

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE
FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

Evaluación técnico-económica para la aplicación de un nuevo sistema de fluido de
perforación de alto performance en formaciones inestables de Shale.

Ing. Schettino Villalba José Ángel

Monografía presentada como requisito previo la obtención del Título de Especialista en Gerencia
de Hidrocarburos

Director:

Ing. Vargas Silva Diego Armando, MSc.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Gerencia de Hidrocarburos

Bucaramanga

2023

Tabla de Contenido

Tabla de Contenido.....	2
Lista de Tablas.....	4
Lista de Figuras	5
Resumen	6
Abstract.....	7
Introducción.....	8
1. Objetivos.....	9
1.1. Objetivo General	9
1.2. Objetivos Específicos	9
2. Cuerpo del trabajo	10
2.1. Marco Referencial	10
2.1.1. Introducción.....	10
2.1.2. Química de Arcillas	12
2.1.3. Propiedades Fisicoquímica	15
2.1.4. La Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC).....	16
2.1.5. Problemas de Perforación en Lutitas	18
2.1.6. Consecuencia de la Inestabilidad de las Lutitas	20
2.2. Pruebas de laboratorio	24
2.2.1. Prueba de dispersión.....	24

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

2.2.2.	Hinchamiento lineal.....	25
2.2.3.	Prueba de lubricidad,.....	30
2.2.4.	Prueba PPT	33
2.2.5.	Dureza al humectar.....	41
3.	Resultados.....	42
3.1.	Diagnostico situacional	42
3.2.	Pruebas	43
3.2.1.	Hinchamiento	43
3.2.2.	Lubricidad.....	45
3.2.3.	Dureza al humectar.....	46
3.2.4.	Dispersión.....	46
3.2.5.	PPT	48
3.2.6.	Sección 8 1/2 pruebas.....	49
3.3.	Costo y cantidades utilizadas.....	53
3.3.1.	Análisis de resultados de las formulaciones.....	54
4.	Conclusiones.....	55
5.	Recomendaciones	57
	Bibliografía.....	58

Lista de Tablas

Tabla 1 <i>Porcentaje de recobro</i>	25
Tabla 2 <i>Proceso para el PPT</i>	33
Tabla 3 <i>FODA de nuevo sistema de fluido de perforación de alto performance</i>	42
Tabla 4 <i>Resultado del hinchamiento lineal muestra Tena</i>	44
Tabla 5 <i>Resultado del hinchamiento lineal muestra Tena</i>	45
Tabla 6 <i>Prueba de dureza</i>	46
Tabla 7 <i>Resultados del ensayo de dispersión</i>	47
Tabla 8 <i>Formulaciones de fluido de perforación</i>	49
Tabla 9 <i>Resultados de las formulaciones de la sección 8 ½”</i>	50
Tabla 10 <i>Formulaciones Villano 25ST</i>	51
Tabla 11 <i>Resultados de las formulaciones</i>	52
Tabla 12 <i>Costos de la formulación F#4</i>	53

Lista de Figuras

Figura 1 <i>Representación graficas de condiciones de pozo</i>	12
Figura 2 <i>Enfoque integrado para estabilidad de Lutitas</i>	21
Figura 3 <i>Árbol de decisión para derrumbes de lutitas</i>	23
Figura 4 <i>Celda del compactador</i>	26
Figura 5 <i>Cuerpo de la celda</i>	27
Figura 6 <i>Gráfico hinchamiento lineal muestra Tena</i>	43
Figura 7 <i>Gráfico hinchamiento lineal muestra Napo Shale</i>	44
Figura 8 <i>Fluido para Pluspetrol</i>	48

Resumen

Título: Evaluación técnico-económica para la aplicación de un nuevo sistema de fluido de perforación de alto performance en formaciones inestables de Shale.

Autor: Schettino Villalba José Ángel

Palabras clave: Shale, fluido de perforación, análisis difracción de rayos x.

Este estudio se encaminó en el nuevo diseño de un fluido de perforación base agua de alto performance para que sea aplicado en formaciones inestables de shale, se tomaron muestras de formación exclusivamente de esta zona en el campo donde se piensa aplicar, se ejecutaron análisis de fluidos y diferentes tipos de pruebas especiales como hinchamiento lineal, dureza al humectar, lubricidad, HPHT a todas las formulaciones propuestas con la finalidad de poder evaluar la calidad de sello y determinar las concentraciones idóneas para el nuevo sistema. La metodología fue experimental apoyada en ensayos de laboratorio usando la norma API RP13 B-1, se preparó el nuevo fluido de perforación base agua con diferentes formulaciones, se comprobó una concentración adecuada en la aplicación del aditivo químico gilsonita-látex para poder evaluar la calidad de estabilidad que pueda brindar ante este tipo de formaciones. Con el estudio de la composición mineralógica (Análisis Difracción de Rayos X) realizada a las muestras tomadas en campo se pudo entender como está constituido, permitiendo diseñar un fluido de perforación con concentraciones idóneas lo cual reducirá la inestabilidad durante la perforación de estas formaciones. Las diferentes pruebas de laboratorio que se realizaron fueron aplicar variaciones en las concentraciones de los aditivos químicos y producto de nueva tecnología POROSEAL/PLUS para el diseño del fluido de perforación de alto performance nos permitió evaluar la sinergia del fluido en interacción con las diferentes muestras de formación-shale de los pozos del campo, sobresaliendo los resultados de la Prueba#4 Formulación #2 y Formulación#4 como las más idóneas. Finalmente se pudo obtener una formulación que brinda una compatibilidad entre el fluido de perforación y la formación de lutitas inestables, dicha formulación permitirá a la empresa de servicios aplicarla para mejorar sus intervenciones en las operaciones en el campo.

Abstract

Title: Technical-economic evaluation for the application of a new high performance drilling fluid system in unstable shale formations.

Author: Schettino Villalba José Ángel

Keywords: Shale, drilling fluid, x-ray diffraction analysis

This study was aimed at the new design of a high performance water-based drilling fluid to be applied in unstable shale formations, formation samples were taken exclusively from this area in the field where it is intended to be applied, fluid analysis was carried out and different types of special tests such as linear swelling, hardness when wetting, lubricity, HPHT to all the proposed formulations in order to be able to evaluate the quality of the seal and determine the ideal concentrations for the new system. The methodology was experimental supported by laboratory tests using the API RP13 B-1 standard, the new water-based drilling fluid was prepared with different formulations, an adequate concentration in the application of the gilsonite-latex chemical additive was verified in order to evaluate the quality. of stability that it can provide in the face of this type of formation. With the study of the mineralogical composition (X-Ray Diffraction Analysis) carried out on the samples taken in the field, it is possible to understand how it is constituted, allowing the design of a drilling fluid with suitable concentrations which will reduce the instability during the drilling of these formations. The different laboratory tests that were carried out were applying variations in the concentrations of the chemical additives and the product of the new POROSEAL/PLUS technology for the design of the high performance drilling fluid, which allowed us to evaluate the synergy of the fluid in interaction with the different samples of formation-shale of the field wells, standing out the results of Test #4 Formulation #2 and Formulation #4 as the most suitable. Finally, a formulation can be obtained that provides compatibility between the drilling fluid and the formation of unstable shale, this formulation will allow the service company to apply it to improve its interventions in field operations.

Introducción

En la industria hidrocarburífera, el área de perforación representa un papel importante debido que permite obtener nuevos pozos petroleros con la finalidad de incrementar la producción petrolera de una determinada nación. Durante la perforación de pozos petroleros, la morfología de los cortes es un gran indicador de problemas que se pueden presentar en diferentes tipos de inconvenientes operativos como la inestabilidad del shale-derrumbes por tal motivo fundamental nace la investigación de poder diseñar un sistema de fluidos de perforación de alto performance para minimizar problemas en formaciones de tipo inestables. En la actualidad los pozos petroleros de la nación ecuatoriana en el bloque 10- Villano perforados por diferentes empresas operadoras, han presentado pérdidas de pozos petroleros en sus debidas campañas de perforación durante la profundización de estas zonas complejas o inestables de shale. El promedio de cada campaña perforada ha sido de 6 pozos petroleros por año, dando un margen de pérdida de pozos del 40% para realizar side-track. (Pluspetrol, 2022)

La investigación nace a partir de los inconvenientes que tiene una operadora actual al perforar este tipo de intervalos inestables lo que ha conllevado pérdidas de 2 pozos petroleros (realización de side-track), este trabajo se realiza para solventar la problemática actual y permitir un alto performance en este tipo de formaciones. El diseño del nuevo sistema de fluido de perforación efectivamente ayudara a solventar la problemática actual debido que estará formulado con un aditivo considerado como nueva tecnología, conformado por una gilsonita-latex que ayudara a mantener un sello acorde durante la perforación de estas formaciones inestables.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Diseñar un nuevo sistema de fluido de perforación de alto performance que permita minimizar los problemas operativos durante la perforación en formaciones de Shale.

1.2. Objetivos Específicos

- Diagnosticar las diferentes problemáticas que se presentan al perforar pozos con formaciones inestables de Shale, mediante un análisis FODA.
- Realizar diferentes pruebas de laboratorio para determinar las concentraciones correctas de aditivos para el diseño del fluido de perforación.
- Evaluar los diferentes impactos que tendría el nuevo diseño de fluido de perforación de alto performance sobre la inestabilidad de la formación.
- Determinar la factibilidad técnico - económica de la aplicación de un nuevo sistema de fluidos de perforación, mediante un análisis de costos beneficio.

