos de Perforación (Anónimo, s.f.)

2.2.4.5. CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Cabe mencionar que no existen fluidos de perforación iguales, aun en el caso que los lodos inicialmente posean características muy semejantes, los diversos efectos producto de la interacción con las diferentes formaciones, adición de aditivos y el manejo que se haga de los lodos al momento que este retorne a superficie marcará grandes diferencias.

Los fluidos de perforación están clasificados dentro de tres categorías, las cuales se especificarán líneas abajo.

2.2.4.5.1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA

Dentro de los principales tipos de lodos base agua, encontramos:

a. Fluidos No-Dispersos

Generalmente incluyen lodos de poca densidad, ligeramente tratados y lodos de inicio. No tiene adición de adelgazantes. Usualmente empleados para perforar las secciones superficiales del hoyo y pozos someros.

b. Fluidos Dispersos

Para perforar pozos profundos, donde es necesario pesos de lodo mayores, las formulaciones de lodo requieren aditivos dispersantes (lingsulfonatos, lignitos y taninos) para contrarrestar las fuerzas atractivas entre partículas que crean viscosidad en el lodo base agua. Esto extiende efectivamente el uso del sistema de lodos hasta que tenga que ser reemplazado.

c. Fluidos Cálcicos

Básicamente, para este tipo de fluidos se utiliza como base el calcio, también se incluyen los lodos base yeso-lignito. En este punto se adicionará en exceso

una fuente de calcio (yeso, cal) para asegurar un constante suministro de iones de calcio que es efectivo para desacelerar el proceso de hidratación de las lutitas. Desde de un punto de vista económico, este lodo tiende a ser relativamente barato de operar y las prácticas de desechado y dilución son la norma para el control final de sólidos.

d. Fluidos Poliméricos

Este tipo de fluidos funciona utilizando polímeros de largas cadenas con alto peso molecular, los cuales pueden encapsular los sólidos perforados para prevenir la dispersión o cubrirlos para la inhibición. También proveen viscosidad y propiedades para el control de pérdidas de fluido. Los ejemplos más comunes de lodos polímeros son PHPA – “Poli-Acrilato Parcialmente Hidrolizado”, CMC – “Carboxi-Metil-Celulosa” y PAC – Celulosa Poli-Aniónica”. Entre algunas de sus desventajas tenemos que son intolerantes a la contaminación de calcio y no soportan temperaturas mayores a 300° F.

e. Fluidos Base Agua Saturada con Sal

En este tipo de fluidos, se incluyen los sistemas poliméricos con base de agua saturada con sal y con agua de mar, en donde otros polímeros agregados proveen viscosidad y las propiedades para control de pérdida de fluido.

Como comentarios generales podemos mencionar que los lodos base agua fresca son generalmente utilizados para perforar pozos onshore. Nótese sin embargo que una mezcla de bentonita prehidratada con agua fresca a 50 lbs/bbl se utiliza a menudo como la base para la preparación de lodos costa afuera.

Los fluidos con base agua de mar, muchas veces incluyen la dilución de una mezcla de bentonita prehidratada desde 50 lbs/bbl a 20 lbs/bbl con agua de mar como fluido base, el cual posee un contenido inicial de arcillas con viscosidad y capacidad de formación del enjarre frente a las formaciones. Subsecuente durante la perforación, se adicionan polímeros para controlar la pérdida de fluidos y mejorar la viscosidad, en tanto que la barita se utiliza para ajustar la densidad del fluido. Una vez que comienza la perforación, el líquido adicional que se requiera será elaborando mediante la mezcla de polímeros con agua de mar. Los sólidos perforados reemplazarán el componente de bentonita.

2.2.4.5.2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE

Dentro de los principales tipos de lodos base aceite, encontramos:

a. Fluidos Base Diesel

En este tipo de fluido se utiliza el aceite diésel mezclado con una salmuera emulsionada como la base del fluido. Estos lodos aún son utilizados en algunas áreas del mundo a pesar del alto contenido de hidrocarburos aromáticos y a las preocupaciones de área HSE - Salud, Seguridad y Medio Ambiente, debido a las reacciones adversas en la piel, carcinogénico. El contenido aromático (componentes cancerígenos) de diesel es de aproximadamente 30% por volumen.

b. Fluidos de Emulsión Inversa

Las formulaciones en este tipo de fluidos son a base de aceite mineral con salmuera de cloruro de calcio emulsionada en proporción desde 5 a 50% de la fase líquida. El contenido aromático de la base aceite es menor al 10%.

c. Fluidos Base 100% Aceite

Estos tipos de fluidos se utilizan para perforar zonas lutíticas inestables y sensibles al agua, pozos con altas temperaturas y zonas productoras de gases ácidos, también son utilizados para zonas con bajo gradiente, domos de sal y pozos direccionales.

Hablando en términos de territorio nacional, este tipo de fluidos es utilizado con frecuencia para perforar en las zonas de la Selva Peruana, debido a presencia de largos tramos arcillosos, los cuales presentan alta reactividad.

Se tienen presentes diferentes consideraciones antes de emplear un fluido base aceite relacionadas con el costo, el tiempo de taladro, problemas operaciones, tipo de completación, daño a la formación, productividad e impacto ambiental.

En la Tabla 2.4, se pueden observar las ventajas y desventajas que ofrecen los fluidos base aceite respecto a los fluidos base agua.

4. Tabla 2.4 Comparación de Variables entre Fluidos Base Aceite y Base Agua

Variable de Comparación	Fluido Base Aceite	Fluido Base Agua
Costo de preparación	Mayor	Menor
Costo de mantenimiento	Menor	Mayor
Problemas de torque y arrastre	Menor	Mayor
Contaminación ambiental	Mayor	Menor
Efectos de los contaminantes	Menor	Mayor
Toma de núcleo	Mayor % de recuperación	Menor % de recuperación
Situación de peligro	Mayor	Menor
Viscosidad plástica	Mayor	Menor
Punto cedente	Menor	Mayor
Formaciones reactivas	Mayor estabilidad	Menor estabilidad
ECD	Mayor	Menor
Perforación bajo balance	Se puede perforar con la densidad menor	Hay que perforar con una densidad requerida
Problemas de corrosión	Menor	Mayor
Asentamiento de Barita	Mayor	Menor
Fuerza del gel	Menor	Mayor
Efecto del agua	Mayor	Menor
Interpretación de registros	Mas difícil	Mas fácil
Desplazamiento	Mas complicado	Menos complicado
Hoyo en calibre	Mejor	Peor
Succión y suabeo	Mayor	Menor
Tasa de penetración (ROP)	Menor	Mayor
Probabilidades de pérdida de circulación	Mayor	Menor
Atascamiento de tuberías	Menor	Mayor
Embolamiento de mecha	Menor	Mayor
Detección de Arremetidas	Lenta	Rápida

Modificado de: Fluidos de Perforación (Prieto et al., 2002)

2.2.4.5.3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN NEUMÁTICOS

Son aquellos fluidos compuestos principalmente por aire, como fluidos aireados o espumosos y los que se encuentran en mezcla con gas. Estos tipos de fluido se emplean en zonas donde no es adecuado el uso de fluidos líquidos, en formaciones muy porosas, formaciones subnormalmente presurizadas y formaciones cavernosas.

a. Fluidos de Aire-Gas

Este tipo de fluido es utilizado para perforar formaciones duras y secas o para combatir pérdidas de circulación. Rara vez utilizado en costa afuera, con la excepción de pozos de bajo balance o en perforación con tubería flexible o de producción.

La principal ventaja de utilizar este tipo de fluidos, ya sea aire comprimido, gas natural, gas inerte o mezclas de aire y gas, es que son muy económicos con respecto a los otros tipos de fluidos cuando se utilizan en formaciones de roca dura en las cuales hay una baja probabilidad de encontrar reservorios de gas, otras ventajas y desventajas asociadas a este tipo de fluido están detalladas en la tabla 2.5.

5. Tabla 2.5 Ventajas y Desventajas de los Fluidos Aire - Gas

Ventajas	Desventajas
Registra ROP más altas que cualquier otro fluido.	No posee tixotropía ni propiedades reológicas que permitan acarrear los recortes.
El diámetro del hueco se vuelve más exacto y hay menos probabilidades de desviación.	La mezcla tiende a ser explosiva.
Se pueden tomar cores sin contaminación.	Dependiendo la aleación de los componentes, tiende a generar corrosión.
Permite obtener mejores trabajos de cementación y completación.	No hay control de la presión ya que la columna de fluido no genera contrapresión. Se pueden presentar influjos.
No hay peligro de pérdidas de circulación.	No hay enfriamiento ni lubricación.
No reacciona ante arcillas y lutitas.	

b. Fluidos Aireados o Espumosos

Aquellos fluidos en los cuales a una corriente de aire o gas le es adicionado un agente espumoso o agua con el fin de crear una espuma viscosa y estable.

También pueden ser elaborados inyectando aire en un lodo base gel que contenga un agente espumante.

En este tipo de fluidos la capacidad de arrastre dependerá más de la viscosidad del fluido que de la velocidad anular. Cuando el fluido base gel no contiene un agente espumante, el fluido resultante es un fluido aireado, empleados para reducir la presión hidrostática e incrementar la tasa de perforación.

2.2.4.6. SELECCIÓN DEL TIPO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN

Una de las decisiones más importantes que se debe tomar antes de iniciar un proyecto de perforación, es el tipo de fluido a utilizar, dicha elección dependerá de muchos criterios, entre los principales tenemos los siguientes:

- **Costo**

El costo es uno de los factores más importantes para la mayoría de empresas operadoras, el cual deberá asumirse para evitar riesgos durante las operaciones de perforación, por lo cual deberá hacerse un buen análisis de ingeniería para elegir el tipo de lodo óptimo, el cual pueda cumplir con los requerimientos técnicos y a la vez no encarecer innecesariamente el proyecto. Este necesita ser balanceado con los beneficios esperados y el desempeño.

- **Disponibilidades de Productos**

Es otro de los factores importantes a tomar en cuenta, ya que la logística del transporte de aditivos podría verse afectada, esto dependiendo directamente del área seleccionada a perforar.

- **Tipo de Pozo**

En este punto, es bueno tomar en cuenta en caso exista información disponible de pozos Offset (Pozos vecinos), esto para identificar problemas y beneficios experimentados con sistemas de lodos anteriores.

- **Consideraciones Ambientales**

Importante tomar en cuenta lo especificado por la legislación local, ya que esta podría prohibir ciertos tipos de lodo, o en el caso de los lodos base aceite, podría requerir el uso de contenedores especiales para los recortes, así mismo el manejo y la disposición final de estos.

- **Requerimientos de Control de Pozos**

Este punto hace referencia a la capacidad que debe tener el lodo a utilizarse para ser densificado hasta un punto máximo requerido de acuerdo a las gradientes de dicho campo; esto para controlar las presiones de formación durante la perforación.

- **Estabilidad del agujero**

De existir intervalos de lutitas reactivas en el campo a perforar, se debe de tomar en cuenta la inestabilidad química de estas, por lo cual se requerirá un sistema de lodo inhibido o a formaciones solubles en agua como la sal y la anhidrita. Por otro lado, la inestabilidad mecánica por esfuerzo inducido que requiere control con peso del lodo es otros de las consideraciones importantes a tener en cuenta.

- **Condiciones de temperatura y estabilidad química del lodo**

El sistema de fluido seleccionado debe ser químicamente estable a la temperatura de fondo máxima esperada.

- **Desempeño de perforación**

El sistema de fluido elegido deberá proveer un buen desempeño reológico para optimizar el rate de penetración (ROP). Así mismo, el sistema deberá reducir el daño de formación al atravesar las diferentes formaciones productivas del subsuelo.

2.2.4.7. ADITIVOS QUÍMICOS UTILIZADOS EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Diferentes tipos de aditivos son utilizados en la preparación y mantenimiento del fluido de perforación, por lo cual, en esta sección de la tesis, se pretende dar a conocer sus funciones a detalle de cada uno de estos.

En la preparación de los fluidos base agua o aceite se utilizan aditivos químicos en diferentes concentraciones para cumplir funciones específicas, establecidas en los programas de perforación. Muchos de estos materiales tienen la misma composición y sólo difieren en el nombre comercial.

- **Materiales Densificantes**

Se utilizan para incrementar la densidad del fluido de perforación y, en consecuencia, controlar la presión de las diferentes formaciones del subsuelo, así como los derrumbes que ocurren en aquellas áreas que fueron tectónicamente activas. Este tipo de materiales se caracterizan por ser no tóxicos ni peligrosos al momento de manejarlos.