2. Cuerpo del trabajo

2.1. Marco Referencial

2.1.1. Introducción

Mantener un pozo estable es uno de los principales retos al perforar un pozo petrolero en un determinado campo. La estabilidad de pozo es un proceso de prevención de fallas en rocas frágiles o deformación plástica en la roca que rodea el pozo debido a esfuerzos mecánicos o desequilibrios químicos. (Instituto Americano del Petróleo, 2014)

Según Zoback, un pozo estable no es necesariamente aquel que no presenta falla alguna durante su perforación y actividades posteriores a esta, debido a que se han estudiado miles de pozos verticales en los que se presentan rupturas y derrumbes, pero no presentaron problemas significativos de estabilidad. (Zoback, 2004)

Los estudios indican que los sucesos imprevistos relacionados con la inestabilidad del pozo representan más del 10% de los costos del pozo, con un costo anual para la industria estimado en más de mil millones de dólares. (Manual de fluidos de Perforacion MI SWACO, 2014)

Prevenir la inestabilidad de las zonas con lutitas es muy importante para cada fase de la industria de fluidos de perforación, desde los esfuerzos de investigación y desarrollo hasta la implementación en el campo. Nuevas tecnologías están siendo desarrolladas y aplicadas continuamente, mientras que las tecnologías anteriores son perfeccionadas. (Manual de fluidos de Perforacion MI SWACO, 2014)

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

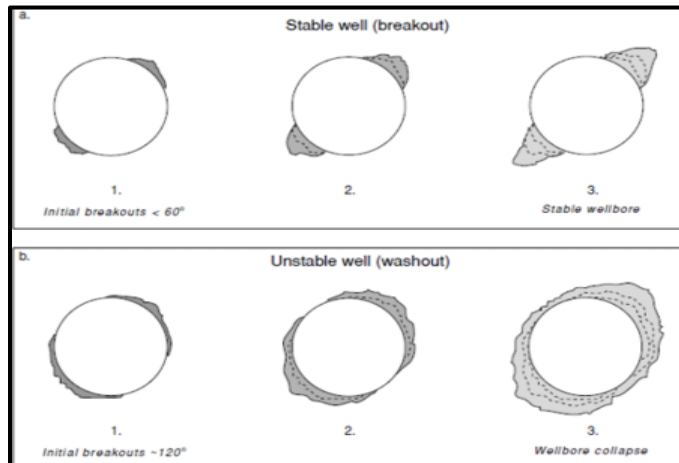
La inestabilidad del pozo es causada por un cambio radical del esfuerzo mecánico y de los ambientes químicos y físicos durante la perforación, exponiendo la formación al lodo de perforación. Tal inestabilidad del pozo suele ser indicada por lutitas derrumbables, resultando en ensanchamiento del pozo, puentes y relleno. (Manual de fluidos de Perforacion MI SWACO, 2014)

Las razones para la inestabilidad de la lutita son mecánicas y químicas. Los problemas mecánicos incluyen flujo plástico o deformación de lutitas suaves, fractura y deshojamiento a lo largo de planos en lutitas duras, colapso de lutitas fracturadas en pozos desviados, estallido de lutitas en zonas sobre presurizadas. Los problemas químicos incluyen hidratación, dispersión, y solución. (Nesbitt, 1985)

Para poder diseñar un pozo estable es necesario realizar un estudio con variaciones de concentraciones de productos del fluido de perforación o alterar la trayectoria del pozo lo suficiente para limitar el ancho de una ruptura inicial a una cantidad aceptable y evitar el colapso del pozo. Algunos pozos pueden presentar ciertas rupturas con un ancho menor o igual a 60° como se observa en la figura 1-1 y esto produce una zona de falla o zona limitada, mientras que una ruptura con un ancho mayor o igual a 120° produce inestabilidad de pozo y derrumbes.

Figura 1

Representación graficas de condiciones de pozo



Adaptado de *Reservoir Geomechanics*, (pág. 319), 1 ed. Cambridge: Cambridge University, 2007.

2.1.2. Química de Arcillas

Los ingenieros de lodo tratan con la química todos los días. La química es el estudio de la materia, incluyendo su composición, sus propiedades y su transformación o reacción con otras sustancias (reacciones químicas). (Gómez & Moromenacho, 2015)

Una comprensión total de las arcillas puede ser la herramienta más valiosa para el ingeniero de fluidos de perforación. Las arcillas pueden añadirse intencionalmente, como la bentonita, o pueden también entrar en el fluido de perforación como un contaminante principal, a través de la dispersión de los sólidos de perforación. En cualesquiera de los casos, éstas se vuelven una parte activa del sistema. Por tal razón, es necesario entender la química básica de las arcillas para controlar adecuadamente los fluidos base agua. La química de las arcillas es también importante con relación a las interacciones entre los fluidos base agua y las pizarras que afectan la estabilidad del pozo.

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

En la industria de los fluidos de perforación, se utilizan algunos minerales de arcillas como la esmectita (componente principal de la bentonita), para proporcionar viscosidad, estructura de gel y control de pérdida de fluidos. Inevitablemente, las arcillas de las formaciones son incorporadas al sistema de fluido durante las operaciones de perforación y pueden causar varios problemas. Así, los minerales de arcilla pueden ser benéficos o dañinos al sistema de fluidos.

Existe gran número de minerales de arcillas, pero aquéllos con los que estamos involucrados en los fluidos de perforación se clasifican en tres tipos:

1. Arcillas en forma de agujas.
2. Arcillas no hinchables
3. Arcillas altamente hinchables

Las arcillas en forma de agujas, que no se hinchan, como la atapulgita o sepiolita. Se cree que la forma de las partículas es la responsable en la habilidad de la arcilla para fabricar viscosidad.

El tamaño del fino cristal natural y la forma de aguja causan que ésta fabrique una estructura de “escobilla” en suspensión y, por tanto, exhibe alta estabilidad coloidal aun en presencia de alta concentración de electrolito. Por esta característica, y la falta de hinchazón, estas arcillas presentan un control de filtración muy deficiente. Por tal razón, la atapulgita es principalmente utilizada como un constructor de viscosidad en los lodos de agua salada y la sepiolita se usa más como un viscosificador suplementario para los fluidos de alta temperatura y geotérmicos.

Las arcillas no hinchables son el tipo de las arcillas no hinchables (o ligeramente hinchables), con forma de placa: y que son: illita, clorita y kaolinita. Las arcillas altamente hinchables aquí vamos a encontrar las montmorillonitas altamente hinchables, con forma de placa. (Grimaldo & López, 2019)

Como vemos en el segundo y tercer tipo; se trata de minerales de arcilla que se encuentran en las pizarras de formación, con el siguiente orden, en cantidades decrecientes: (1) illita, (2) clorita, (3) montmorillonita y (4) kaolinita. (Grimaldo & López, 2019)

Debido a que estas arcillas están presentes en las formaciones perforadas, se encuentran dispersas en el sistema de fluido de perforación en cantidades variables. La montmorillonita en las pizarras es usualmente la montmorillonita de calcio que está en equilibrio con el agua de formación, rica en calcio. (Grimaldo & López, 2019)

Normalmente, la montmorillonita de sodio (bentonita) es también añadida a un lodo para aumentar la viscosidad y reducir la pérdida de fluido. La filtración y propiedades reológicas del lodo se convierten en una función de las cantidades de varias arcillas contenidas en el lodo, ya que la montmorillonita es intencionalmente añadida a un lodo para controlar estas propiedades, los otros tipos de arcilla pueden considerarse contaminantes, ya que no son tan efectivas como la arcilla comercial. (México, Secretaria de Minería, 2017)

2.1.3. Propiedades Fisicoquímica

En la mayoría de las áreas, las arcillas comerciales (bentonitas) son añadidas al agua cuando se prepara un fluido de perforación con base agua. Como ya vimos, las arcillas sirven para un doble propósito: 1 para dar viscosidad al fluido de perforación, y 2 para depositar una costra filtro (enjarre) que sellará las formaciones permeables y limitará las pérdidas de filtración, además de prevenir tuberías pegadas.

Los fluidos de perforación base agua preparados con arcilla, que tienen agua como la fase líquida continua, contienen ciertos materiales que se mantienen en suspensión y otros que están disueltos. En algunas áreas, la perforación se efectúa iniciando con agua y permitiendo que los sólidos de perforación sean incorporados, lo que resulta en propiedades suficientes para permitir que el pozo sea perforado. En otras situaciones, cuando no se añaden arcillas a la fórmula, se utilizan los sistemas con base de polímeros.

Según el Manual de fluidos de Perforación MI SWACO, (2014): “Debido a sus pequeños tamaños de partículas, las arcillas y los minerales arcillosos son analizados con técnicas especiales tales como la difracción de rayos X, la absorción infrarroja y la microscopía electrónica.”

La Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC), la absorción de agua y el área superficial son algunas de las propiedades de los minerales arcillosos que suelen ser determinadas para lograr una mejor caracterización de los minerales arcillosos y minimizar los problemas de perforación.

2.1.4. La Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC)

Se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede absorber, es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral (Orbe, 2009)

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). (Manual de fluidos de Perforacion MI SWACO, 2014)

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/100 g, y la CEC de las kaolinitas es de aproximadamente 3 a 10 meq/100 g de arcilla. (Manual de fluidos de Perforacion MI SWACO, 2014)

La cantidad de iones de carga positiva (cationes) que puede admitir un mineral de arcilla o un material similar en su superficie de carga negativa, expresada como mili-ion equivalente por 100 g, o más comúnmente como miliequivalente (meq) por 100 g. Las arcillas son aluminosilicatos en los cuales parte de los iones de silicio y aluminio han sido reemplazados por elementos con una valencia, o carga, diferente.

Por ejemplo, el aluminio (Al^{+++}) puede ser reemplazado por hierro (Fe^{++}) o magnesio (Mg^{++}), lo que produce una carga negativa neta. Esta carga atrae los cationes cuando la arcilla se sumerge en un electrolito, tal como agua salada, y genera una doble capa eléctrica. La capacidad de intercambio catiónico (CEC) se expresa a menudo en términos de su contribución por unidad de volumen de poros, Q_v .

En la evaluación de formaciones, lo importante es la contribución de los sitios de intercambio catiónico a las propiedades eléctricas de la formación. Para medir la CEC en el laboratorio, se utilizan varias técnicas, tales como la química por vía húmeda, la salinidad múltiple y el potencial de membrana.

Los métodos químicos por vía húmeda, tales como la titulación conductimétrica, usualmente conllevan la destrucción o la alteración de la roca. Aunque más rápidos y simples de ejecutar, son menos representativos de las propiedades eléctricas en sitio. Los métodos de salinidad múltiple y potencial de membrana son mediciones más directas del efecto del CEC sobre la resistividad de las formaciones y el potencial espontáneo.

2.1.4.1. Capacidad de Adsorción.

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 interlaminaar (esmeclitas) o en los canales estructurales. (Orbe, 2009)

2.1.4.2. Área Superficial.

Se define como el área de superficie externa más el área de la superficie interna de las partículas constituyentes, por unidad de masa, expresada en m²/g. (Orbe, 2009)

2.1.5. Problemas de Perforación en Lutitas

Según Ramírez la inestabilidad de pozo es una condición indeseable en un intervalo de hueco abierto, la cual no mantiene su diámetro, forma e integridad estructural. Se genera durante la perforación de un pozo, al alterar el estado de esfuerzos que presenta una formación de manera natural, generando un desequilibrio, sin embargo, este es compensado con el fluido de perforación que ejerce la presión necesaria en las paredes del pozo para mantenerlo en las condiciones planeadas compensando los esfuerzos que regían la roca antes de ser perforada. La presencia y gravedad de la inestabilidad del pozo dependen principalmente del régimen de esfuerzos al que está sometida la formación, la composición y las propiedades mecánicas de la roca perforada, así como las propiedades del sistema de lodo y la presión hidrostática que actúan sobre la cara del pozo. (Ramírez, 2017)

La inestabilidad de pozo acarrea varios problemas durante el proceso de perforación, así como a lo largo de la vida productiva del pozo. Las causas de este tipo de problemas, Según Islam y Hossain, se pueden clasificar en: fallas mecánicas causadas por los esfuerzos in-situ, erosión causada por la circulación del fluido o efectos químicos que surgen del daño durante la interacción roca-fluido. (Islam, 2019)

Debido a esto es necesario prevenir y remediar estas causas para evitar los problemas relacionados con la inestabilidad mecánica de pozo. Así mismo, se puede generar inestabilidad por efectos térmicos, Rafierrpour, Ghotbi y Pishvie, desarrollan un estudio sobre el efecto del gradiente de temperatura en la estabilidad de pozo, y encuentran que entre mayor sea la temperatura de la formación (gradiente de temperatura negativo) se generarán mayores problemas de inestabilidad, atribuidos a la termo-ósmosis del agua y a las expansiones roca-fluido dadas por efectos térmicos. (Gómez & Moromenacho, 2015)

De acuerdo con el Manual de fluidos de Perforación MI SWACO (2014) la inestabilidad de las lutitas puede ser el resultado de los siguientes factores, a continuación:

- **Problemas “mecánicos”:**
 1. Esfuerzos del suelo
 2. Presión de poro
 3. Anisotropía (e.g. estratificación)
 4. Fracturas (naturales o inducidas por la perforación)
 5. Invasión de filtrado (penetración de los poros)

- **Problemas “químicos”:**
 1. Interacciones químicas entre los minerales de la lutita y el filtrado del lodo.

2.1.6. Consecuencia de la Inestabilidad de las Lutitas

La perforación de un pozo cilíndrico y la penetración de fluidos de perforación en la formación causan fenómenos físicos y químicos que afectan la estabilidad del pozo que está siendo perforado, es por ello que se estudian dichos fenómenos para buscar la forma de compensar algún tipo de alteraciones de las propiedades in situ. (Instituto Americano del Petróleo, 2014)

Al ser introducidos fluidos extraños a la formación se genera una alteración de la presión de poro, creando una presión elevada y localizada, una reducción de la fuerza de cohesión de la formación que depende básicamente de la interacción del fluido con la matriz de la formación, así como cambios de las fuerzas capilares, es por ello que debe realizarse un estudio previo de las condiciones mecánicas del hoyo, para poder determinar así que tipo de fluido pueden introducirse en él. (Gómez & Moromenacho, 2015)

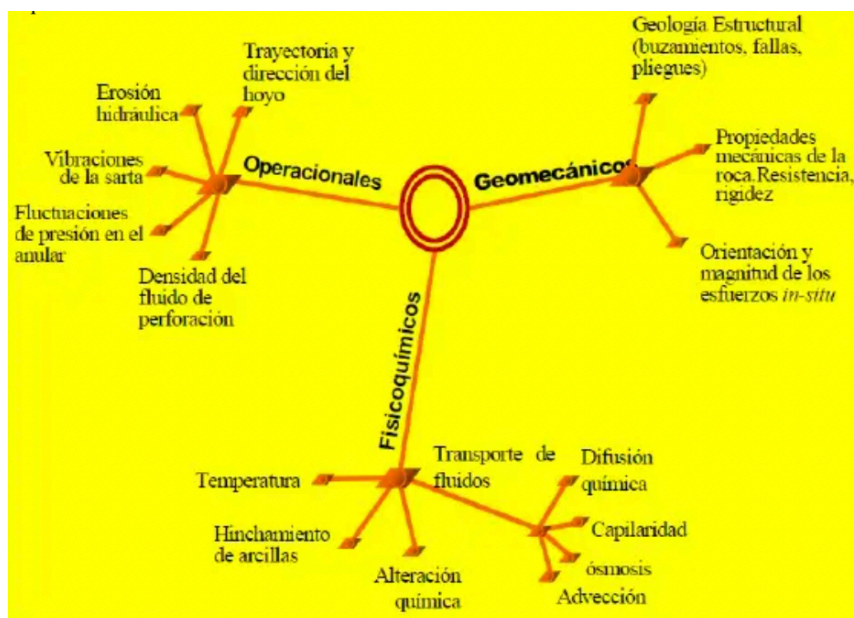
Cuando la estabilidad de un pozo es afectada se producen fenómenos físicos como fracturamiento de la roca, cizallamiento, deformación plástica y pérdida de fluido que pueden generar un colapso o derrumbe del hoyo, es por ello que a partir del cálculo de los esfuerzos in situ, resistencia de la roca y criterio de fracturamiento bidimensional se pretenden calcular los límites inferiores y superiores del peso del lodo de perforación necesario para que estos fenómenos no ocurran. (Nesbitt, 1985)

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

En la estabilidad de hoyo las formaciones en toda su litología exhiben inestabilidad de tres maneras básicas, una relacionada a la fisicoquímica, otra a la geomecánica y otra a las prácticas operacionales.

Figura 2

Enfoque integrado para estabilidad de Lutitas



Adaptado de *Influencia que causa la inestabilidad de la roca en el proceso de Perforación*, (pág..2), por Ramírez, 2001.

A continuación, el Manual de fluidos de Perforacion MI SWACO (2014) detalla diferentes consecuencias presentes al perforar formaciones inestables.

- **Cierre del pozo**

1. Ensanchamiento.
2. Tubería atascada (en formaciones móviles).
3. Revestimiento atascado.
4. Dificultades de registro.

- **Ampliación del pozo**

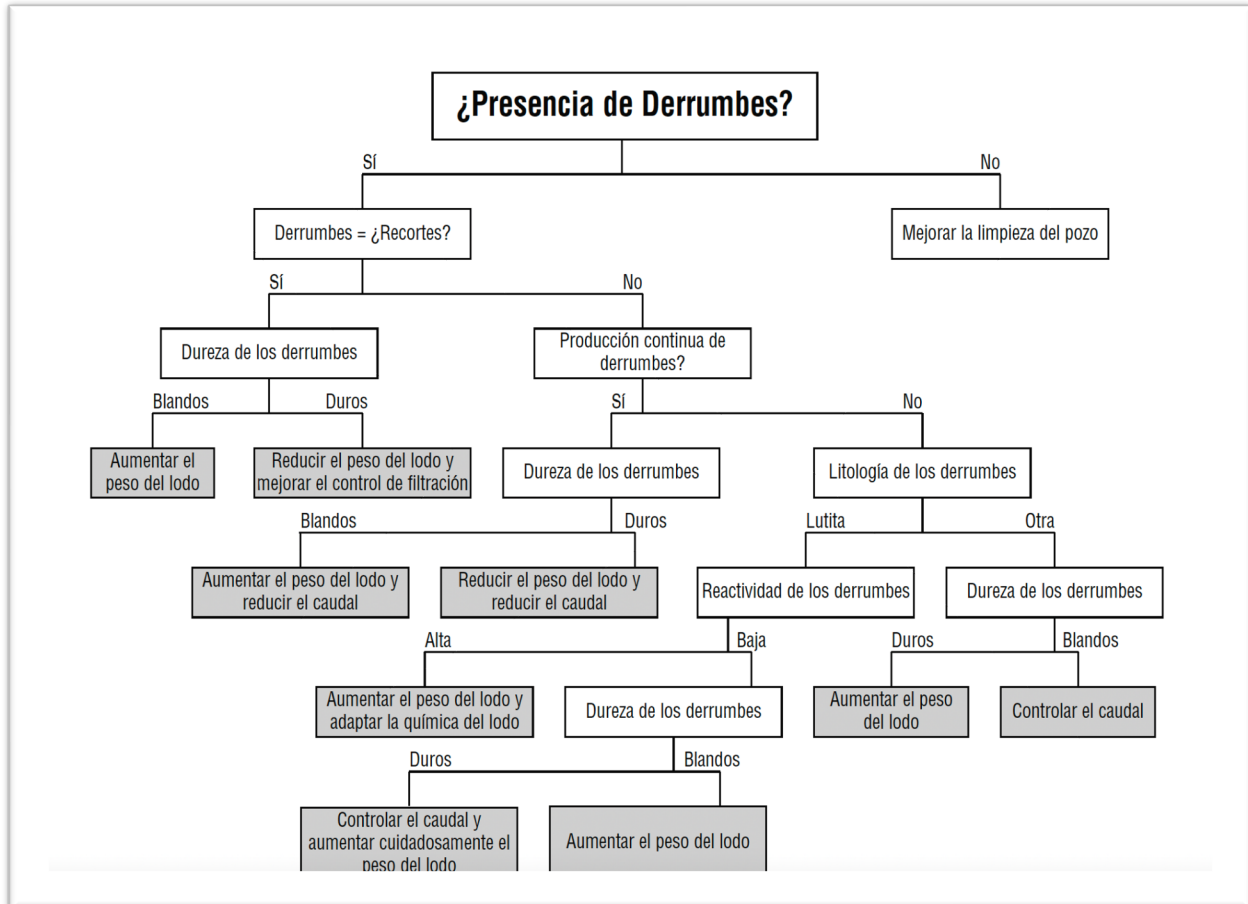
1. Tubería atascada debido a derrumbes del pozo
2. Limpieza defectuosa del pozo
3. Pérdida de control direccional
4. Trabajos de cemento de baja calidad
5. Dificultades con los registros
6. Datos de registro de baja calidad

El mantenimiento de la estabilidad del pozo durante la perforación de secciones de lutita puede ser especialmente problemático. Soluciones simples no siempre están disponibles, pero las buenas prácticas de perforación, unidas a buenas prácticas de lodo, producen generalmente resultados exitosos. El análisis de las relaciones entre los esfuerzos mecánicos y las reacciones a estos esfuerzos ha contribuido al desarrollo de requisitos apropiados de densidad para la estabilidad del pozo.