Existen varios minerales que pueden ser utilizados como materiales densificantes, la tabla 2.6 muestra los más utilizados con frecuencia.

6. Tabla 2.6 Materiales Densificantes

Material	Formula Química	Gravedad específica
Galena	SPb	7.4 – 7.7
Hematita	Fe ₂ O ₃	4.9 – 5.3
Magnetita	Fe ₃ O ₄	5.0 – 5.2
Baritina	SO ₄ Ba	4.2 – 4.5
Siderita	CO ₃ Fe	3.7 – 3.9
Dolomita	CO ₃ CaCO ₃ Mg	2.8 – 2.9
Carbonato de Calcio	CaCO ₃	2.7 – 2.8

Modificado de: Fluidos de Perforación (Prieto et al., 2002)

La cantidad y tipo de contaminante limita el uso de la Barita, como material densificante en la formulación de los fluidos de perforación, aun así, ha tenido gran aplicación en los pozos que se han perforado en el Lote VI. Generalmente la barita ha sido utilizada al atravesar zonas superficiales, posteriormente antes de arribar a los topes de las zonas productoras de hidrocarburos se comienza a densificar con carbonato de calcio (CaCO₃), el cual funciona como material puenteante y a la vez minimiza el daño a la formación.

○ **Materiales Viscosificantes**

Las funciones principales de estos materiales es remover los sólidos perforados y suspender el material densificante durante la perforación del pozo. Sin embargo, no todos los viscosificantes potenciales van a brindar una limpieza efectiva y económica del hoyo, y tampoco se hallan totalmente a salvo de las interferencias mecánicas y químicas del medio ambiente.

La tabla 2.7 muestra algunos de los materiales más utilizados para viscosificar los fluidos de perforación.

7. Tabla 2.7 Materiales Viscosificantes

Material		Componente Principal
Arcilla	Bentonita	Silicato de aluminio y sodio / calcio
	Atapulgita	Silicato de aluminio y magnesio
Polimeros	CMC	Derivado de celulosa
	Goma Xántica	Derivado de goma xántica
	HEC	Derivado de celulosa
	Goma Guar	Goma de polisacárido
	Polímero XC	Goma de xantano

Modificado de: Fluidos de Perforación (Prieto et al., 2002)

En los pozos perforados del Lote VI, la Bentonita y el Polímero XC han venido siendo utilizados como agentes viscosificantes.

○ **Materiales Reductores de Filtrado**

Se conoce a la pérdida de filtrado como la pérdida del agua de la fase líquida del fluido, la cual se pierde al entrar en contacto con las formaciones, esto sucede principalmente cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Debemos entender que el filtrado es bueno en cierta medida, ya que el espesor del revoque o cake formado en las paredes del hoyo depende de este. Por otro lado, debemos también entender que ésta pérdida de filtrado debe ser controlada, puesto a que si se pierden mucha agua se alterarían las propiedades del fluido.

En la tabla 2.8 se muestra algunos de los materiales más utilizados como reductores de filtrado en los fluidos de perforación.

8. Tabla 2.8 Materiales Reductores de Filtrado

Material	
Arcilla	Bentonita
Polimeros Manufacturados	CMC LV
	SMC
	SMP-2
	FD1/SPNH
Almidones	NaOH
adelgazantes orgánicos	Lignitos, lignosulfanatos
Carbonato de calcio	#50, #150

En los pozos perforados del Ex Lote VI, la Bentonita, el CMC LV, SMC, SMP-2, FD1/SPNH y el CaCO₃ han venido siendo utilizados por materiales reductores de filtrado.

- **Materiales para Controlar la Reología**

Sabemos que, en el mundo de los fluidos de perforación la reología se relaciona a la limpieza y suspensión de los fluidos de perforación. Podemos aumentar la reología adicionando agentes viscosificantes y disminuirla con adelgazantes químicos o mediante un proceso de dilución. Lo más utilizados básicamente son los lignosulfonatos, lignitos y adelgazantes poliméricos.

En cuanto a los lignosulfonatos, ofrecen mayor estabilidad de temperatura que cualquier otro producto químico, además de ser más versátiles, trabajando bien en todos los fluidos de base acuosa y a todos los niveles de pH.

En las operaciones de perforación del Lote VI, en caso se desee incrementar la capacidad de acarreo y propiedades reológicas se utiliza Bentonita como material principal en concentraciones de 10 ppb, Polímero XC y Goma Xántica como materiales de contingencia en concentraciones de 0.2 / 0.35 ppb; dichas concentraciones pueden variar según lo requerido en campo.

Cuando es necesario disminuir los parámetros reológicos como la viscosidad y los geles se adiciona SMC / SMT y GUARANY.

- **Materiales para Controlar el pH**

Mantener el nivel de pH en el rango correcto es vital para asegurar el máximo rendimiento de los aditivos empleados en el fluido de perforación. El pH puede variar entre 7.5 y 9.5 para un fluido de bajo pH, y entre 9.5 y 11.5 para un fluido de alto pH, de acuerdo a la exigencia de la perforación. En el caso del pH

manejado en las operaciones de perforación en el Lote VI encontraremos valores entre 9 y 9.5, el cual me indica un fluido de bajo pH.

Entre los materiales más frecuentemente utilizados para controlar el pH tenemos:

9. Tabla 2.9 Materiales para Control del PH

Material	Formula Química
Soda Cáustica	NaOH
Hidróxido de Potasio	KOH
Cal	Ca(OH) ₂

Modificado de: Fluidos de Perforación (Prieto et al., 2002)

De los productos mostrados en la tabla 2.9, la Soda Cáustica es la que se utiliza en el Lote VI para dar y mantener el pH del fluido base agua en el rango deseado.

○ **Materiales para Controlar Pérdidas de Circulación**

Son utilizados para controlar pérdidas por filtración o seepage, pérdidas parciales a severas y pérdidas totales del fluido de perforación.

- ✓ Pérdidas por filtración o Seepage (0-10 barriles/hora)

Este tipo de pérdidas se observan en algunos pozos como consecuencia de altos filtrados o la perforación de zonas permeables. Muchas de estas pérdidas se pueden controlar mediante la adición de aditivos paracontrol de filtrado como bentonita, pero cuando el revoque normal no puede detener las pérdidas, algún LCM debe ser añadido.

- ✓ Pérdidas parciales a severas (10-60 barriles/hora)

Existen varios mecanismos por lo que esto ocurre. Uno es cuando la formación se fractura por medio del peso de la columna hidrostática como función de la densidad del lodo. Otro es cuando la formación se fractura por la acción de un ECD que supera la presión de fractura o de poro y la última es cuando la formación tiene fracturas naturales interconectadas que toman fluido a una rata constante. Para este tipo de pérdidas, LCM podría ser necesario para curarlas.

✓ Pérdidas totales (más de 60 barriles/hora)

La mayoría de ellas ocurren al perforar zonas con presiones anormales, cavernas o reservorios depletados. Cuando estas ocurran se recomienda cementar la zona de pérdida, perforar a ciegas sin retornos hasta que la zona se pueda revestir o cambiar el fluido con menor densidad como: OBM, emulsiones inversas, fluidos aireados y otros métodos como la inyección de nitrógeno en el anular.

En el Lote VI, dependiendo de la severidad de las pérdidas que puedan presentarse en zonas intermedias, se utilizan los siguientes productos y concentraciones:

10. Tabla 2.10 Productos Utilizados de Acuerdo al Tipo de Pérdida de Circulación

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN, lpb
PERDIDAS ENTRE 5 - 15 bbls/hr	
CaCO3 A-150	15.0
ASERRIN FINO	10.0
COMPLEX LCM FINO	10.0
BENTONITA	7.5
PERDIDAS ENTRE 20 - 50 bbls/hr	
COMPLEX LCM M	15.0
ASERRIN FINO	15.0
CaCO3 A-150	20.0
CaCO3 A-50	20.0
MSP4 M	10.0
BENTONITA	10.0
PERDIDAS TOTALES	
CaCO3 A-150	35.0
CaCO3 A-50	35.0
COMPLEX LCM M	25.0
MSP4 G	25.0
ASERRIN GRUESO	30.0
BENTONITA	15.0

○ **Materiales para dar Lubricidad**

Entre algunos de los problemas que se presentan usualmente durante la perforación de un pozo encontramos el torque y arrastre, los cuales afectan la rotación de la sarta y los viajes de tubería. Por ello, es conveniente incrementar la lubricidad a los fluidos base agua con lubricantes especiales desarrollados para tal fin.

Existe una amplia variedad de lubricantes que se utilizan con el propósito de reducir el torque y el arrastre en las operaciones de perforación. La mayoría de ellos están constituidos por aceites minerales, surfactantes, grafito, gilsonita y bolillas de vidrio.

El efecto de estos productos consiste en que se incorporan en el revoque y cubren las superficies metálicas del drill string con una película protectora, lo

cual reduce de una manera efectiva la fricción mecánica entre la sarta y la pared del hoyo.

En los pozos perforados del Lote VI, el producto que se ha venido utilizando como lubricante es el RH-3, el cual es un ácido graso modificado de apariencia líquido amarillento claro.

- **Materiales Surfactantes**

Los surfactantes son materiales que tienden a concentrarse en la interfase de dos medios: sólido / agua, aceite / agua, agua / aire, logrando modificar la tensión interfacial. Se utilizan para controlar el grado de emulsificación, agregación, dispersión, espuma, humectación, etc. en los fluidos de perforación. Mucho de los surfactantes tienen doble función como emulsionar y cambiar la mojabilidad.

11. Tabla 2.11 Surfactantes Utilizados en la Industria

Interfase	Función
Aceite/agua	Emulsificante, directo e indirecto
Agua/aire	Espumante, antiespumante
Acero/agua	Lubricante, inhibidor de corrosión
Acero/arcilla	Detergente
Arcilla/agua	Dispersante
Aceite/arcilla	Humectante

Modificado de: Fluidos de Perforación (Prieto et al., 2002)

- **Materiales Floculantes**

Como producto del avance de la perforación, se van generando sólidos, los cuales deben ser acarreados y removidos del sistema de circulación de la manera más rápida posible y en forma eficiente.

Para poder realizar la remoción, existen dos métodos; el químico, el cual incluye la dilución y la floculación/coagulación y el mecánico que utiliza equipos mecánicos de control de sólidos.

La floculación se logra mediante la atracción o reemplazo de cargas causadas por polímeros, mientras que la coagulación es lograda por la modificación de cargas causada por sales minerales. Con estos dos procesos se logra agrupar e incrementar el tamaño de los sólidos coloidales para facilitar su remoción a través del servicio de Control de Sólidos mediante el uso de la centrifuga en modo LGS y Dewatering parcial y total.

Para el caso del proyecto de perforación que se ha venido desarrollando en el Lote VI, solo se ha utilizado el proceso LSG y DW Parcial, añadiendo el uso de Polychen PC 8167 en este último.

Este material (Polychen PC 8167) encapsula los sólidos del sistema haciendo más efectiva su remoción a través de los equipos mecánicos. El descarte de estos sólidos permite controlar las propiedades reológicas de los fluidos.

Existen algunos otros materiales utilizados con frecuencia como agentes floculantes, tales como sales, cal hidratada, polímeros sintéticos, goma guar, polímeros acrílicos y yeso.

- **Materiales Estabilizadores de Lutitas**

Cuando se atraviesan formaciones reactivas (arcillosas) y estas entran en contacto con la fase líquida del fluido base agua, tienden a hidratarse, incrementado considerablemente su volumen y en consecuencia causando el derrumbe de la formación con facilidad, por tanto, es recomendable perforar

este tipo de formaciones con fluidos 100% aceite o fluidos a base de agua con alta concentración de iones inhibidores de lutitas.

Para evitar los efectos del contacto agua-arcilla se utilizan aditivos especiales que inhiben la hidratación y dispersión de las arcillas. Hay un variado número de productos químicos que se pueden utilizar, dependiendo de la naturaleza de cada formación para estabilizar formaciones lutíticas. Entre estos materiales tenemos los polímeros sintéticos de alto peso molecular (PHPA), los asfaltos, sales inorgánicas y cal / yeso. En el caso de los materiales utilizados por Sapet en el Lote VI, tenemos al NH₄-HPAN como preventor de inestabilidad/hinchamiento de las arcillas presentes y el FT-1 como agente estabilizador de lutitas, de los cuales se hablará a detalle más adelante.

- **Materiales para Controlar la Corrosión**

En algunos casos, durante las operaciones de perforación se puede encontrar agentes corrosivos como el oxígeno y los gases ácidos que afectan la sarta de perforación. El mejor método de control de corrosión es minimizar la entrada de aire en el fluido de perforación durante la mezcla del mismo o durante las conexiones de tubería. Otra forma de controlar la corrosión es emplear secuestradores de oxígeno, estos realizan la remoción de manera más efectiva. Los agentes más utilizados son sales solubles de sulfito y de cromato, Si no es posible el uso de los secuestradores se pueden utilizar agentes que forman una película fina sobre la superficie del acero evitando un contacto directo entre el acero y el oxígeno. La remoción del H₂S se logra con materiales de zinc los cuales forman sulfuros insolubles.

- **Materiales para Control de Bacterias y Hongos**

Algunos organismos como bacterias, algas y hongos pueden estar presentes en los lodos bajo diversas condiciones de pH. Como la mayoría de los fluidos de perforación contienen materiales orgánicos que son susceptibles a la degradación, la aplicación de estos productos permite inhibir o eliminar la reproducción y el crecimiento de bacterias y hongos.

Los bactericidas no oxidados son los utilizados en los fluidos de perforación, entre algunos de ellos tenemos los sulfuros orgánicos, aminas cuaternarias, aldehídos y los clorofenoles. El bactericida utilizado por Sapet durante el desarrollo de las campañas de perforación fue el GI Neocide GA 2050 (1 gls / 100 bls de lodo)

En la siguiente tabla se muestra un resumen de todos los aditivos mencionados anteriormente, así como su función principal, una breve descripción y el producto utilizado en cada caso.

12. Tabla 2.12 Tabla Resumen de Aditivos Químicos

Tipo de Material	Función / Descripción	Producto Utilizado
Densificantes	Incrementar la densidad del fluido para controlar la presión de formación, incrementar estabilidad de pozos de ángulo alto.	- Baritina - CaCO ₃ (A-325) - CaCO ₃ (A-50 Y A-150) También funciona como material puenteante. - Galena, Hematita, Magnetita, Siderita, Dolomita, etc.
Viscosificantes	Incrementan la viscosidad del fluido para la limpieza del pozo y suspensión del material densificante.	- Arcillas (Bentonita, Atapulgita) - Polímeros (Polímero XC, CMC, Goma Xántica, HEC, Goma Guar),etc.
Reductores de Filtrado	Reducen la pérdida de la fase líquida del fluido hacia la formación.	- Arcilla (Bentonita) - Polímeros (PAC LV, CMC LV, SMC, SMP-2,

		FD1/SPNH) -CaCO ₃ (A-50 y A-150), etc.
Controladores de Reología	Encargados de la limpieza, estructura de gel, capacidad de suspensión del fluido.	- Bentonita - Polímero XC, Goma Xántica, SMC / STM - Lignosulfonatos, lignitos, etc.
Controladores de pH	Controlan el grado de acidificación o alcalinidad de un fluido.	- Soda Cáustica - Hidróxido de Potasio, Cal, Carbonato de Sodio, etc.
Controladores de Perdidas de Circulación	Controlan pérdidas por filtración o seepage, pérdidas parciales a severas y pérdidas totales del fluido de perforación.	- CaCO ₃ (A-50 y A-150) - Aserrín Fino y Grueso - Complex LCM - Bentonita, MSP4, etc.
Lubricantes	Reducen el coeficiente de fricción entre la sarta y la pared del hoyo, por ende disminuye el torque y arrastre.	- RH3 - Aceites Minerales, Grafito, Bolillas de Vidrio, etc.
Surfactantes	Buscan modificar la tensión interfacial sólido / agua, aceite / agua, agua / aire; controlando emulsiones, la dispersión, la espuma, la humectación, etc.	- Detergentes - Dispersantes - Humectantes, etc.
Floculantes	Ayudan a agrupar los sólidos obtenidos producto del avance de la perforación para su posterior separación del sistema, contribuyendo a la limpieza del hoyo.	- Polychen PC 8167 - Sales, Cal Hidratada, Polímeros Sintéticos, Goma Guar, etc.
Estabilizadores de Lutitas	Inhiben la hidratación y dispersión de arcillas. Estabilizan las Lutitas.	- KPAM / NH ₄ -HPAN - FT1 - SMT, G WIN AL - PHPA, Asfaltos, Sales Inorgánicas, etc.
Controladores de Corrosión	Realizan la remoción de contaminantes. Realizan el control por medio de una película de protección.	- Base de Amina - Sales solubles de Sulfito y de Cromato.
Controladores de Bacterias y Hongos	Inhiben y eliminan la reproducción y crecimiento de bacterias y hongos.	- GI Neocide GA 2050 - Aminas, aldehídos, etc.

2.2.4.8. PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN RELACIONADOS A LA ESTABILIDAD DEL HOYO

La inestabilidad de las paredes del hoyo ocurre generalmente en las lutitas. Las lutitas tienen una baja permeabilidad y están parcialmente compuestas por

minerales arcillosos. Las causas principales de inestabilidad de las lutitas se describirán a continuación.

2.2.4.8.1. LUTITAS FRACTURADAS NATURALMENTE

Cuando hablamos de este tipo de formaciones fracturadas naturalmente, hablamos de una incompetencia mecánica en las mismas antes de ser perforadas.

Esto representa un problema, el cual es inevitable, puesto a que es parte natural de las formaciones, por tanto, debemos enfrentarnos a este tipo de escenarios tratando de minimizarlos estableciendo procedimientos que optimicen la limpieza del agujero, reduzcan fluctuaciones de presión y minimicen la vibración de la sarta de perforación.

2.2.4.8.2. INCORRECTO MANEJO DEL PESO DEL LODO

A medida que se va incrementando la perforación del pozo, los esfuerzos ejercidos en las rocas alrededor de las paredes del hoyo van aumentando. Este aumento de esfuerzo es contrarrestado, en la mayoría de los casos, por la presión hidrostática ejercida de la columna de lodo. Si el esfuerzo de la roca es mayor que la presión hidrostática del lodo, es decir, el peso del lodo es demasiado bajo, entonces la lutita puede fallar y fragmentarse. Una vez que la falla ha ocurrido, la lutita fragmentada puede fácilmente caer dentro del pozo.

La distribución del esfuerzo alrededor del agujero depende de la inclinación y azimut. Esto tiende a ser peor en pozos desviados, razón por la cual pesos

mayores de lodo son muchas veces requeridos para perforar pozos direccionales.

Graficas de estabilidad del agujero descubierto pueden ser generados por medio de diferentes softwares, para mostrar el peso mínimo requerido del lodo, para perforar a ciertas inclinaciones y azimut.

2.2.4.8.3. INVASIÓN DE PRESIÓN

Cuando se atraviesan formaciones permeables como arenas o formaciones arcillosas con grandes intercalaciones de arenas se genera un revoque (mud cake) en la pared del hoyo que actúa como una membrana impermeable.

Hablemos ahora de las lutitas, la cual, demuestra entre una de sus principales características, tener una permeabilidad extremadamente baja, por lo que no permite la formación de revoque. Sabemos que durante la perforación se tiene constantemente una presión hidrostática del lodo, por lo tanto, cuando se atraviesan estas zonas, esta columna de fluido entra de manera directa en contacto con la formación y se igualara con la presión de los poros alrededor del agujero. Con el tiempo, la presión hidrostática se introducirá gradualmente en la formación. Ah esto se le conoce como invasión de presión de los poros.

A medida que ocurre la invasión de la presión de los poros, los niveles de esfuerzo en la roca, se incrementan. Si los niveles de esfuerzo llegan a un punto en donde son mayores que la presión hidrostática del lodo, la roca fallara y se fragmentara. El suabeo puede muchas veces causar que la roca falle, ya que esto disminuye la presión hidrostática del lodo a un punto en donde el esfuerzo de la roca es mayor, iniciando la falla y fragmentación. La

invasión de presión puede ser reducida, utilizando un lodo que no sea base agua.

2.2.4.8.4. INVASIÓN DE FLUIDO Y ESFUERZO DE HIDRATACIÓN

Todas las lutitas tienen el potencial de hidratarse, hincharse y desintegrarse cuando entran en contacto con el agua. El grado de hidratación es determinado por las cargas presentes en las diferentes plaquetas de arcilla. Cuando ocurre la invasión de presión de poros en la pared del hoyo, la hidratación puede resultar en la falla de las lutitas, resultando en cortadores suaves y bolas de arcilla. La hidratación puede ser reducida por medio del uso de sales (KCl) y/o poligliceros o lodo base aceite.

2.2.5. PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL

La prueba de hinchamiento lineal provee un método eficaz para examinar la interacción entre los fluidos de perforación base agua y las muestras de minerales que contienen arcillas reactivas.

La prueba **consiste** en colocar simultáneamente en una celda una muestra de mineral arcilloso de formación y formulaciones de fluido de perforación con diferentes tipos de concentraciones. Esto es expresado como el aumento de volumen inicial de una pastilla de material reconstituido y comprimido, **este aumento de volumen es por efecto de la unión física y química de moléculas de agua que entran en la estructura cristalina del mineral como consecuencia del intercambio catiónico**. Se **expresa** como porcentaje de hinchamiento medido en una dirección, por un determinado lapso de tiempo (para el presente estudio, las muestras fueron sometidas a un tiempo de 24 horas).

Figura 2.22 Equipo LSM



Fuente: Drilling Solutions (M-I SWACO, 2010)

Se inicia la prueba y se somete la celda a calentamiento y agitación simulando las condiciones del pozo. Luego de 24 horas expuesto al medidor de hinchamiento lineal se obtiene un porcentaje de hinchamiento en la muestra, tanto del agua como del lodo de perforación con sus distintas concentraciones de inhibidores químicos, lo cual nos permite realizar una comparación entre ellos.

(UTILIDAD) Las características de hinchamiento observadas, son utilizadas para anticipar o corregirlos problemas, a menudo imprevisibles, encontrados con frecuencia mientras se perfora formaciones de arcilla. Es una herramienta muy útil al diseñar fluidos de perforación o al probar el comportamiento de lodos existentes, porque demuestra los cambios en las interacciones arcilla/fluido. Embotamiento de broca, la fricción de la tubería, reducción del agujero y otros problemas de la arcilla se pueden predecir por adelantado,

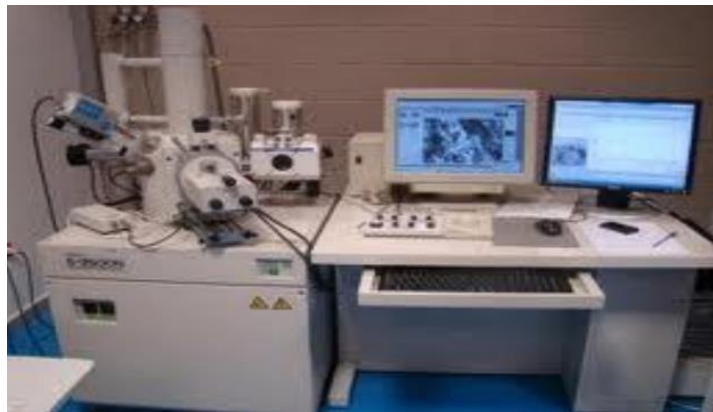
permitiendo a la operadora seleccionar el fluido de perforación apropiado y por lo tanto alcanzar la estabilidad del pozo.

2.2.6. Análisis SEM (Microscopía electrónica de barrido)

El microscopio electrónico de barrido, posee un campo magnético que permite enfocar los rayos catódicos (electrones) y obtener una imagen tridimensional, por el examen de la superficie de las estructuras, permitiendo la observación y la caracterización de materiales orgánicos e inorgánicos, proporciona aumentos de 200.000 diámetros.

23.

Figura 2.23 Microscopio Electrónico de Barrido



Fuente: Drilling Solutions (M-I SWACO, 2010)

El microscopio electrónico de barrido consta básicamente de las siguientes partes:

- ✓ Cañón de electrones (e-).
- ✓ Filamento de tungsteno o de hexaboruro de lantano-LaB6.
- ✓ Ánodo.
- ✓ Columna en vacío.
- ✓ Lentes condensadores (centran y dirigen el rayo de electrones).
- ✓ Lentes Objetivas (controlan la cantidad de electrones del haz).

- ✓ Detectores para coleccionar y medir electrones (producción de imagen).
- ✓ Bobinas de barrido (obligan al haz a barrer la muestra).
- ✓ Control de aumento.
- ✓ Generador de barrido.
- ✓ Colector de electrones (electrones se atraen y se aceleran).
- ✓ Escintilador (convierte la energía cinética de los e- en luz visible).
- ✓ Amplificador. Pantalla (imagen).
- ✓ Bombas de vacío.