Es recomendable generar un árbol de decisión u organigrama, como el que está ilustrado en la Figura 3 para la evaluación de la causa de derrumbes excesivos, proporciona una trayectoria lógica para la identificación del mecanismo y una solución cualitativa.

Figura 3

Árbol de decisión para derrumbes de lutitas



Adaptado de (Manual de fluidos de Perforacion MI SWACO, 2014).

2.2. Pruebas de laboratorio

2.2.1. Prueba de dispersión

La prueba es usada para evaluar la tendencia de dispersión de los cortes en contacto con los fluidos de perforación. Se utilizan muestras de 10 g de cortes que son tamizados a través de una malla 10 y retenidos en una malla 20. La mezcla es rolada durante 16 hs (someter la muestra a condiciones de fondo de pozo) y tamizada a través de una malla 80. Se deseca lo tamizado a 100 °C durante 2 hs y se registra el peso.

Procedimiento:

- Colecte los cortes de perforación secos.
- Pese 10- 20 gramos de cortes de perforación de la formación (muestra tomada de VILLANO) y que sean tamizados a través de una Malla # 10 y retenidos en una Malla # 20.
- Adicione los 10-20 gramos de cortes tamizados a un barril equivalente de lodo de perforación.
- Coloque el lodo y los cortes adicionados en el horno de rolado por 16 Horas a una temperatura de 150 ° F.
- Después del añejamiento, permita que las celdas alcancen la temperatura ambiente y tamice el contenido de cortes no disperso y lodo a través de una malla # 80, lave la malla utilizando agua deonizada
- Coloque los cortes colectados en la Malla # 80 a secar en el horno durante 2 horas a una temperatura de 100 °C.

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

- Saque los cortes del horno y colóquelos en el desecador por 2 horas adicionales.
- Reporte la cantidad de cortes retenidos en las mallas.
- Según el rango de porcentaje de recobro se puede definir el resultado de la prueba de la siguiente manera:

Tabla 1

Porcentaje de recobro

Recobro (%)	90-100 EXCELENTE
	80-89 ACEPTABLE
	< 80 NO ACEPTABLE

2.2.2. *Hinchamiento lineal*

Es una metodología efectiva para examinar la interacción entre los fluidos a base de agua y la muestra de minerales con contenido de arcilla reactivas, bajo condiciones simuladas con el fluido en movimiento.

La prueba está diseñada para determinar la hidratación de las arcillas mediante la medición en el tiempo del incremento en altura de una pastilla de arcilla compactada a 2000 PSI para simular la compresibilidad de la formación en el yacimiento.

2.2.2.1. **Materiales.**

- Compactador de Pastillas
- Medidor de hinchamiento/ Hidratación de arcillas (Expansión Lineal).

2.2.2.2. Elaboración de Pastillas

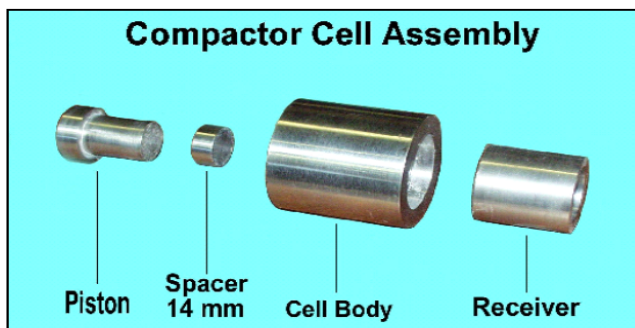
- Pesar 10 gramos de muestra, puede ser cortes de perforación o núcleo, tamizado a través de Malla 200.

Nota: La muestra debe ser seca, en caso de recibir una muestra húmeda esta debe ser secada en el horno a 120°F por al menos 6 horas.

- Realizar el arme de la celda del compactador en el siguiente orden: Receptor, Cuerpo de la celda, espaciador y pistón.

Figura 4

Celda del compactador

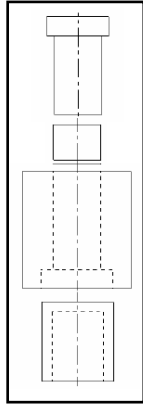


Adaptado de Prueba de Hinchamiento lineal por Shlumberger -Mi Swaco, 2022

- Coloque el receptor por su lado cerrado, en el cuerpo de la celda por su extremo con la abertura más grande.
- Invierta la posición, coloque la muestra con cuidado por el otro extremo del cuerpo de la celda.

Figura 5

Cuerpo de la celda



Adaptado de Prueba de Hinchamiento lineal por Shlumberger -Mi Swaco, 2022

- Inserte lentamente el espaciador para evitar levantar el polvo y tener pérdida de la muestra.
- Coloque el pistón de forma que quede sobre el espaciador.
- Coloque la celda ya armada en un pedestal del compactador con el lado del pistón hacia la parte superior y cierre la puerta de plástico.
- Para aplicar la presión a la celda se debe colocar la perilla del compactador en ON.
- Cierre la válvula de la bomba manual, girándola en sentido de las manecillas del reloj.
- Iniciar aplicar la presión de manera que el pedestal con la celda empiece a subir. Continuar aplicando presión hasta alcanzar una presión de 10000 psi. Mantener esta presión por al menos 1 hora.
- Cuando pase 1 hora, abra la válvula de la bomba girándola en sentido contrario a las manecillas del reloj para liberar la presión. Los manómetros deben llegar a cero.

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

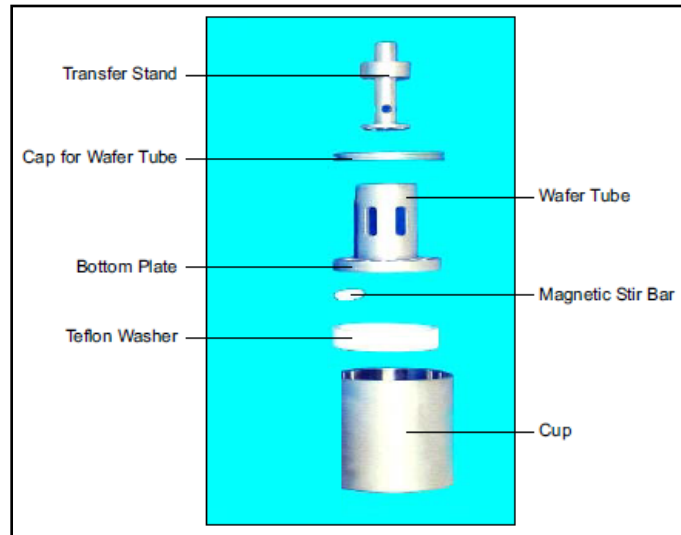
- Retire las celdas del compactador y coloque las perillas en OFF
- Retire el receptor del cuerpo de la celda, inviértalo y vuelva a colocarlo en el mismo lugar por su lado abierto.
- Retire el pistón y coloque el segundo espaciador y vuelva a colocar el pistón.
- Colocar la celda con el nuevo ensamble sobre el pedestal del compactador con el pistón hacia la arriba.
- Cierre la válvula de bomba y aplique presión para desplazar la pastilla hacia el receptor.
- Mantener las pastillas en el desecador durante un mínimo de 2 horas y un máximo de 12 horas antes de usarse.

Nota: Estos procedimientos son requeridos para generar la pastilla comprimida a partir de los ripios de perforación.

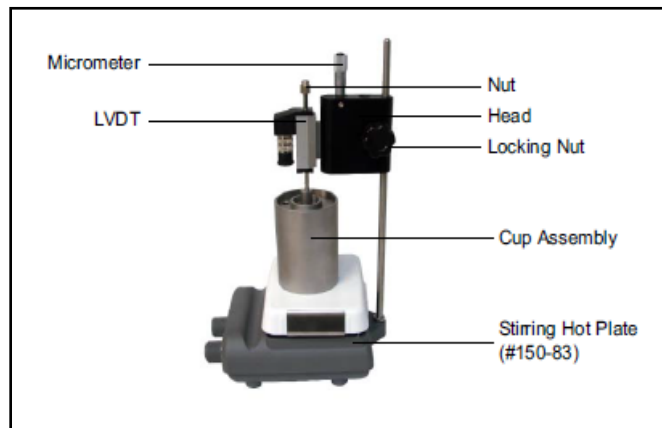
2.2.2.3. Evaluación de hinchamiento lineal.

- Inicie el software del equipo dando doble click sobre el icono que aparece en el escritorio del computador del equipo (Software Hinchamiento Lineal by M-I SWACO).
- Ensamble la celda como se muestra en la figura. Incluida dos mallas.

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.



- Coloque la celda armada debajo del micrómetro, de click al botón “Zero/ Start/ Stop” en la pantalla principal hasta que aparezca una nueva ventana.



- Introduzca los datos en los espacios de “Test Names” y “Comments”. Seleccione “Zero” en todas las celdas que se usaran. Cuando finalice de registrar los datos, de click en el botón “Apply”.
- Retire la celda, saque el stand de transferencia, la tapa del tubo de la pastilla y una malla.