2.3. GLOSARIO DE TÉRMINOS BÁSICOS

- **Absorción**

Penetración o desaparición aparente de moléculas o iones de una o más sustancias en el interior de un sólido o un líquido. Por ejemplo, la bentonita hidratada, el agua que se mantiene entre las capas es el resultado de absorción.

- **Ácido**

Cualquier compuesto químico que contiene hidrógeno reemplazable por elementos o radicales positivos para formar sales, como ejemplo de ácidos o de sustancias acídicas podemos citar el ácido clorhídrico, el ácido tánico y el pirofosfato de sodio.

- **Aditivo**

Cualquier material añadido, en este caso, a un lodo para lograr un propósito determinado.

- **Adsorción**

Fenómeno de superficie exhibido por un sólido (absorbente) que le permite mantener o concentrar gases, líquidos o sustancias disueltas sobre la superficie; esta propiedad es debida a la adhesión. Por ejemplo, el agua que queda adherida a la superficie externa de la bentonita hidratada es agua adsorbida.

- **Agente espumante**

Sustancia que produce burbujas regularmente estables en la interfase aire – líquido, debido a agitación, aireación o ebullición. En la perforación con gas o aire, se agregan agentes espumantes para transformar el influjo de agua en una espuma aireada. Esto se llama comúnmente perforación con niebla (mistdrilling)

- **Agente floculante**

Sustancia química comúnmente orgánica que aglutina sólidos en suspensión una vez efectuada su coagulación, provocando su precipitación.

- **Agente humectante**

Sustancia o mezcla de sustancias que, cuando se agregan a un líquido, aumenta la diseminación de un líquido sobre la superficie de un sólido o facilita la penetración del líquido en un material.

- **Alcalinidad**

Es la capacidad de una sustancia para aumentar o disminuir la concentración de protones libres en agua. Se pueden medir a través del pH, cuya escala va de 0 a 14. Por debajo de 7 unidades, las disoluciones son ácidas y por encima de ese valor, básicas.

- **Antiespumante**

Sustancia que se emplea para eliminar la espuma mediante la disminución de la tensión superficial.

2.4. MARCO REFERENCIAL

- Norma API 13 B1 - Prácticas recomendadas para pruebas de campo de fluidos de perforación a base de agua.
- D.S. 043 – 2007 EM – Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos
- D.S. 039-2014 – Reglamento para la protección y gestión ambiental de las Actividades de Hidrocarburos.
- Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos
- Ley N° 29783, Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo.

2.5. HIPÓTESIS

2.5.1. Hipótesis General

La implementación de la mejora del servicio de fluidos de perforación mediante la microscopía electrónica de barrido y la prueba de hinchamiento lineal en el Ex Lote VI permitirá establecer la composición mineral y elemental de las formaciones, optimizar las concentraciones de los inhibidores, reducir los NPT generados por diámetro del hoyo reducido, empaquetamientos, pegas de tuberías, embolamiento de la broca, reducción de la velocidad de penetración y establecer prácticas operativas que permitan controlar el riesgo latente relacionado a la falta de inhibición de las arcillas.

2.5.2. Hipótesis Específicas

- Con la definición de las zonas problemáticas se podrá realizar un análisis que permitirá identificar el origen de sus causas.

- Mediante el análisis de microscopía electrónica de barrido se determinará la composición mineralógica de zonas lutíticas inestables.
- Con la prueba de hinchamiento lineal se determinará la dosificación óptima de los inhibidores en el fluido de perforación.

III. MARCO METODOLOGICO

3.1. ENFOQUE Y DISEÑO

El presente trabajo tiene un enfoque mixto, es una forma estructurada de recopilar y analizar datos obtenidos de distintas fuentes.

La investigación cuantitativa experimental, implica el uso de herramientas informáticas, estadísticas, y matemáticas para obtener resultados. Para el caso de la presente investigación, se tiene:

- Se realizan pruebas de laboratorio (SEM y LSM), las cuales cuantificarán el contenido mineralógico, expansión (%) y tiempo de reacción de las muestras lutáceas a analizarse.
- Se realiza comparación entre los datos obtenidos respecto a valores que se vienen utilizando usualmente en la perforación del lote VI.

La investigación cualitativa es recurrente y analiza múltiples realidades subjetivas. Se implementará en:

- Selección de pozos con problemas recurrentes de inestabilidad de la pared del hoyo.
- Selección de las concentraciones químicas óptimas en el fluido de perforación.

3.2. SUJETOS DE LA INVESTIGACIÓN

Los sujetos de la presente investigación se representaron por el estudio aplicativo en el yacimiento Leones del Lote VI en la cuenca Talara y su distribución en el espacio y tiempo, así mismo se investigó y se realizaron pruebas de las condiciones de los intervalos de las formaciones a evaluar.

3.2.1. UNIVERSO

Para la presente investigación el universo está conformado la cuenca Talara

3.2.2. POBLACIÓN

La población estará conformada por los pozos del yacimiento Leones del Lote VI y las campañas de perforación futuras que consideran nuevos pozos.

3.2.3. MUESTRA

Corresponde a los intervalos litológicos seleccionados.

3.3. MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

3.3.1. Fase conceptual

- Delimitación de los pozos a evaluar.
- Revisión de antecedentes de casos presentados y antecedentes de estudios desarrollados.
- Construcción del Marco teórico sobre la interacción química de las lutitas con el fluido de perforación.
- Formulación de la hipótesis.

3.3.2. Fase de planeamiento y diseño

- Diseño de la Investigación: descriptiva, explicativa y experimental.
- Identificación de la población a estudiar.
- Selección de métodos e instrumentos de medición de los datos.
- Diseño del plan de recolección de datos.
- Revisión del Plan de investigación.

3.3.3. Fase empírica

- Recolección de datos de las variables en estudio.
- Preparación de los datos para el estudio.

3.3.4. Fase analítica

- Análisis de datos.
- Interpretación de los resultados.

3.4. TECNICAS E INSTRUMENTOS

3.4.1. Técnicas de Muestreo

Simple

3.4.2. Técnicas de Recolección de Datos

- Observación sistemática regulada y controlada: De las muestras geológicas de las formaciones lutáceas con antecedentes problemáticos.
- Estadísticas y fuentes secundarias de información: Se seleccionará según los resultados y con criterio las concentraciones óptimas a aplicar en el fluido de perforación

3.4.3. Instrumentos de Recolección de Datos

Los instrumentos de recolección de datos están en función del grado de exactitud con el cual se quieren medir las variables en estudio.

Usaremos aparte de fuentes bibliográficas, los instrumentos de laboratorio necesarios para realizar las pruebas mencionadas.

3.4.4. Fuentes de la Información

En la siguiente tabla se presentan los medios que se utilizaron para recolectar información.

13. Tabla 3.1 Medios Utilizados para Recolectar Información

Fuente	Categoría	Indicadores
Bibliotecas	Libros, papers, data sheet, tesis, manuales de equipos e instrumentos.	Fichas bibliográficas.
Internet	Manuales API	Fichas bibliográficas.
Publicaciones	Publicaciones de trabajos de investigación en revistas y congresos	Fichas bibliográficas

3.5. ASPECTOS ÉTICOS

El autor, se reserva los derechos de autor y confidencialidad de los datos a utilizar, para fines públicos se utilizará la información de manera global.

IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. RESULTADOS

4.1.1. Control de inhibición de formaciones lutáceas

La reducción de problemas operativos relacionados a la falta de control de inhibición en las formaciones lutáceas será logrado aplicando la mejora en concentraciones obtenidas a partir del análisis de microscopía electrónica de barrido (SEM) y prueba de hinchamiento lineal (LSM) realizadas a los principales productos químicos (inhibidor químico NH4-HPAN, encapsulador mecánico KPAM y estabilizador de lutitas FT1):

14. Tabla 4.1 Resumen y Resultados en Concentraciones de Inhibidores Utilizados

Concentraciones de Inhibidores Utilizados en Yac. Leones, Campañas 2017 - 2021					Resultados obtenidos de análisis SEM y prueba LSM para mejora en adelante
Productos Químicos	Concentraciones promedio en lb/bbl				
	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2021	
FT1	2.23	2.41	2.33	2.6	2.5
KPAM	0.76	0.72	0.74	0.77	0.75
NH4-HPAN	3.77	3.36	3.4	3.66	3.5

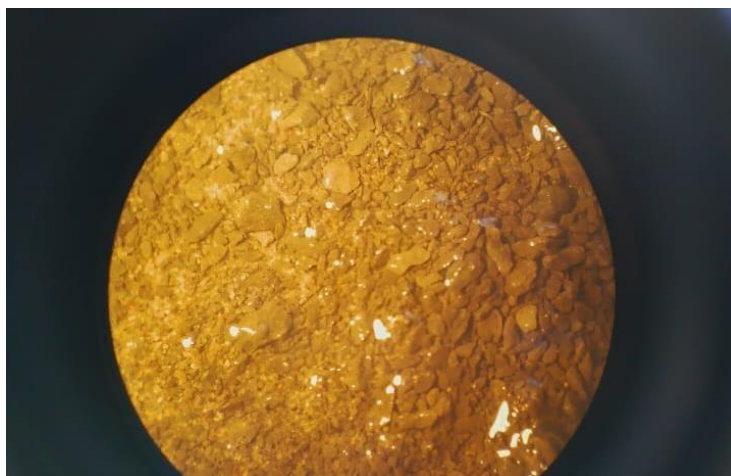
4.1.2. Formaciones con problemas de inestabilidad de lutitas

De acuerdo a los problemas presentados en el Pozo A, los cuales son descritos en el apartado de la discusión. La formación identificada en la cual se presentaron los problemas de restricción, arrastre y asentamiento de tubería pertenece al grupo Talara, definida con el nombre de formación “Lutitas Talara”.

De acuerdo a las muestras recolectadas durante la perforación de los pozos, se ha logrado visualizar que esta formación se caracteriza por poseer lutitas de color marrón claro, las cuales muestran el siguiente aspecto físico:

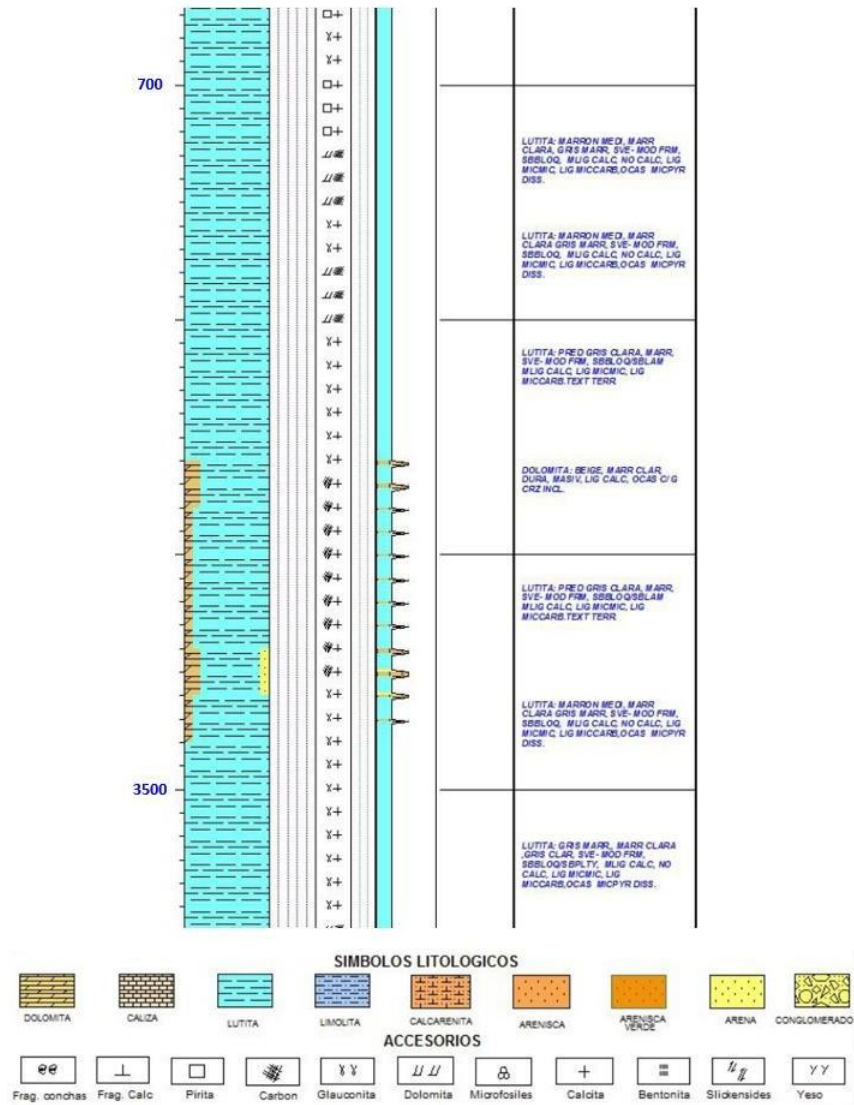
24.

Figura 4.1 Muestra de Lutita Obtenida Durante la Perforación



Del intervalo con problemática (770 – 3820) ft, se pudo observar en el registro litológico la gran cantidad de presencia lutácea en dicha zona, la cual pertenece a la formación Lutitas Talara:

Figura 4.2 Registro Litológico Obtenido Durante la Perforación / Intervalo 770 ft – 3820 ft



Fuente: Registro Litológico (Sapet, 2017)

4.1.3. Mineralogía de formaciones lutáceas

De acuerdo al análisis SEM realizado al intervalo (770 – 3820) ft, pertenecientes al pozo A, se pudo determinar que las lutitas pertenecientes a este intervalo están compuestas por capas **mixtas de illita y esmectita**, las cuales pertenecen a los tipos de minerales arcillosos ligeramente hinchables y muy hinchables.

4.1.4. Concentraciones óptimas a utilizar en el fluido de perforación

De la prueba LSM realizada en laboratorio, se observa que las concentraciones óptimas de **FT1**, **KPAM** y **NH₄HPAN** para el yacimiento Leones son **de 2.5; 0.75 y 3.5 lpb** respectivamente.

4.2. DISCUSIÓN

4.2.1. Control de inhibición de formaciones lutáceas

Bajo una presión diferencial hacia la formación, el fluido de perforación es forzado dentro de cualquier micro-fractura o plano de deposición expuestos. La química del filtrado determinara el efecto último del filtrado sobre la roca, pero aun un cambio menor en el estado de hidratación de los minerales de arcilla que entren en contacto con el filtrado pueden resultar en la hidratación, hinchamiento, y en última instancia, el debilitamiento de la lutita, lo cual puede generar problemas de estabilidad de hoyo.

La hidratación de la arcilla ocurre a través de tres mecanismos:

- Hidratación superficial: es el enlace de moléculas de agua a átomos de oxígeno en la superficie de las plaquetas de arcilla.
- Hidratación iónica: es la hidratación de cationes que se encuentran entre las plaquetas de arcilla, los cuales tienen capas de moléculas de agua que los rodean (esferas de hidratación).
- Hidratación Osmótica: ocurre en algunas arcillas luego de que están hidratadas completamente superficial e ionicamente (usualmente a 100% de humedad).

Todas las arcillas experimentan hidratación, y las **Ilitas** y **Esmectitas** muestran varios grados de hidratación iónica. La hidratación de la lutita (absorción superficial y absorción iónica) resultan en dos tipos de problema bien diferenciados:

- Hinchamiento: Expansión de las arcillas debido a la incorporación de agua.
- Dispersión: Desintegración de las arcillas debido al contacto con agua.

Dado que las lutitas incluyen minerales no-arcillosos, tales como cuarzo y feldespato, y una mezcla de otro tipo de arcillas, esto da lugar a una serie de mecanismos de hidratación en la misma porción de roca. Los minerales no-arcillosos crean problemas de sólidos en el lodo, y las Esmécticas se hidratan, hinchan y reaccionan con la fase líquida del fluido de perforación.

Las características de desempeño del sistema de fluido de perforación que se utiliza para controlar la inhibición de formaciones lutáceas en el Lote VI, **FT 1, KPAM / NH4-HPAM** incluye principalmente:

- La Supresión de hidratación, hinchamiento y dispersión de arcillas.
- Reducción de embolamiento de broca y sarta de perforación.

4.2.2. Formaciones con problemas de inestabilidad de lutitas

En el lote VI el problema de inestabilidad de pozos representa un determinado costo para la empresa SAPET. Un claro escenario se presentó durante la perforación de 1 pozo en la campaña 2017, al presentarse algunos problemas de alta restricción bajando y sacando el BHA direccional, cuantificándose un total de 52 horas, realizando trabajos de backreaming en varios intentos para poder desplazar el BHA direccional del hoyo perforado, esto debido a que al utilizar un sistema de lodo base agua en esta zona,

intervienen factores químicos generados entre la interacción fluido/roca, así como factores mecánicos como resultado del régimen de esfuerzos.

El primer paso para poder aplicar diferentes pruebas especiales de laboratorio, como lo es el análisis SEM y la prueba LSM, es identificar pozos que presentaron problemas de inestabilidad del hoyo, reducción del diámetro de las paredes del hueco, entre otras, presentadas durante las operaciones habituales en la perforación de un pozo petrolero.

4.2.2.1. Caso de estudio / Pozo A

En el año 2017, el equipo de perforación Petrex 5815 realizaba la perforación del pozo A, un pozo direccional de 6062 ft, de la empresa Sapet Development, ubicado en el Yacimiento Leones del Lote VI en el Noroeste del Perú.

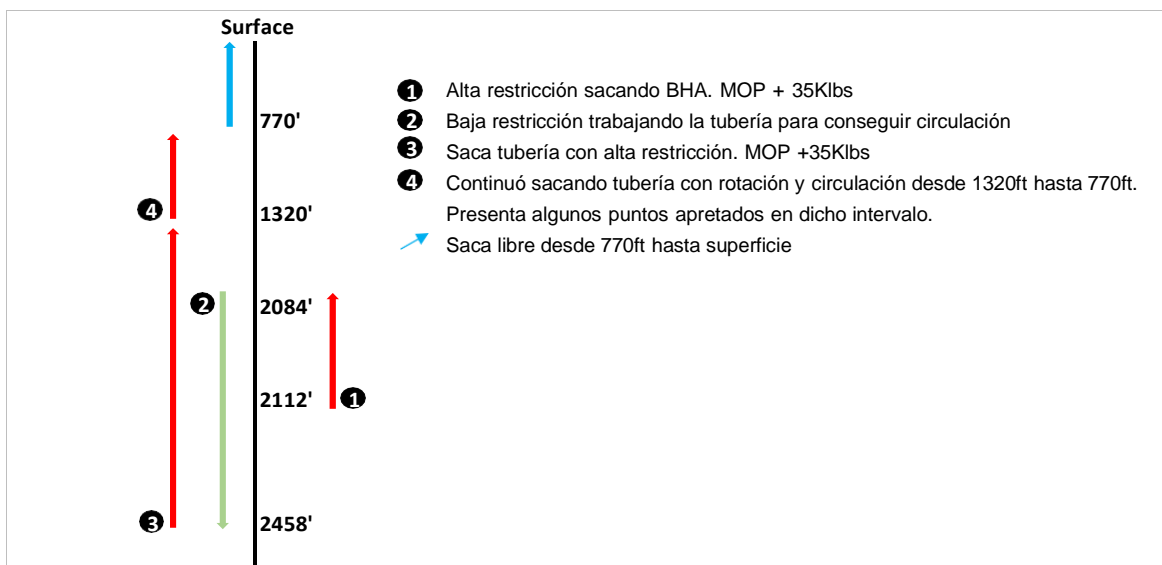
El día 28 de Setiembre, después de haber llegado al TD, se realizaba viaje a superficie del BHA direccional, presentándose alta restricción entre 2112 – 2084ft, donde se registra MOP +35Klbs, generando impedimento al circular en mínima y lenta rotación (Empaquetamiento). Posteriormente se logra Liberar sarta hacia abajo y baja desde 2112ft hasta 2458ft con restricción trabajando la tubería, se baja la tubería para conseguir circulación a 2458ft, circulando con 500gpm, teniendo una presión de 1750psi. Se homogeniza el peso del lodo de perforación a 10.4ppg desde 2458ft hasta superficie y se trata el lodo con 0.5ppb de FT1 y 0.5ppb SPNH.

Posteriormente se bombea píldora de limpieza de 10.2ppg y viscosidad de 50seg. Abundante retorno de caving en zarandas, procediendo a circular hasta obtener zarandas limpias. Se saca tubería desde 2458ft hasta 1320ft, registrándose alta restricción para salir (MOP +35Klbs), mínima circulación. A

1320ft el bombeo mínimo con precarga se incrementa gradualmente hasta conseguir circulación de 400gpm - 1700psi, obteniéndose abundantes recortes en zarandas, se trabaja la tubería y se consigue movimiento y rotación.

Se continuó sacando tubería con rotación y circulación desde 1320ft hasta 770ft, 90gpm/200 - 250psi (Se presentaron puntos apretados en dicho intervalo). Saca libre desde 770ft hasta superficie.

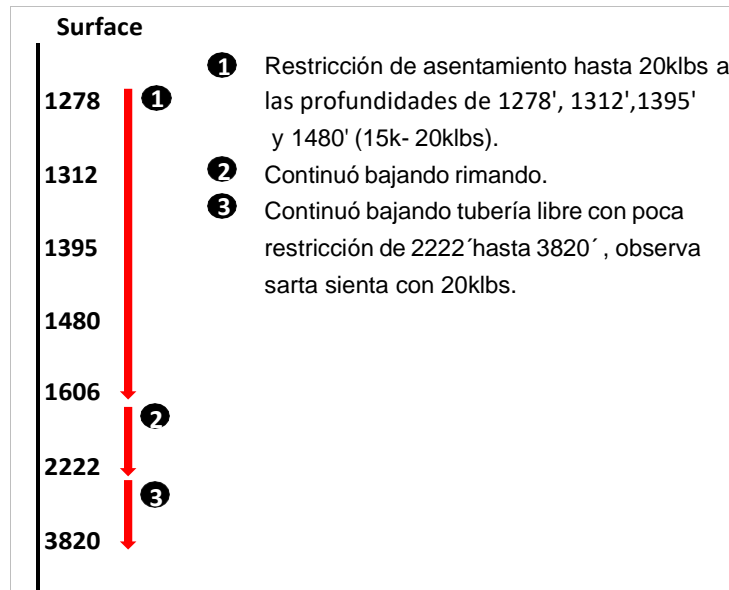
26. Figura 4.1 Resumen de Inconvenientes Presentados Sacando BHA Direccional / Pozo A



Posteriormente, una vez que se obtuvo el BHA Direccional en superficie, se procedió a armar y bajar BHA de acondicionamiento con la misma broca utilizada 8 1/2" PDC hasta la profundidad de 1606ft (último tubo libre), en donde se presentaron restricciones de asentamiento hasta 20klbs a las profundidades de 1278ft, 1312ft, 1395ft y 1480ft, los cuales fueron pasados rimando con 315gpm/525 psi, 50 rpm/6-7klb-ft torque.

Se continuó bajando rimando desde 1606ft hasta 2222ft con 300 gpm / 640 psi, 50 rpm / 5-7klb-ft de torque. Se circuló el pozo con 450 gpm / 1400 psi y 30 rpm/5klb-ft torque. Se observó **alto recorte en shakers: 100% Lutita.**

27. *Figura 4.2 Resumen de Inconvenientes Presentados Bajando BHA Acondicionamiento, Pozo A*



Una vez identificadas las zonas en donde se obtuvo restricciones, se procede a realizar una identificación de parámetros direccionales, así como propiedades del fluido e información litológica obtenida en las zonas de restricción, todo ello para poder determinar si los inconvenientes mostrados anteriormente no están relacionados por condiciones geométricas del hoyo, altos dog legs, lo cual podría generar también problemas sin ser atribuidos estos al sistema del lodo de perforación.