- Introduzca la pastilla en el tubo, quedando sobre una de las mallas, introduzca la segunda malla y vuelva a colocar el stand de transferencia.
- Coloque nuevamente el ensamble de la celda debajo del micrómetro. De click para seleccionar “Start” para cada celda a utilizar y después seleccione “Apply” para empezar la prueba.
- Adicione 150 ml de fluido bajo prueba por el orificio de la tapa del tubo de la pastilla. El fluido estará en contacto con la cara superior e inferior.
- De clic en “OK” para regresar a la pantalla principal.
- Realice la prueba por un tiempo de 20 horas.
- Reporte la gráfica de la curva del porcentaje de expansión lineal contra el tiempo.
- Cuando la prueba termine, en la pantalla principal, de click en el botón “Stop”. Después de clic sobre el botón “Apply”. Este Software “Hinchamiento Lineal by M-I SWACO” permitirá generar las graficas de hinchamiento lineal al cual están sometidas las pastillas en contacto con el fluido de perforación.

2.2.3. Prueba de lubricidad,

La prueba de lubricidad consiste en colocar una muestra líquida, en la copa del equipo y registrar el torque que se produce a 60 rpm y 150 libras-pulgadas entre dos superficies metálicas. El primer fluido que se somete a la prueba es agua destilada y el valor de torque que indique sirve como referencia para comparación. La comparación del torque se hace frente al torque generado por un fluido de perforación al cual se han agregado lubricantes.

2.2.3.1. Procedimiento

La prueba de lubricidad solo debe realizarse cuando la unidad se haya calibrado correctamente con agua desionizada y da una lectura de coeficiente de fricción de 34 ± 2 .

1. Limpie el anillo de prueba de lubricidad (#111-02-01 con una superficie exterior plana) y el bloque de prueba de lubricidad (#111-08-01 con una ranura cóncava en un lado) con un limpiador como acetona y enjuague ambos a fondo con agua desionizada. Todas las partes de la máquina en el área de muestra (soporte del bloque y eje) debe estar completamente limpio antes de comenzar una prueba. No toque las áreas de contacto de metal con manos desnudas. Quitar el anillo del eje principal puede cambiar la alineación del contacto área con el bloque. Recomendamos quitar el anillo solo para reemplazarlo (junto con el bloque) o para cambiar entre las pruebas de lubricidad y presión extrema. El Coeficiente de Fricción para el agua es 34 ± 2 a 60 RPM y 150 pulgadas-libras. ya que no todas las estructuras metalúrgicas son las mismas ni el área de contacto entre las partes metálicas, se permite una variación de ± 2 . Al calcular el coeficiente de fricción, un factor de corrección de 34 dividido por la lectura del agua. Nunca se debe realizar una prueba si el Coeficiente de fricción para el agua está fuera de este rango.
2. Coloque el anillo de prueba de lubricidad en ángulo recto sobre el parte del eje principal. Asegure la tuerca de retención del anillo de prueba con una llave de 15/16". el anillo se asienta directamente sobre el cono del eje.
3. Encienda la alimentación y deje que la máquina funcione durante aproximadamente 15 minutos.

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

4. Coloque el bloque de prueba de lubricidad en el soporte del bloque con el cóncavo lado hacia afuera del eje de torsión. No permita que el anillo y el bloque entren en contacto.
5. Establezca la velocidad del motor en 60 RPM.
6. Después de que la unidad haya estado funcionando durante 15 minutos, ponga a cero la lectura de torsión. Ejecutar la unidad aproximadamente 5 minutos más y poner a cero el torque nuevamente si es necesario.
7. Llene el recipiente para muestras de acero inoxidable con el líquido de prueba (260 - 280 ml) y colóquelo en el soporte para tazas más bajo. Levante el portavasos hasta que el anillo de prueba, el bloque de prueba y el soporte del bloque estén completamente sumergido. Apriete el tornillo de mariposa para asegurar el soporte para tazas.
8. Cero la lectura de torque.
9. Coloque el brazo de torsión de modo que encaje dentro de la parte cóncava de la abrazadera del brazo de torsión. Verifique que el bloque de prueba no se haya caído del soporte y esté en la parte inferior de la Copa.
10. Gire la manija de ajuste de torsión en el sentido de las agujas del reloj hasta que en el indicador de torsión en el brazo indique 150 libras por pulgada. No aplique torsión al anillo de prueba a menos que esté sumergido en líquido.
11. Cero el tiempo.
12. Deje que la máquina funcione durante 5 minutos y luego registre la lectura de torque.
Liberar el par en el brazo.
13. Ajuste la velocidad del motor de nuevo a cero (0).

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.




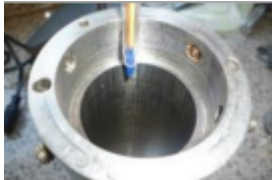
14. Baje el soporte para tazas y deseche el líquido. Limpie a fondo cualquier resto de líquido de la copa de muestra, bloque, soporte de bloque y anillo de prueba.

2.2.4. Prueba PPT






Es una prueba que utiliza discos de aloxita o metal, de diferentes tamaños de fracturas, se busca simular las condiciones de fondo de presión para determinar el material que mejor selle la fractura realizada en el disco de aloxita esperando que no arroje filtrado.

Tabla 2





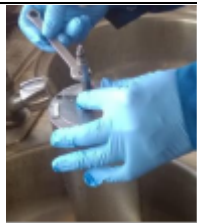
Proceso para el PPT

1. Precalentar la chaqueta hasta una temperatura de 150°F.	
2. Sumergir la cerámica en agua durante diez minutos.	
3. Verificar que todos los o'rings se encuentren en buen estado.	
4. Colocar el o'ring en la parte inferior de la chaqueta antes de colocar la tapa con malla.	







EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

<p>5. Colocar la grasa (Dowcorning) alrededor del o'ring</p>	
<p>6. La primera tapa que se coloca es la tapa con malla que debe tener un o'ring con grasa y va ubicada en el extremo con menor distancia.</p>	
<p>7. Asegurar con los prisioneros y ajustarlos en forma de cruz.</p>	
<p>8. Una vez ajustada la tapa girar la celda.</p>	
<p>9. Colocar los o'ring en el pistón y engrasarlos con la grasa Dowcorning.</p>	
<p>10. Verificar la temperatura de la chaqueta 150°F.</p>	








EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

<p>11. Con la “T” empujar el pistón hacia el fondo y regresarlo a superficie para asegurarse que contenga la cantidad necesaria de grasa.</p>	
<p>Nota: Si no se desliza fácilmente añadir mayor cantidad de grasa y repetir la operación cuantas veces sea necesario tomar en cuenta que el pistón debe quedar en el fondo de la celda.</p>	
<p>12. Colocar el o’ring con grasa dentro la chaqueta</p>	
<p>13. Colocar el lodo y posteriormente la cerámica.</p>	
<p>14. Colocar la tapa ranurada en el tope de la celda, asegurar en cruz.</p>	
<p>15. Enroscar la válvula superior para introducir con facilidad la celda en la chaqueta.</p>	





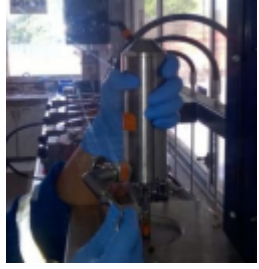

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

<p>16. Mantener cerrada la válvula hasta terminar el ensamblaje.</p>	
<p>17. Colocar un termómetro en la celda y esperar que llegue a 150°F.</p>	
<p>Nota: La válvula SUPERIOR cierra a la izquierda y abre a la derecha.</p>	
<p>18. Colocar la válvula que tiene salida para la bomba hidráulica inferior y enroscarla.</p>	
<p>19. Cerrar válvula inferior (derecha) y acoplar la bomba hidráulica.</p>	
<p>20. En la parte superior de la celda colocar el recipiente de filtrado y asegurarlo con un pin.</p>	
<p>21. Colocar el regulador de presión superior sobre el recipiente de filtrado y asegurarlo con un pin.</p>	







EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

<p>22. Abrir la válvula superior de la celda ¼ de vuelta y suministrar 200 PSI de presión.</p>	
<p>23. Abrir la válvula inferior la celda ¼ de vuelta y suministrar 1200 PSI de presión con la bomba hidráulica.</p>	
<p>24. Mientras se suministra la presión de la bomba chequear la presión de la parte superior debe mantenerse en 200PSI. (máximo 300 PSI)</p>	
<p>25. Luego de un minuto de generar la contrapresión abrir la válvula del recolector de filtrado y obtener el spurt loss.</p>	
<p>26. Tomar los filtrados en tiempo acumulativo de la siguiente manera: 2.5, 7.5, 15, 25 y 30 minutos, en cada recolección de filtrado estar pendiente de que las presiones se mantengan.</p>	
<p>Nota: Generalmente la presión en el sistema disminuye. Es necesario mantenerla en 1200 psi, operando la bomba hidráulica.</p>	
<p style="text-align: center;">Procedimiento de desfogue</p>	
<p>27. Una vez finalizada la prueba, desconectar la chaqueta calefactora.</p>	
<p>28. Abrir la válvula de la bomba hidráulica</p>	





EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

<p>29. Observar y asegurarse que la presión del manómetro de la bomba hidráulica baje hasta cero y cerrar la válvula inferior de la celda</p>	
<p>30. Descomprimir el regulador de presión (superior) girando en sentido contrario de las agujas de reloj.</p>	
<p>31. Abrir la válvula de desfogue de presión hasta observar que el manómetro de presión se encuentre en cero y también abrir la válvula del desfogue del recipiente de filtrado</p>	
<p>32. Cerrar la válvula superior de la celda y proceder a desmontar el regulador superior.</p>	
<p>33. Retirar el recipiente de filtrado.</p>	
<p>34. Retirar el acople de la bomba hidráulica.</p>	

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

<p>35. Desenroscar la válvula inferior (vástago inferior).</p>	
<p>36. Abrir la válvula superior de la celda para asegurar que toda la presión sea liberada esperar por 5 minutos.</p>	
<p>37. Cerrar la válvula superior de la celda y con mucho cuidado, utilizando guantes para altas temperatura retirar la celda con el vástago superior cerrado.</p>	
<p>38. Dejar que agua fría caiga en la celda para ir enfriando la celda.</p>	
<p>39. Con mucho cuidado ir desfogando la presión que se acumula en la celda mediante la manipulación de la válvula superior. Repetir el paso anterior las veces que sean necesarias hasta asegurarse que ya no hay presión en la celda.</p>	
<p>40. Una vez que ya se encuentra fría la celda, retirar el vástago completamente y darle la vuelta a la celda para retirar los prisioneros de la parte inferior, retirarlos de uno en uno completamente y si el último prisionero se pone duro o quiere salirse la tapa, quiere decir que todavía hay presión.</p>	

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

<p>41. Colocar la celda horizontalmente y que quede sumergida en el lavabo lleno de agua y una vez sumergido retirar el prisionero con mucho cuidado porque la tapa saldrá con poca presión hacia las paredes del lavabo.</p>	
<p>42. Vaciar el lodo que se tiene en la celda.</p>	
<p>43. Colocar la celda en posición vertical para retirar los prisioneros de la tapa superior, retirar la tapa con la ayuda del vástago y dejar que la cerámica caiga sobre su mano.</p>	
<p>44. Limpiar completamente el equipo, sacar los o-rings y limpiarlos completamente.</p>	
<p>45. Asegurarse de guardar todas las partes y piezas del equipo PPT en el case.</p>	

Nota: Adaptado de PPT Test por M-I SWACO Drilling Solutions / Ecuador

2.2.5. Dureza al humectar

La prueba Bulk Hardness (Dureza al humectar) se utiliza para determinar la efectividad del estabilizador de Lutitas, esta prueba mide el número de vueltas que da el brazo del equipo hasta alcanzar 250 lb-pulg de Torque. Se busca obtener un resultado de Torque vs Número de vueltas.

2.2.5.1. Procedimiento.

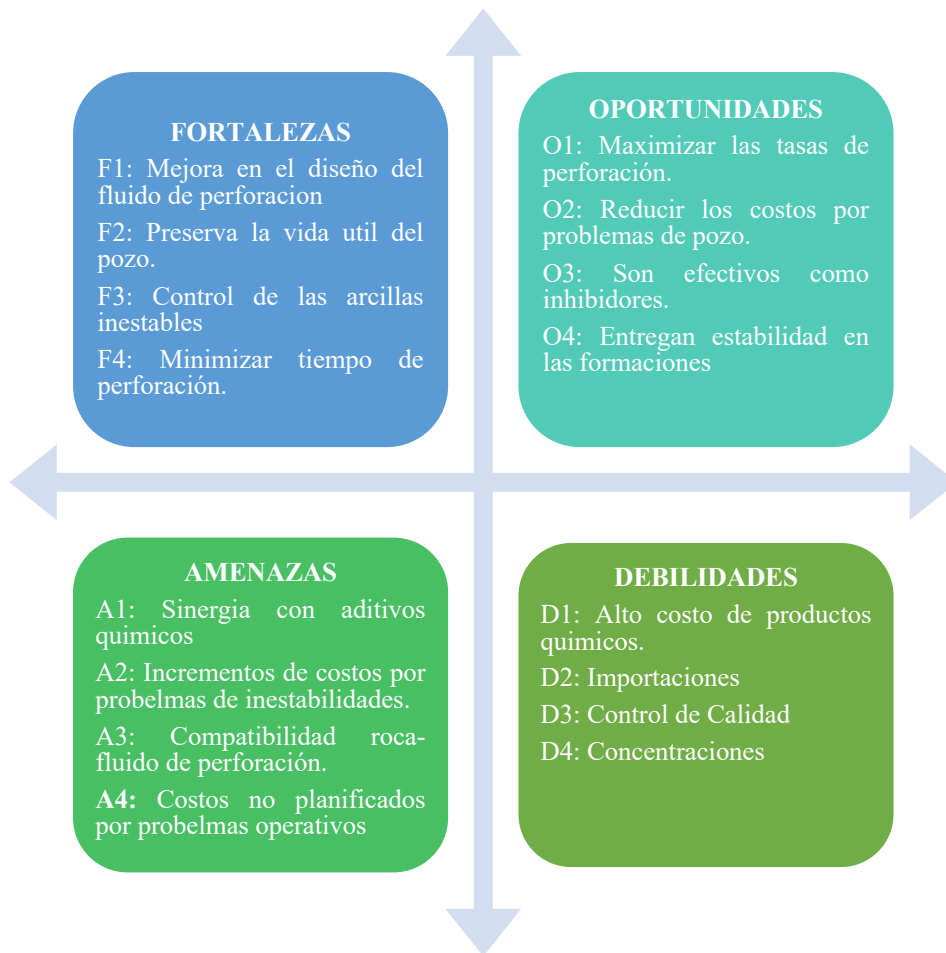
1. Colocar 30 gramos de Lutita seca en una celda de rolado con el lodo que se desea probar y rolar por 16 horas a 150 F.
2. Retirar la Lutita de la celda de rolado y pasarla a través de malla tamaño 20 realizando lavados con una solución de KCl 2%.
3. Colocar la Lutita en el equipo de Bulk Hardness en la primera celda y colocar el tapón blanco, el tapón metálico y el tornillo que contiene el sensor y brazo.
4. Iniciar la prueba girando el brazo, verificando siempre que el multímetro y el programa estén registrando el mismo valor, hasta alcanzar el torque de 225 lb-pulg que se lee en el medidor de torque del brazo del equipo.

3. Resultados

3.1. Diagnóstico situacional

Tabla 3

FODA de nuevo sistema de fluido de perforación de alto performance



Nota: Es importante mencionar respecto a las debilidades estas se pueden compensar con el ahorro en tiempos no productivos.

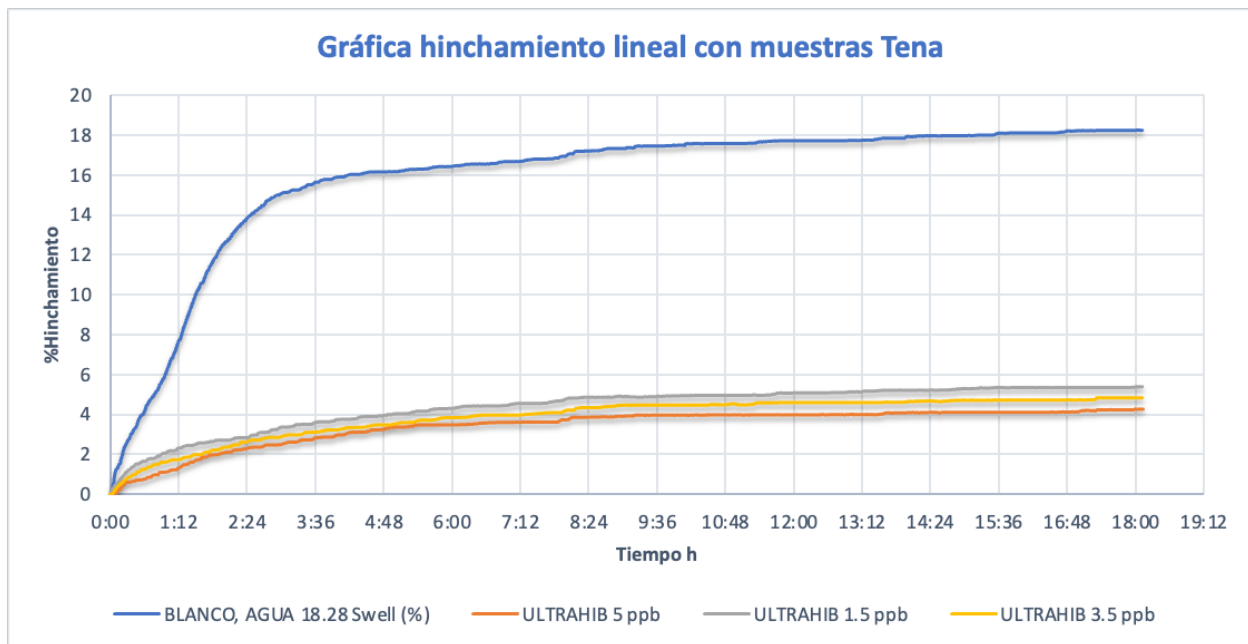
3.2. Pruebas

3.2.1. Hinchamiento

La prueba se realizó colocando simultáneamente en cuatro celdas cada una con diferentes formulaciones, utilizando las muestras de formación del pozo. Muestra: TENA y NAPO SHALE. Se inició la prueba simulando las condiciones del pozo, y luego de 24 horas expuesto al medidor de hinchamiento lineal se obtuvo la siguiente gráfica comparativa:

Figura 6

Gráfico hinchamiento lineal muestra Tena



EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

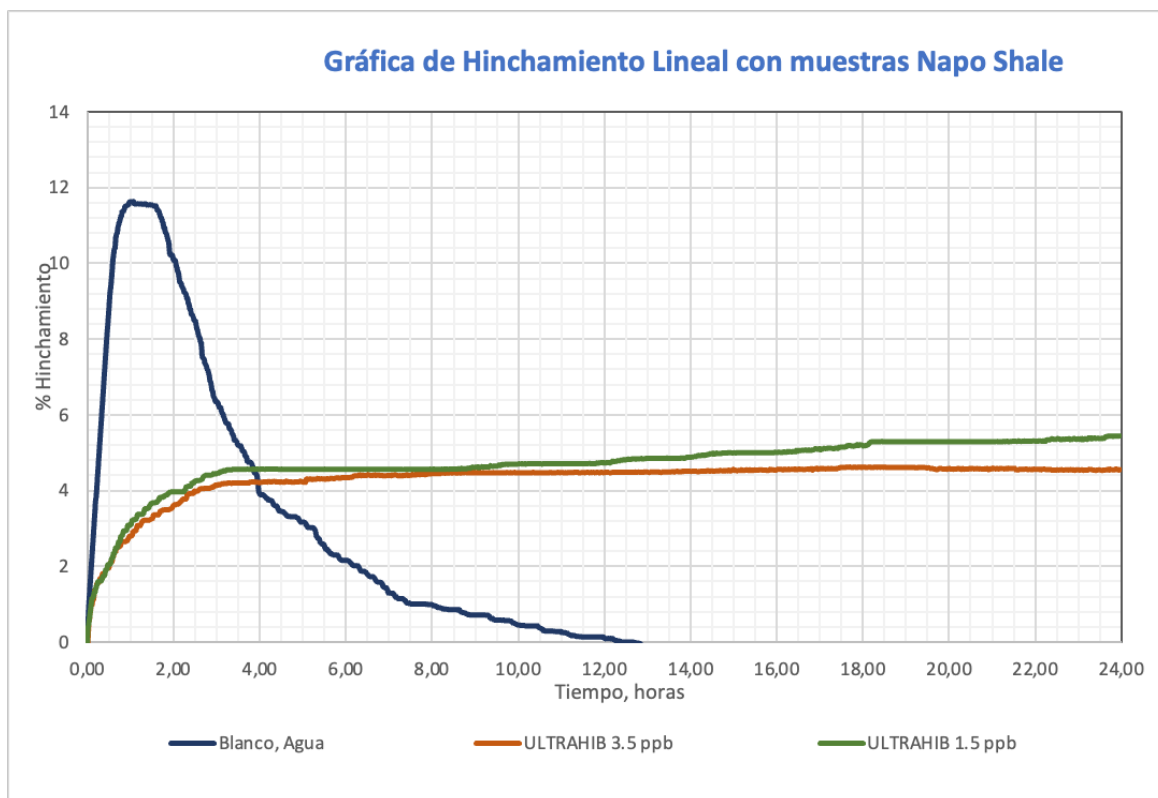
Tabla 4

Resultado del hinchamiento lineal muestra Tena

BLANCO, AGUA	ULTRAHIB 5 ppb + POROSEAL 2.5 ppb	ULTRAHIB 1.5 ppb + POROSEAL 2.5 ppb	ULTRAHIB 3.5 ppb+ POROSEAL 2.5 ppb				
% Swell Final	18.28	% Swell Final	4.27	% Swell Final	5.42	% Swell Final	4.86