A continuación, se muestran los parámetros direccionales obtenidos en el intervalo de 2112 y 770ft, en la cual se presentó el **problema de restricción** durante la **sacada** del BHA direccional:

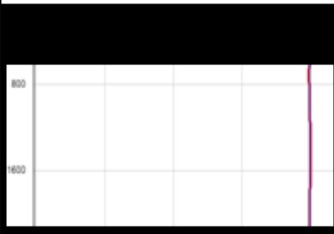
15. Tabla 4.2 Survey DEC Final Geodesic, Intervalo de Problema de Restricción durante la Sacada de BHA Direccional, Pozo A

MD (ft)	Incl (°)	Azim True (°)	TVD (ft)	VSEC (ft)	DLS (°/100ft)
TALARA					
734.52	0.63	298.33	734.25	-9.14	1.12
820.15	1.06	215.76	819.87	-8.21	1.36
901.86	1.71	229.98	901.56	-6.25	0.89
985.60	2.24	212.97	985.25	-3.42	0.94
1071.52	2.09	232.22	1071.11	-0.23	0.86
1156.29	1.09	238.28	1155.85	2.10	1.19
1240.67	0.70	123.60	1240.22	2.77	1.80
1323.83	0.74	149.03	1323.37	2.76	0.38
1405.94	0.72	147.31	1405.48	2.95	0.04
1489.91	1.14	154.14	1489.44	3.28	0.52
1574.67	1.30	132.69	1574.18	3.45	0.57
1657.33	0.78	90.90	1656.82	2.96	1.07
1742.25	1.14	55.36	1741.73	1.71	0.80
1825.93	1.31	104.07	1825.40	0.36	1.22
1909.54	2.10	130.78	1908.97	-0.34	1.32
1991.29	1.65	132.51	1990.68	-0.61	0.55
2075.19	0.72	106.12	2074.56	-0.99	1.26
2158.04	0.80	94.46	2157.40	-1.65	0.21

Fuente: Reporte Final del Pozo A (SLB, 2017)

De máximo ángulo alcanzado (2.24°) en este intervalo:

28. Figura 4.3 Consideraciones Direccionales / Intervalo 734 ft – 2158 ft, Pozo A

Consideraciones Direccionales				
Max. Inclinación	Azimuth (°)	DLS (°/100ft)	Tipo de Pozo	Trayectoria del Intervalo
2.24°	212.97	0.94 - 1.80	"J"	

Podemos notar que en este intervalo de profundidad no se presentan altos dog legs, dichos valores pueden atribuirse a que no estamos en una zona de construcción, puesto a que el KOP aún se encuentra a 2600ft, por lo tanto, en este intervalo aún se está tratando de mantener verticalidad.

Del intervalo de 2222 y 3820ft, en donde se obtuvo restricción de asentamiento **bajando BHA de acondicionamiento** se registraron los siguientes parámetros direccionales:

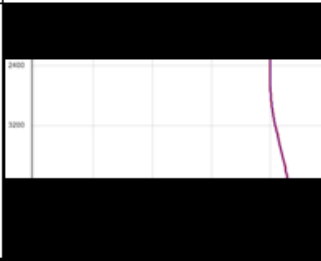
16. Tabla 4.3 Survey DEC Final Geodesic, Intervalo de Problema de Restricción durante la bajada de BHA de acondicionamiento, Pozo A

MD (ft)	Incl (°)	Azim True (°)	TVD (ft)	VSEC (ft)	DLS (°/100ft)
2242.55	0.78	87.89	2241.90	-2.49	0.11
2324.94	0.85	101.39	2324.28	-3.28	0.25
2408.37	1.07	107.66	2407.70	-4.03	0.29
2492.44	1.10	103.77	2491.76	-4.86	0.09
2575.48	1.04	171.73	2574.79	-4.88	1.44
2660.03	2.15	220.58	2659.31	-2.87	1.97
2741.73	3.27	228.05	2740.91	0.98	1.43
2826.64	5.34	229.76	2825.58	7.35	2.44
2913.07	6.88	229.70	2911.52	16.54	1.78
2995.33	8.65	232.12	2993.02	27.63	2.19
3080.15	10.56	233.16	3076.64	41.72	2.26
3161.33	12.45	227.21	3156.19	57.88	2.75
3246.01	13.50	223.36	3238.71	76.86	1.61
3328.59	12.80	222.83	3319.13	95.60	0.86
3413.33	12.72	226.22	3401.77	114.28	0.89
3495.59	13.19	228.36	3481.94	132.72	0.82
3578.93	13.38	228.45	3563.05	151.87	0.23
3663.15	13.23	227.40	3645.01	171.25	0.34
3745.59	13.53	227.07	3725.21	190.33	0.38
3829.48	13.52	225.69	3806.78	209.94	0.38

Fuente: Reporte Final del Pozo A (SLB, 2017)

De máximo ángulo alcanzado (13.53°) en este intervalo:

29.Figura 4.4 Consideraciones Direccionales / Intervalo 2242 ft – 3829 ft, Pozo A

Consideraciones Direccionales				
Max. Inclinación	Azimuth (°)	DLS (°/100ft)	Tipo de Pozo	Trayectoria del Intervalo
13.53°	227.4	1.44 - 2.75	"J"	

Se puede observar, que, si bien es cierto, tenemos un ángulo de 13.53° puesto a que ésta es la zona de construcción del pozo, en donde se incrementó ángulo desde la profundidad del KOP (2600ft) para lograr la trayectoria planeada, no obstante, los dog legs mostrados no son significativos, no se observan cambios bruscos en el azimuth del pozo que concuerden con inclinaciones altas, lo cual podría generar una geometría compleja que contribuya a la problemática de restricción de BHA presentada en este pozo.

Es necesario también tomar en cuenta los diámetros de algunos de los componentes del BHA, así como cantidad de DC, puesto a que estos podrían sumar la posibilidad de obtener restricciones durante los viajes.

17. Tabla 4.4 Datos de Componentes Principales de BHA Direccional

BHA		
Diámetro de la camisa del motor	Diámetro del estabilizador de la Sarta	# de DC utilizados en toda la sarta
8 3/8"	8 1/4"	4 x 6 1/2" DC (4 joints)

La configuración de camisa del motor y estabilizador de la sarta mostrados anteriormente, es una configuración básicamente de tipo BHA semifulcrom, diseñado para construir ángulo y mantener, lo cual se necesitaba para este tipo de trayectoria, debido a que se requería construir un cierto ángulo y luego mantener sección tangente hasta el TD. El uso de los 04 DC son debido a que se requería tener un peso suficiente por debajo de la broca para poder llegar hasta el TD programado y atravesar las diferentes formaciones del subsuelo, tomando en cuenta la compresibilidad de las mismas.

Varios inhibidores o aditivos químicos pueden ser agregados para facilitar el control de las interacciones entre el lodo de perforación y las formaciones arcillosas / lutíticas. Los sistemas con altos niveles de calcio, potasio u otros inhibidores químicos son mejores para perforar en formaciones sensibles al agua. Sales, polímeros, materiales asfálticos, glicoles, aceites, agentes tensioactivos y otros inhibidores de lutita pueden ser usados en los fluidos de perforación a base de agua para inhibir el hinchamiento de la lutita e impedir el derrumbe. En el caso de SAPET, los principales productos químicos utilizados por la Cía CPTS en la perforación de estos pozos fueron:

- KPAM: Inhibidor mecánico.
- NH4-HPAN: Inhibidor químico.
- FT1: Estabilizador de arcillas.

La siguiente tabla muestra las propiedades reológicas obtenidas del lodo de perforación en las zonas que han sido identificadas como objeto de estudio:


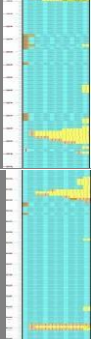
18. Tabla 4.5 Propiedades Reológicas del Lodo, Pozo A.

Intervalo de Restricción	Fluido de Perforación							
	Densidad ppg	YP lb/100 ft ²	VP (cp)	Geles 10s/10m/30min	Filtrado cc	Cake (1/32")	MBT (PPB)	Concentración (PPB)
2112 - 770 ft	9 - 9.3	6.0 - 13	8.0 - 15	5/9/14	5	1	5.0 - 15	KPAM: 1.0 NH4HPAN: 3.50 FT-1: 3.5
2222 - 3820 ft (1278', 1312', 1395', 1480')	9.3 - 9.7	10.0 - 12	13.0 - 17	5/9/17	5	1	17.5	

La información litológica resulta absolutamente indispensable en el análisis de las formaciones que fueron atravesados a medida que se perforaron los pozos del presente estudio, puesto a que podemos relacionar el tipo de mineralogía contenido en dichos intervalos, como es el caso de las arcillas, las cuales generan problemas de Tight Hole, debido a la hidratación excesiva de las mismas, lo cual a su vez me indica una baja inhibición por parte del fluido de perforación.

La siguiente tabla muestra información litológica de ambos intervalos que presentaron restricciones en el hoyo, los cuales pertenecen al pozo A:

19. Tabla 4.6 Información Litológica de Intervalos que Presentaron Problemática

POZO	Yacimiento	Trayectoria del Pozo	TD	Intervalo de Restricción	Comentarios	Tiempo Hrs.	Grupo	Formación (es)	Grafico	Litología	%Arcilla
A	LEONES		6062 Ft	2112 - 770 ft	Alta restricción sacando BHA direccional, Impedimento al circular en mínima y lenta rotación (Empaquetamiento)	34	Talara	Lutitas Talara		Lutita marrón moderadamente firmes. Esporádicamente presenta delgadas capas de areniscas y arenas de grano fino, medio y grueso de pobre selección.	90%
				(1278', 1312', 1395', 1480') 2222 - 3820 ft	Restricción de asentamiento bajando BHA de acondicionamiento	18		Lutitas Talara		90%	

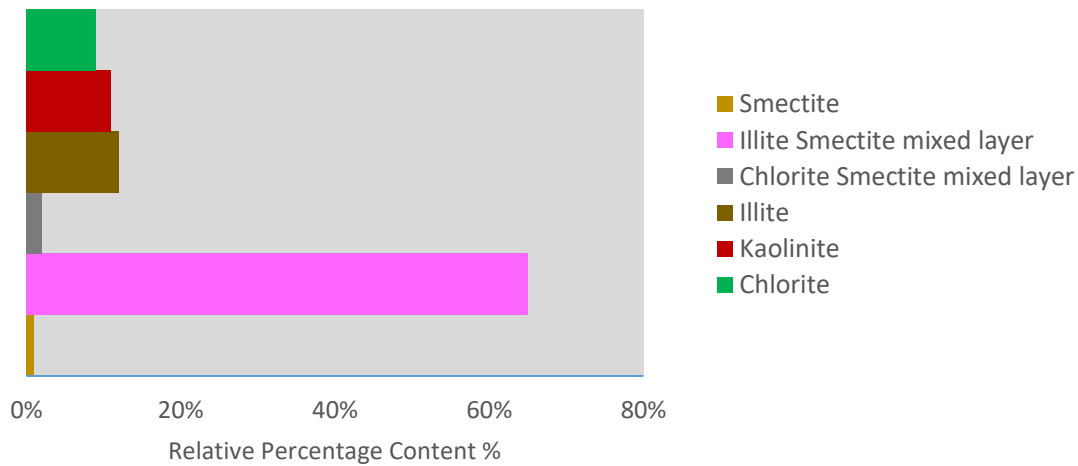
4.2.3. Composición mineralógica de las formaciones lutáceas

4.2.3.1. Análisis de microscopía electrónica de barrido SEM

El propósito es realizar el análisis SEM a las muestras de la formación **Lutitas Talara** para establecer su composición mineral y composición elemental.

Resultados Análisis SEM

4. Grafico 4.1 Mapa Mineral de Muestra Fm. Lutitas Talara 770 – 3820 ft Pozo Estudio A / Yacimiento Leones



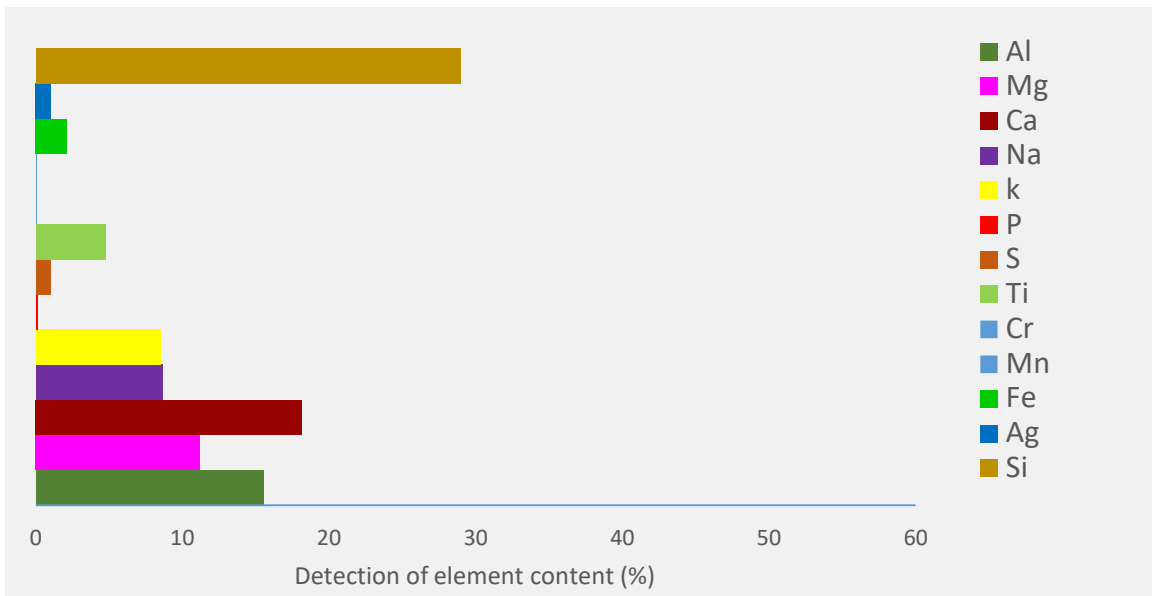
Fuente: Ensayos de Laboratorio (CPTS, 2020)

20.Tabla 4.7 Composición Mineralógica, Intervalo 770 -3820 ft

Mineral	Relative Percentage Content %
Smectite	1
Illite Smectite mixed layer	65
Chlorite Smectite mixed layer	2
Illite	12
Kaolinite	11
Chlorite	9

Fuente: Elaborado con información de CPTS (2020)

5. Grafico 4.2 Mapa Elemental de Muestra Fm. Lutitas Talara 770 – 3820 ft Pozo Estudio A / Yacimiento Leones



Fuente: Ensayos de Laboratorio (CPTS, 2020)

21. Tabla 4.8 Composición Elemental, Intervalo 770 -3820 ft

Elements	Detection of element content (%)
Al	15.54
Mg	11.20
Ca	18.15
Na	8.65
k	8.51
P	0.11
S	0.98
Ti	4.73
Cr	0.01
Mn	0.01
Fe	2.13
Ag	1.03
Si	28.95

Fuente: Elaborado con información de CPTS (2020)

4.2.4. Dosificación óptima de inhibidores en el fluido de perforación

4.2.4.1. Prueba de hinchamiento lineal LSM

Esta prueba es realizada para determinar la hidratación o deshidratación de la arcilla, midiendo el aumento o disminución de la longitud de una muestra de núcleo de la formación Lutitas Talara con el tiempo.

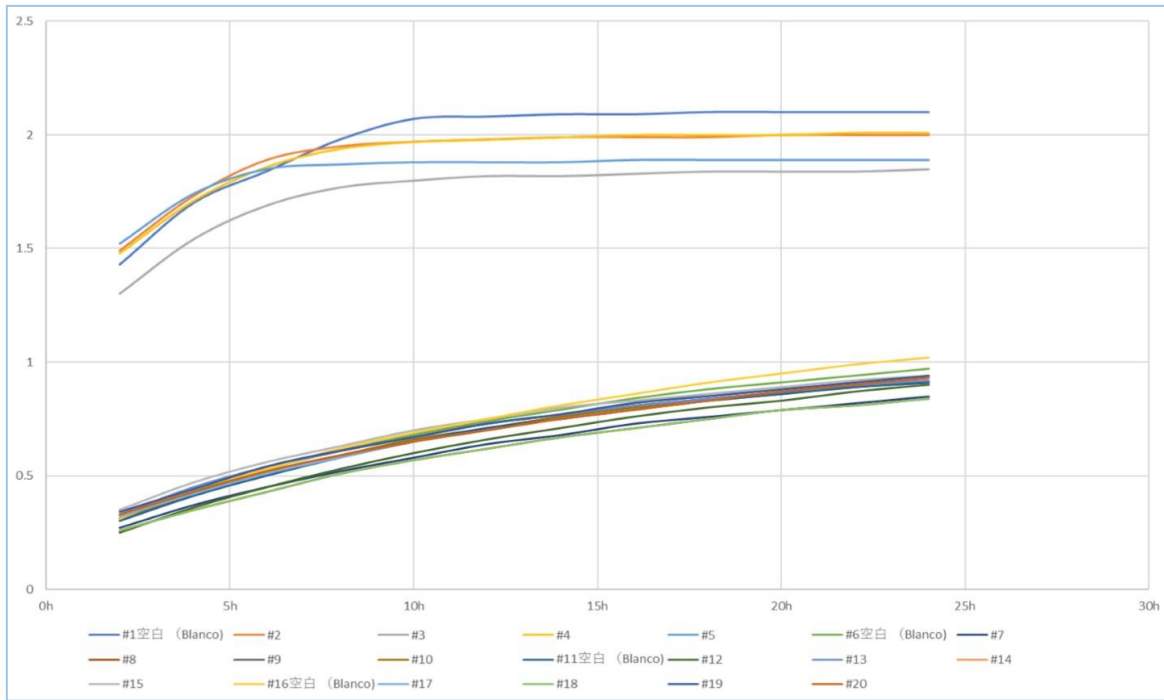
La prueba se realizó con arcilla finamente molida que se somete a un compactador, el cual aplicó una presión de 10 000 psi durante 24 horas. La medida del hinchamiento se recogió mediante un transductor lineal en la parte superior, el cual registró los cambios volumétricos y se definió como porcentaje de hinchamiento.

22. Tabla 4.9 Formulaciones de Fluidos Utilizados para Prueba LSM

PRODUCTO (lb/bbl)	FORMULACIONES																			
	Agua 1	Lodo 2	Lodo 3	Lodo 4	Lodo 5	Lodo 6	Lodo 7	Lodo 8	Lodo 9	Lodo 10	Lodo 11	Lodo 12	Lodo 13	Lodo 14	Lodo 15	Lodo 16	Lodo 17	Lodo 18	Lodo 19	Lodo 20
Agua (ml)	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
KPAM						0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0	1	0.75	0.5	0.25	0	1	0.75	0.5	0.25
NH4-HPAM		4	3.5	3	2.5	0	4	3.5	4	2.5	3	3	3	3	3	0	4	3.5	3	2.5
FT-1						2	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Soda Caustica						0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
SPNH						1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
CaCo3 325						17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
XC						0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
SMT						0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
SMC						1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
PAC LV						1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5

Fuente: Elaborado con información de CPTS (2020)

6. Grafico 4.3 Prueba de Hinchamiento Lineal @ Muestra de Fm. Lutitas Talara 770 – 3820 ft, Pozo Estudio A / Yacimiento Leones

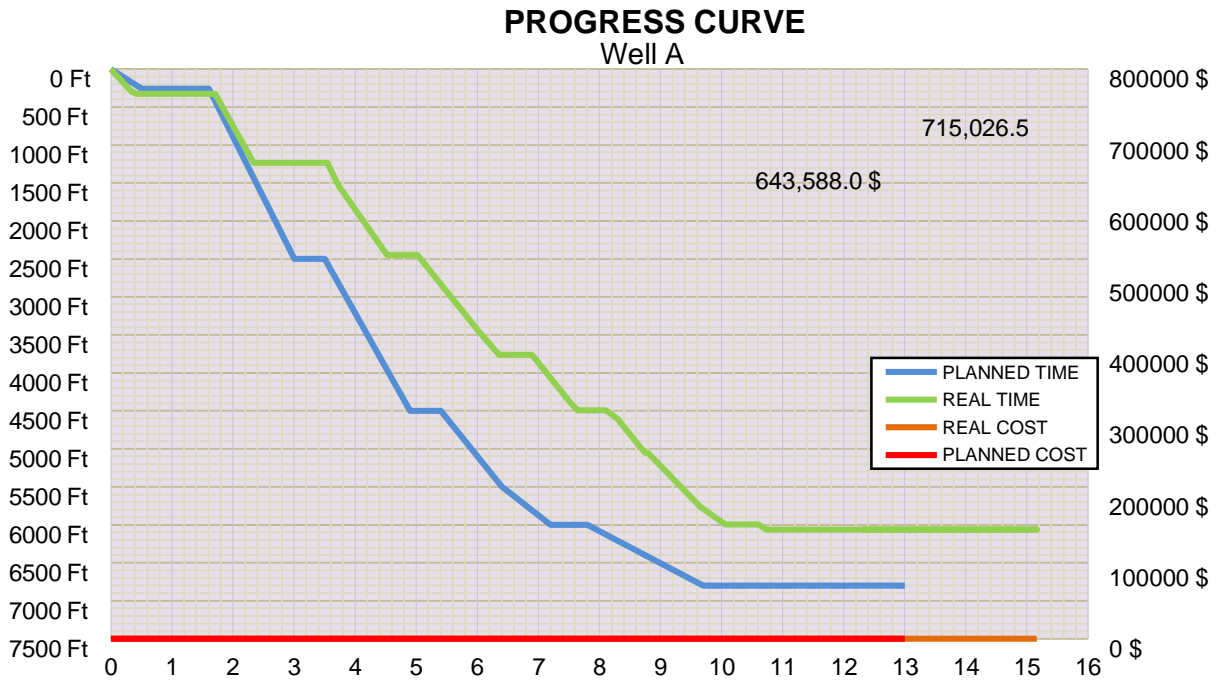


Fuente: Ensayos de Laboratorio (CPTS, 2020)

4.2.5. Costos en la Optimización

En el siguiente gráfico se pueden observar las curvas de costos planificada y real obtenidas al finalizar la perforación del pozo.

7. Grafico 4.4 Curvas de Progreso Tiempos y Costos Reales vs Planeado, Pozo A



Como se puede observar, el incremento del presupuesto AFE se elevó en 71 438.5 \$, esto debido a que el tiempo planificado del pozo se elevó en 2.16 días a causa de los eventos de restricción presentados durante la sacada del BHA direccional y bajada del BHA de acondicionamiento.

A continuación, se muestra el detalle de costos por servicios y materiales empleados para la perforación del pozo A:

POZO A		Costos Estimados AFE			Costos Reales		
MD Alcanzado: 6062 ft		643,588			715,027		
Lote VI Yacimiento: LEONES		Cantidad/ Unidad	Precio Unidad (U\$S)	Precio Total (US\$)	Cantidad/ Unidad	Precio Unidad (U\$S)	Precio Total (US\$)
SERVICIOS							
1	LOCACIONES			65,000.00			65,000.00
1.1	CONSTRUCCION DE LOCACION	1.00	65,000.00	65,000.00	1.00	65,000.00	65,000.00
2	EQUIPO DE PERFORACION Y HERRAMIENTAS			372,859.83			413,171.19
2.1	DTM	1.00	69,000.83	69,000.83	1.00	69,000.83	69,000.83
2.2	SERVICIOS DEL EQUIPO DE PERFORACION	13.00 days	20,496.00	266,448.00	15.16 days	20,496.00	310,719.36
2.3	BROCA 12 1/4"	400 feet	2.50	1,000.00	325 feet	2.50	812.50
2.4	BROCA 8 1/2" HARD FORMATION (PARIÑAS AND MOGOLLON)	6400 feet	5.50	35,200.00	5737 feet	5.50	31,553.50
2.5	INSPECCION DE CASING	173 csg	7.00	1,211.00	155 csg	7.00	1,085.00
3	FLUIDOS DE PERFORACION Y CENTRIFUGA			43,589.00			54,287.96
3.1	SERVICIO TECNICO & LABORATORIO	13.00 days	640.00	8,320.00	15.16 days	640.00	9,702.40
3.2	ALQUILER CENTRIFUGA Y BOMBA	13.00 days	213.00	2,769.00	15.16 days	213.00	3,229.08
3.3	SERVICIO TECNICO DE CENTRIFUGA	13.00 days	243.00	3,159.00	15.16 days	243.00	3,683.88
3.4	QUIMICA UTILIZADA	13.00 days	2,257.00	29,341.00	15.16 days	2,485.00	37,672.60
4	DEWATERING			4,746.00			5,974.02
4.1	ALQUILER DE UNIDAD DEWATERING	13.00 days	120.00	1,560.00	15.16 days	120.00	1,819.20
4.2	EQUIPO PORTATIL	13.00 days	87.00	1,131.00	15.16 days	87.00	1,318.92
4.3	LIPESA 1569 A	10.00 sxs	205.50	2,055.00	13.80 sxs	205.50	2,835.90
5	CONTROL DE VERTICALIDAD			78,390.00			88,842.00
5.1	SERVICIO DE CONTROL DE VERTICALIDAD	195.00 hr	402.00	78,390.00	221.00 hr	402.00	88,842.00
6	CEMENTACION			48,000.00			56,251.00
6.1	CASING DE SUPERFICIE 9 5/8"	1.00	8,000.00	8,000.00	1.00	8,355.00	8,355.00
6.2	CASING DE FASE INTERMEDIA 5 1/2"	1.00	40,000.00	40,000.00	1.00	47,896.00	47,896.00
7	REGISTROS ELECTRICOS			25,000.00			24,500.00
7.1	REGISTRO ELECTRICO A HUECO ABIERTO	1.00	25,000.00	25,000.00	1.00	24,500.00	24,500.00
8	SUPERVISION Y ADMINISTRACION			6,002.94			7,000.35
8.1	ING DE POZO	13.00	118	1,529.41	15.16	118	1,783.53
8.2	COMPANY MAN	13.00	147	1,911.76	15.16	147	2,229.41
8.3	SUPERVISOR HSE	13.00	118	1,529.41	15.16	118	1,783.53
8.4	ING. DE GEOLOGIA	13.00	79	1,032.35	15.16	79	1,203.88

CONCLUSIONES

- Después de realizar la caracterización de la muestra extraída del pozo A, se determina que a la profundidad 770 – 3820 ft se presentaron problemas operacionales de restricción en la sacada del BHA direccional y bajada del BHA de acondicionamiento al tener ésta un contenido de capas mixtas de illita y esmectita en un 65%, por su capacidad de hinchamiento.
- La formación que presenta problemas de inestabilidad de lutitas en el yacimiento Leones del Lote VI de la cuenca Talara, pertenece al grupo Talara, definida con el nombre de formación “Lutitas Talara”.
- Según los resultados del análisis de Microscopía Electrónica de Barrido “SEM”, se puede observar que en la muestra estudiada del yacimiento Leones de la cuenca Talara predomina la presencia de capas mixtas de illita y esmectita, los cuales pertenecen a los tipos de minerales arcillosos ligeramente hinchables y muy hinchables respectivamente.
- En base a los resultados obtenidos de la prueba LSM, para lograr la reducción de problemas operativos relacionados a la falta de control de inhibición en formaciones lutáceas de pozos que sean perforados en el yacimiento Leones de la cuenca Talara, se deberá aplicar las concentraciones óptimas de FT1, KPAM y NH4-HPAN, las cuales corresponden a 2.5; 0.75 y 3.5 lpb respectivamente.