Figura 7

Gráfico hinchamiento lineal muestra Napo Shale



EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

Tabla 5

Resultado del hinchamiento lineal muestra Tena

Blanco, Agua	ULTRAHIB 3.5 ppb + POROSEAL 2.5 ppb	ULTRAHIB 1.5 ppb + POROSEAL 2.5 ppb
% Swell Final	11.51	5.44

3.2.2. Lubricidad

Los resultados fueron los siguientes:

Producto	Concentración (ppb)		
	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 4
DUAL-FLO	3.5	3.5	3.5
ASPHASOL SUPREME	3.5	3.5	3.5
BARITE	para 13.6 ppg	para 13.6 ppg	para 13.6 ppg
Carbonato de Calcio B100	11.0	11.0	11.0
Carbonato de Calcio B325	9.0	9.0	9.0
CARBOSAN 1516	0.3	0.3	0.3
Caustic Soda	1.2	1.2	1.2
SIL-LUBE	3%	3%	3%
DUO-VIS	0.7	0.7	0.7
FLO-VIS PLUS	0.6	0.6	0.6
ULTRAHIB	3.5	3.5	3.5
POROSEAL	2.5%	2.5%	2.5%
POROSEAL PLUS	2.5%	2.5%	2.5%
SOLTEX	3.5	3.5	3.5
INTRALUBE	5	10	15
IDCAP D	0.5	0.5	0.5
POLYSEAL AL	1.5	1.5	1.5
RESINEX II	3.5	3.5	3.5
M-I GEL	5	5	5
MEDICIONES LUBRICIMETRO			
AGUA Torque (lb –pulgada)	35.9	34.4	32.0
LODO Torque (lb –pulgada)	18.8	16.7	14.2
Coeficiente de Fricción	0.1781	0.1651	0.1509

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.






3.2.3. Dureza al humectar

La prueba Bulk Hardness (Dureza al humectar) se utiliza para determinar la efectividad del estabilizador de Lutitas, esta prueba mide el número de vueltas que da el brazo del equipo hasta alcanzar 250 lb-pulg de Torque. Se busca obtener un resultado de Torque vs Número de vueltas. A continuación, se tienen dos fórmulas de fluidos de perforación para la prueba de dureza al humectar:

Tabla 6

Prueba de dureza

Muestra: CEC 10:40 gramos aproximadamente de muestra entre mallas 0.25 y 5 MESH

	Vueltas				
Fluido	Blanco	F1	F2	F3	F4
Numero de vueltas para 250 in.ln	16.75	12.0	11.5	11.5	11.25
					

3.2.4. Dispersión

La prueba es usada para evaluar la tendencia de dispersión de los cortes en contacto con los fluidos de perforación. Se utilizan muestras de 10 g de cortes que son tamizados a través de una malla 10 y retenidos en una malla 20. La mezcla es rollada durante 16 hs y tamizada a través de una malla 80. Se deseca lo tamizado a 100 °C durante 2 hs y se registra el peso. Los resultados son:

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

Tabla 7

Resultados del ensayo de dispersión

Muestra formulación Villano	Lodo sin	F2	F3	F4
26H 10760 ft	inhibidor			
Peso Inicial (g)	10.000	10.000	10.000	10.000
Peso final (g)	6.238	9.105	9.338	9.512
Dispersión (g)	3.762	0.895	0.662	0.4880
Recobro (%)	62.38	91.05	93.18	95.12
	90-100	90-100	90-100	90-100
	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente
Recobro (%)	80-89	80-89	80-89	80-89
	Aceptable	Aceptable	Aceptable	Aceptable
	< 80 No	< 80 No	< 80 No	< 80 No
	Aceptable	Aceptable	Aceptable	Aceptable
CEC lb/bbl	11	11	11	11

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

3.2.5. PPT

- Condiciones de la prueba:
 - PRESIÓN/TEMPERATURA:1000 PSI (Diferencial)/150 F
 - DISCO DE ALOXITA 10 micras

Figura 8

Fluido para Pluspetrol



EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

Tabla 9

Resultados de las formulaciones de la sección 8 ½”

		MUD PROPERTIES							
Sample From		F #1	F #1 ROLADO 16 HORAS	F #2	F #2 ROLADO 16 HORAS	F #3	F #3 ROLADO 16 HORAS	F #4	F #4 ROLADO 16 HORAS
Mud Weight	lb/gal	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6
Ø 600		104	98	113	94	130	105	124	98
Ø 300		74	70	83	68	91	74	88	70
Ø 200		61	58	67	54	77	60	72	58
Ø 100		44	42	48	39	55	43	52	42
Ø 6		14	12	14	12	16	12	15	12
Ø 3		11	9	11	9	13	9	12	9
10"/ 10 ' / 30'	lb/100ft ²	11/14	9/11	11/14	9/11	13/16	9/11	13/16	9/11
VP (Cp)	cP	30	28	30	26	39	31	36	28
YP (lb/ 100 ft ²)	lb/100ft ²	44	42	53	42	52	43	52	43
Filtrado (cc/ 30 min)	cc/30min	2.1	-----	1.9	-----	1.7	-----	1.5	-----
MBT	(lb/bbl)	3.75	-----	3,75	-----	3.75	-----	3.75	-----
pH		10.6	-----	10.5	-----	10.6	-----	10.6	-----
pf	Ml	1.8	-----	1.7	-----	1.8	-----	1.6	-----
Mf	Ml	4.9	-----	5.1	-----	5.0	-----	5.0	-----
Cloruros	(mg/L)	2800	-----	2900	-----	2700	-----	2800	-----
Dureza	(mg/L)	120	-----	120	-----	120	-----	120	-----
PPT @ 180F, Disco			-----		-----		-----		-----
20 micras									
Spurt loss	Ml	0.8	-----	0.8	-----	0.8	-----	0.8	-----
Filtrado total	Ml	8.6	-----	8.6	-----	8.6	-----	8.6	-----
Lubricidad	[Toque (lb-pulg)]	0.151	-----	0.151	-----	0.151	-----	0.151	-----

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

Tabla 10

Formulaciones de fluido de perforación

Formulación (lb/bbl)	F#11	F #12	F#13	F #14	F#15	F #16	F#17	F #18	F#19	F#20
DUAL-FLO	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
ASPAHASOL SUPREME	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	4
BARITE	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	14	14.5	13.6
CARB 100	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
CARB 325	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
CARBOSAN	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
CAUSTIC SODA	para pH 11.0	para pH 11.0	para pH 11.0	para pH 11.0	para pH 11.0	para pH 11.0	para pH 11.0	para pH 11.0	para pH 11.0	para pH 11.0
SIL-LUBE	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
DUO-VIS	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
FLO-VIS PLUS	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
ULTRAHIB	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.0	2.5	3.5	3.5	3.5
POROSEAL	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%
POROSEAL PLUS	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%
SOLTEX	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	4
INTRALUBE	15	15	15	15	10	10	10	15	15	15
IDCAP D	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
POLYSEAL AL	1.5	1.5	1.5	2	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
RESINEX II	3.5	4	4.5	3.5	3.5	3.5	3.5	4	4	4
M-I GEL	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

Tabla 11

Resultados de las formulaciones

Sample From		F #18	F #18 ROLADO 72 HORAS	F #19	F #19 ROLADO 72 HORAS	F #20	F #20 ROLADO 72 HORAS
		Mud Weight	lb/gal	14.0	14.0	14.5	14.5
Ø 600		108	95	130	114	140	121
Ø 300		74	67	90	79	97	84
Ø 200		58	52	70	62	76	65
Ø 100		36	37	50	42	55	44
Ø 6		12	11	15	13	16	15
Ø 3		11	9	12	11	13	12
10"/ 10 ' / 30'	lb/100ft ²	11/13	10/12	12/14	11/13	13/15	12/14
VP (Cp)	cP	34	28	40	35	43	37
YP (lb/ 100 ft ²)	lb/100ft ²	40	39	50	44	54	47
Filtrado (cc/ 30 min)	cc/30min	1.6	1.8	1.4	1.5	1.5	1.6
MBT	(lb/bbl)	5.00	3.75	3.75	3.75	3.75	3.75
pH		10.5	10.2	10.6	10	10.6	10.1
pf	MI	11/13	10/12	12/14	11/13	13/15	12/14
Mf	MI	4.0	3.8	5.1	4.8	5.2	5.0
Cloruros	(mg/L)	2400	2400	2600	2500	2600	2600
Dureza	(mg/L)	120	120	120	120	120	120
Lubricidad	[Toque (lb-pulg)]	0.1894	-----	0.1913	-----	0.1618	-----

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

3.3. Costo y cantidades utilizadas

De acuerdo con los resultados técnicos en el laboratorio se selecciona la formulación 4, con ello se procede a realizar el análisis presupuestal respectiva:

Tabla 12

Costos de la formulación F#4

Producto	Tamaño de la unidad	Nº unidades	Precio de Unidad USD	Total USD
DUAL-FLO	50 LB BG	3.5	188.45	659.58
ASPAHASOL SUPREME	50 LB BG	3.5	108.95	381.33
BARITE	1.5 MT BG	13.6	610.90	8308.24
CARB 100	25 KG BG	11	7.13	78.43
CARB 325	25 KG BG	9	6.91	62.19
CARBOSAN	25 LT CN	0.3	265.88	79.76
CAUSTIC SODA	25 KG BG	0	46.04	0.00
SIL-LUBE	55 GA DM	0.03	2679.07	80.37
DUO-VIS	25 KG BG	0.7	368.16	257.71
FLO-VIS PLUS	25 KG BG	0.6	690.23	414.14
ULTRAHIB	55 GA DM	3.5	1635.90	5725.65
POROSEAL	55 GA DM	0.025	1916.56	47.91
POROSEAL PLUS	55 GA DM	0.025	1851.20	46.28
INTRALUBE	300 KG BG	10	2361.68	23616.80
IDCAP D	25 KG BG	0.5	288.58	144.29
POLYSEAL AL	55 GA DM	1.5	1632.00	2448.00
RESINEX II	25 KG BG	3.5	176.41	617.44
M-I GEL	100 LB BG	5	32.00	160.00
				43128.1151

3.3.1. *Análisis de resultados de las formulaciones*

Con los resultados de las diferentes formulaciones realizadas con el agente estabilizador de Shale (POROSEAL/POROSEAL PLUS) en combinación con los diferentes aditivos del fluido de perforación se puede llegar a la conclusión que la formulación 4 con 2.5 ppb de POROSEAL/POROSEAL PLUS se obtienen los mejores resultados tanto en pruebas básicas como en pruebas especiales del fluido de perforación, lo cual garantizará un sello efectivo durante la perforación de Shale inestables.

Este nuevo diseño de fluido de perforación en base a su formulación generará un incremento del 10% adicional, al realizar un análisis comparativo el no aplicar este nuevo sistema de fluido de perforación puede incurrir en generar costos mayores en la etapa de perforación durante estas zonas (problemas de inestabilidad, empaquetamiento, pega de tubería, entre otras). En cuanto a los tiempos no productivos estos pueden generar un costo mucho mayor a la perforación causando perdidas de millones de dólares a la operadora en casos extremos la pérdida total del pozo ($\pm 10.000.000$ USD). Con la implementación de este nuevo sistema de fluido de perforación mediante el análisis costo beneficio, el excedente generado no representará un costo mayor hacia la operadora. Donde un fluido de perforación base tiene un costo aproximado de 28.000 USD vs el nuevo sistema con 43.128.11 USD. En este sentido el costo del fluido de perforación representa aproximadamente el 2% de costo total en caso de presentarse la pérdida del pozo por lo tanto no es un presupuesto elevado de inversión para la implementación del fluido

4. Conclusiones

- En las formulaciones para Tena se observa un hinchamiento lineal del 4.27% para la F#1 (ULTRAHIB 5 ppb + POROSEAL 2.5 ppb), 5.42% para la F#2 (ULTRAHIB 1.5 ppb POROSEAL 2.5 ppb) y 4.86% para la F#3 (ULTRAHIB 3.5 ppb POROSEAL 2.5 ppb), comparado con el hinchamiento lineal del agua del 18.28% se considera que la concentración de los inhibidores es aceptable; sin embargo, puede considerarse su aumento dependiendo de las condiciones operacionales del pozo.
- En las formulaciones para Napo Shale se observa un hinchamiento lineal del 4.54% para la F#1 (ULTRAHIB 3.5ppb + POROSEAL 2.5 ppb) y 5.44% para la F#2 (ULTRAHIB 1.5 ppb + POROSEAL 2.5 ppb), comparado con el hinchamiento lineal del agua del 11.51% se considera que la concentración de los inhibidores es aceptable; sin embargo, puede considerarse su aumento dependiendo de las condiciones operacionales del pozo.
- En lo referente a los resultados de lubricidad se observa una mejora significativa al incorporar 15 lb/bbl de INTRALUBE + POROSEAL 2.5 ppb a la formulación #4, disminuyendo el coeficiente de fricción de 0.1781 a 0.1509 al aumentar la concentración de INTRALUBE.
- La prueba de dureza al Humectar muestra buenos resultados al haber obtenido valores de numero de giros de entre 11-12 en la F1 a la F4, lo cual permite concluir que es la combinación óptima de asfaltos sulfonados para el objetivo de estabilización mecánica.

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

- En la prueba de dispersión se observa que los resultados son Excelentes de 91.05 para la F#2; 93.38% para la F#3 y 95.12% para la F#4, lo que indica que la concentración de inhibidores, estabilizadores mecánicos y encapsulantes es la adecuada.
- En la prueba de taponamiento de sello (PPT) de la sección de 8 ½”, se puede apreciar que la distribución de carbonatos ajustada para el fluido de perforación de 8.5 pulgadas mas la concentración de POROSEAL EN 2.5 ppb forma un buen revoque y el valor total de filtrado de 8.6 ml permitiendo lograr un buen sello.
- Con la formulación #4 seleccionada cumple con los parámetro técnicos y económicos para implementarlos con sistema de fluido de perforación en formaciones inestables Shale cuyo costo es de 43.128.11 USD.

5. Recomendaciones

- Al agregar el fluido en la celda del equipo PPT se debe de tener mucho cuidado de no ensuciar el o-ring de la celda con fluido, ya que en al instante de ingresar el disco de cerámica este no va a realizar un sello con él o-ring ocurriendo posiblemente una filtración inadecuada y con ello resultados erróneos en la prueba.
- Considerara que los equipos deben estar correctamente calibrados para realizar las pruebas con ello se evita datos o lecturas incorrectos. La calibración se debe tener mayor cuidado con los equipos electrónicos.
- Al realizar mediciones de pH en el fluido se debe tener cuidado que se este se encuentre a una temperatura ambiente y tomar datos correctos pues esta afecta en la medición.
- La elaboración de fluidos en el laboratorio debe someterse a un proceso de rolado a una temperatura de formación con el fin de simular el fluido en el fondo del pozo.
- En la prueba PPT en los cores se debe considerar que el disco de la formación es frágil y existe la posibilidad de quebrarse, admitiendo el paso libre de fluido tapando las válvulas del receptor de contrapresión.

Bibliografía

- Álvarez, S. (2021). *Evaluación Técnico Presupuestal de las Tecnologías de Perforación Radial y Multilateral para la perforación de un pozo en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio*. Monografía de Especialidad. Universidad Industrial de Santander. Obtenido de <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/34c66b07-86c8-4e27-aaaa-39f139db21b8/content>
- Duarte, D., Amorocho, M., & Charry, G. O. (2016). *Diseño de fluidos para contrarrestar el efecto de las interacciones roca/fluido y fluido/fluido en la productividad de pozo*. Bariloche: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Obtenido de https://www.iapg.org.ar/congresos/2016/produccion/presentaciones/Alerce/25_octubre/12.00/12.pdf
- Eusebio, F. (2018). *Optimización de fluidos de perforación base agua para shales*. Tesis de Doctorado. Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Obtenido de <https://ri.itba.edu.ar/server/api/core/bitstreams/92c413aa-8921-4bfb-9c1a-05e9ffa60e37/content>
- Frates, C., Garand, J., & Meyer, A. (2014). Sellado de fracturas: Avances del control de las pérdidas de circulación. *Oilfield Review*, 26(3). Recuperado el 26 de abril de 2022, de <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/1-sealing-spanish>
- Gómez, F., & Moromenacho, S. (2015). *Guía de Practicas de Fluidos de Perforación*. Quito. Obtenido de <https://1library.co/document/y4krv4rq-manual-de-fluidos-de-perforacion.html>

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

- Grimaldo, D., & López, M. (2019). *Análisis de indicadores y variables relacionadas a la inestabilidad mecánica de pozo para el control y seguimiento a las actividades de perforación en el campo Castilla*. Fundación Universidad de América. Obtenido de <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7660/1/5141898-2019-2-IP.pdf>
- Instituto Americano del Petróleo. (2014). *Manual de fluidos de perforación*. Energy API. Dallas. Recuperado el 26 de 4 de 2022, de https://www.academia.edu/33533772/MANUAL_DE_FLUIDOS_DE_PERFORACION_API_pdf
- Islam. (2019). *Fallas mecánicas del shale*. Mexico.
- Manual de fluidos de Perforacion MI SWACO*. (2014). Texas.
- México, Secretaria de Minería. (diciembre de 2017). *Perfil de mercado de la Bentonita*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/287791/Perfil_Bentonita_2017.pdf
- Nesbitt. (1985). *Shale Stabilization Principles*. SPE.
- Orbe, P. (2009). *Análisis de la inhibición de las arcillas reactivas y lutitas inestables de las formaciones Orteganza, Tiyuyacu, Tena y Napo (Shale) con fluidos base Amina en un campo del Oriente Ecuatoriano*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Pluspetrol. (2022). *Resultados de Campañas de Perforación (Campo Villano)*.
- Ramirez, R. (2017). *Cuaderno de apuntes de terminación y mantenimiento de pozos*. Universidad Nacional Autónoma de México., Mexico. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/14276/Apu>

EVALUACIÓN PRESUPUESTAL PARA LA APLICACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO PERFORMANCE.

ntes%20de%20terminaci%3%b3n%20y%20mantenimiento%20de%20pozos.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Schlumberger del Ecuador S.A. (2022). *Reporte Torres Perforación*. Obtenido de Schlumberger del Ecuador S.A: <https://www.aihe.org.ec/2019/04/12/reportes-torres-de-perforacion/>

Schlumberger . (2022). *Oilfield Glossary en Español*. Obtenido de Schlumberger Glossary: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/i/interfacial_tension

Villano. (2021). *Programa de Perforación*. Quito: Compañía.

Zoback, M. D. (2004). Propiedades elásticas de las rocas. *SPE*, 319.