RECOMENDACIONES

- Implementar el fluido de perforación con las concentraciones obtenidas en futuras campañas de perforación para la sección intermedia 8 ½” del yacimiento Leones / Cuenca Talara, determinando los ajustes en la composición del fluido y su desempeño real en el campo.
- Realizar este tipo de estudio de análisis SEM y prueba LSM a las muestras de cada uno de los yacimientos y lotes de la cuenca Talara en donde se tenga más actividad de perforación, a fin de tener concentraciones adecuadas para lograr una correcta inhibición de las zonas lutáceas.
- Para la recolección, selección y manipulación de las muestras ya sea en el taladro o en el laboratorio se debe utilizar el equipo de protección personal (EPP) necesario, disminuyendo de esta manera la exposición al riesgo al momento de trabajar con productos químicos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE - API. (s.f.). Manual de Fluidos de Perforación. En Reología e Hidráulica. EE.UU. Pág. 189.
- [2] ANÓNIMO. (s.f.). Manual de Prácticas de Fluidos de Perforación. Pág. 7 y 9.
- [3] CALLE, H. (s.f.). Revisión Bioestratigráfica (Taxón Foraminíferos) de la Cuenca Talara Onshore - Offshore. Perú.
- [4] CPTS DRILLING FLUIDS LIMITED SAC. (2020). Ensayos de Laboratorio. Pag. 3-5.
- [5] M-I SWACO A Schlumberger Company. (2010). Drilling Solutions. Pág. 15.
- [6] MOLERO, J. (s.f.). Mechas, Fluidos e Hidráulica de Perforación. Perú. Pág. 42-43.
- [7] PRIETO, O., MOLERO, J., RIVAS, A., SÁNCHEZ, V., Y HERNÁNDEZ J. (2002). PDVSA Fluidos de Perforación. Venezuela. Pág. 5.
- [8] SAPET DEVELOPMENT INC. SUCURSAL PERU. (2018). Informe técnico de evaluación recuperación máxima eficiente MER 2016-2017 Lote VII/VI. Perú. Pág. 7-22.
- [9] SCHLUMBERGER. (s.f.). Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores “Fluidos e Hidráulica de la Perforación”. Pág. 40-42.
- [10] SCHLUMBERGER. (2017). Reporte Final del Pozo A. Pág. 06.

ANEXOS

Anexo1: Matriz básica de consistencia

Título del proyecto: “Aplicación de la microscopía electrónica de barrido y prueba de hinchamiento lineal para mejorar la estabilización de las lutitas durante la perforación de pozos en el Lote VI”

Nombre del tesista: Jason David Silupu Castillo

	Preguntas	Hipótesis	Objetivos
G	¿La falta de control de inhibición de formaciones lutáceas está afectando las operaciones de perforación?	La implementación de la mejora del servicio de fluidos de perforación mediante la microscopía electrónica de barrido y la prueba de hinchamiento lineal, permitirán optimizar las concentraciones, reduciendo así los problemas relacionados a la falta de control de inhibición de formaciones lutáceas.	Reducir problemas operativos relacionados a la falta de control de inhibición de formaciones lutáceas, mediante el mejoramiento de las concentraciones químicas en base a los resultados obtenidos del análisis de microscopía electrónica de barrido (SEM) y prueba de hinchamiento lineal (LSM).
E1	¿Es importante realizar un análisis de las zonas que presentaron problemas durante la perforación?	Con la definición de las zonas problemáticas se podrá realizar un análisis que permitirá identificar el origen de sus causas	Definir las zonas de las formaciones que presentaron problemas durante la perforación, analizando el origen de sus causas.
E2	¿Permitirá el análisis de microscopía electrónica de barrido obtener la composición mineral de las lutitas?	Mediante el análisis de microscopía electrónica de barrido se determinará la composición mineralógica de zonas lutíticas inestables.	Determinar la composición mineral de zonas que poseen lutitas inestables mediante el análisis de microscopía electrónica de barrido.
E3	¿Permitirá la prueba de hinchamiento lineal determinar la dosificación óptima de inhibidores a utilizar en el fluido de perforación?	Con la prueba de hinchamiento lineal se determinará la dosificación óptima de los inhibidores en el fluido de perforación	Determinar la dosificación óptima de los inhibidores en el fluido de perforación mediante la prueba de hinchamiento lineal.

Anexo 2: Matriz de operacionalización de las variables

Definición conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores	Items
Variable Independiente				
Estabilidad de las lutitas: Es una roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor.	Estabilidad de las lutitas: Durante la perforación, la inestabilidad del agujero ocurre generalmente en las lutitas, lo cual conlleva a generar restricciones al sacar y bajar el BHA, empaquetamientos, embolamiento de la broca, así como bajos ROP.	* Volumen de hinchamiento expresado en % * Tiempo de reacción de la lutita	* 0 al 5% * 0 - 24 horas	* Identificar y analizar zonas de lutitas inestables * Realizar análisis SEM y prueba LSM * Analizar y obtener conclusiones de los resultados
Variables dependientes				
Zonas que presentan restricciones al movimiento axial de la tubería: Relacionadas a varios factores, principalmente a la hidratación e inestabilidad de formaciones lutaceas	Zonas que presentan restricciones del movimiento axial de la tubería: Durante la perforación, se presentan restricciones del Drill String durante los viajes o repasadas por avance de la perforación, los cuales, según el análisis de esta tesis pueden ser minimizados mediante una adición adecuada de concentraciones de inhibidores al fluido de perforación, de esta manera controlamos la inestabilidad generada por las lutitas.	* Longitud de los intervalos que presentaron restricciones	Dependiendo del pozo analizado, estas longitudes son medidos en pies.	* Revisión de información de pozos perforados. * Identificación de problemas relacionados a restricciones al movimiento axial de la tubería, inestabilidad del hoyo, pegas de tuberías, embolamiento de la broca, bajo ROP. * Análisis de la información para su posterior análisis en el laboratorio.
Composición mineral de las lutitas En la clasificación mineralógica, los minerales arcillosos están clasificados como silicatos estratificados porque la estructura dominante se compone de capas formadas por capas de sílice y alúmina. Cada capa consta de una estructura laminar y delgada, llamada capa unitaria	Composición mineral de las lutitas Ciertos minerales arcillosos tales como la esmectita, uno de los principales componentes de la bentonita, son usados para proporcionar viscosidad, estructura de gel y control de filtrado. Durante la perforación también se incorporan al sistema de fluido y pueden causar varios problemas. Por lo tanto, los minerales arcillosos pueden ser beneficiosos o dañinos para el sistema de fluido.	* Grado de reactividad de las lutitas	Tipos de minerales que componen a las lutitas	* Definir intervalos a analizar * Llevar muestras de zonas problemáticas a laboratorio. * Realizar Análisis de microscopía electrónica de barrios (SEM)
Concentración de los inhibidores Son aditivos químicos y mecánicos utilizados en la preparación del fluido de perforación.	Concentración de los inhibidores * Previenen la inestabilidad/hinchamiento de las arcillas (NH4-HPAM) * Encapsulan los recortes generados por avance de la perforación (KPAM) * Agente estabilizador de Lutitas (FT1)	* Concentraciones de los inhibidores según lo requerido en lb/bbls	* 3.0 lb/bbls de NH4-HPAM * 0.75 lb/bbls de KPAM * 2.5 lb/bbls de FT1	* Definir intervalos a analizar * Llevar muestras de zonas problemáticas a laboratorio. * Realizar la prueba de hinchamiento lineal (LSM)

Anexo 3: Matriz general de consistencia

Título: "Aplicación de la microscopía electrónica de barrido y prueba de hinchamiento lineal para mejorar la estabilización de las lutitas durante la perforación de pozos en el Lote VI"				
Nombre del Tesista: Jason David Silupu Castillo				
Problemas	Objetivos	Hipótesis	Variables	Metodología
<p>General</p> <p>Restricción bajando y sacando el BHA direccional en formaciones lutáceas</p> <p>Específicos</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Falta de investigación y análisis de los diferentes problemas obtenidos al finalizar la perforación de los pozos ● Falta de conocimiento acerca de la mineralogía de las formaciones lutáceas ● Falta de pruebas experimentales que permitan mejorar las concentraciones de inhibidores utilizados. 	<p>General</p> <p>Reducir problemas operativos relacionados a la falta de control de inhibición de formaciones lutáceas, mediante el mejoramiento de las concentraciones químicas en base a los resultados obtenidos del análisis de microscopía electrónica de barrido (SEM) y prueba de hinchamiento lineal (LSM).</p> <p>Específicos</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Definir las zonas de las formaciones que presentaron problemas durante la perforación, analizando el origen de sus causas. ● Determinar la composición mineral de zonas que poseen lutitas inestables mediante el análisis de microscopía electrónica de barrido. ● Determinar la dosificación óptima de los inhibidores en el fluido de perforación mediante la prueba de hinchamiento lineal. 	<p>General</p> <p>La implementación de la mejora del servicio de fluidos de perforación mediante la microscopía electrónica de barrido y la prueba de hinchamiento lineal, permitirán optimizar las concentraciones, reduciendo así los problemas relacionados a la falta de control de inhibición de formaciones lutáceas.</p> <p>Específicos</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Con la definición de las zonas problemáticas se podrá realizar un análisis que permitirá identificar el origen de sus causas ● Mediante el análisis de microscopía electrónica de barrido se determinará la composición mineralógica de zonas lutíticas inestables. ● Con la prueba de hinchamiento lineal se determinará la dosificación óptima de los inhibidores en el fluido de perforación <p>Justificación e Importancia</p> <p>El presente proyecto aporta una solución para disminuir la probabilidad de que ocurran problemas operativos debido a un mal manejo de las concentraciones de los inhibidores presentes en el lodo de perforación, lo cual genera un impacto de manera directa en la rentabilidad del proyecto.</p>	<p>Unidad de análisis</p> <p>Variable Independiente: Formaciones Lutíticas</p> <p>Dimensiones:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Volumen de hinchamiento expresado en % * Tiempo de reacción de la lutita <p>Indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> * 0 al 5% * 0 - 24 horas <p>Variable Dependiente: Composición Mineral de las Lutitas</p> <p>Dimensiones:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Grado de reactividad de las lutitas <p>Indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Tipos de minerales que componen a las lutitas <p>Variable Dependiente: Concentración de Inhibidores</p> <p>Dimensiones:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Concentraciones de los inhibidores según lo requerido en lb/bbls <p>Indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> * 3.0 lb/bbls de NH4-HPAM * 0.75 lb/bbls de KPAM * 2.5 lb/bbls de FT1 	<p>Enfoque: Mixto</p> <p>Diseño: <u>Cuantitativo:</u> Experimental (LSM) <u>Cualitativo:</u> Casos de estudio (Pozos elegidos como casos de estudio), permite la obtención de información teórica. (SEM)</p> <p>Nivel: Descriptiva/Correlacional.</p> <p>Tipo: Aplicada</p> <p>Técnicas e instrumentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Recopilación de información en campo, información precedente (informes finales de perforación, reportes diarios, finales, etc.) ● Revisión bibliográfica ● Internet ● Computadora Portátil ● Otros materiales