



Reforma, Chiapas
01 de Octubre de 2021

C. DANIEL IVÁN IGLESIAS RODRÍGUEZ

Pasante del Programa Educativo de: INGENIERÍA AMBIENTAL

Realizado el análisis y revisión correspondiente a su trabajo recepcional denominado:
METODOLOGÍA PARA ANALIZAR Y FORMULAR FLUIDOS DE PERFORACIÓN

BASE AGUA Y BASE ACEITE.

En la modalidad
de:

MEMORIA DE EXPERIENCIA PROFESIONAL

Nos permitimos hacer de su conocimiento que esta Comisión Revisora considera que dicho documento reúne los requisitos y méritos necesarios para que proceda a la impresión correspondiente, y de esta manera se encuentre en condiciones de proceder con el trámite que le permita sustentar su Examen Profesional.

ATENTAMENTE

Revisores

MTRO. JUAN LUIS ESCOBAR HERNÁNDEZ

MTRO. ORLANDO MIJANGOS HERNÁNDEZ

DR. SAUL LOPEZ AGUILAR

Firmas:

Ccp. Expediente

**UNIVERSIDAD DE CIENCIAS
Y ARTES DE CHIAPAS**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
SUBSEDE REFORMA**

**MEMORIA DE EXPERIENCIA
PROFESIONAL**

**METODOLOGÍA PARA ANALIZAR Y
FORMULAR FLUIDOS DE
PERFORACIÓN BASE AGUA Y BASE
ACEITE**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO AMBIENTAL**

PRESENTA:

**DANIEL IVÁN IGLESIAS
RODRÍGUEZ**



Reforma, Chiapas

Octubre de 2021

Agradecimientos

Agradezco a Dios que me ha dado la fortaleza, la capacidad, el conocimiento y la virtud de concluir esta importante etapa de mi vida.

Es para mí de gran importancia mencionar la gratitud que le debo a mi madre Mirna por haberme apoyado en todo y a la vez motivarme para seguir adelante en mi camino.

Le estoy muy agradecido a mi abuela Isaura que fue como una madre que siempre se preocupó y vio por mí para que yo me formara como una buena persona, con valores y virtudes; fue un gran apoyo para mí en tiempos difíciles.

A mi Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas que me formó académicamente, a los profesores que nos instruyeron a lo largo de esta carrera brindándonos sus conocimientos, su apoyo, así como su tiempo, siempre aclarando mis dudas y exigiéndonos para dar el máximo para ser mejores alumnos y personas día a día.

Agradezco al personal del Laboratorio de Fluidos de Perforación de Baroid en la Base de Halliburton que me dio la oportunidad de poder estar dentro de sus instalaciones para poder conocer el tipo de trabajo que se realiza en un laboratorio de fluidos de perforación y así enriquecer mi desarrollo profesional, ético y moral.

Quiero agradecer especialmente a mi asesor el Dr. Saúl López Aguilar que me orientó con su conocimiento y fue un gran apoyo para mí en cada una de las etapas de la realización de este trabajo.

Dedicatoria

A mi madre Mirna

Que siempre se ha preocupado por mi bienestar, siendo un gran apoyo para mí, sin ella esto no hubiera sido posible.

A mi abuela Isaura (Q.E.P.D)

Por ser como mi madre, que siempre velo por mí, me cuidó desde pequeño y siempre estuvo ahí para apoyarme en todo momento, inculcándome valores para ser un hombre de bien; fue la mejor abuela del mundo Te Amo Mamita Linda espero que estés bien donde quieras que encuentres.

A mi hermana Frida

Por apoyarme al aclarar mis dudas y responder mis respuestas en la realización de mi trabajo, explicándome las cosas y ayudándome para hacer bien las cosas.

A mis amigos

A mis compañeros de trabajo Orlando y Daniel, que más que ser mis compañeros han sido mis amigos, maestros y mentores gracias a sus conocimientos sobre fluidos de perforación he aprendido mucho; ellos han aclarado mis dudas sobre el proceso de perforación siempre apoyándome con información muy importante sobre este ámbito.

INDICE

I. INTRODUCCIÓN Y JUSTIFICACIÓN	1
II. ANTECEDENTES.....	4
III. FUNCIONES ESPECÍFICAS Y GLOBALES DESARROLLADAS.....	7
3.1 ANÁLISIS FÍSICOS.....	8
3.1.1 Prueba No. 1 <i>Densidad o peso del lodo</i>	8
3.1.2 Prueba No. 2 <i>Método alternativo de densidad del fluido de perforación</i>	12
3.1.3 Prueba No. 3 <i>Viscosidad</i>	15
3.1.4 Prueba No. 4 <i>Viscosímetro de indicación directa y fuerza de gel (Reología)</i>	17
3.1.5 Prueba No. 5: <i>Estabilidad eléctrica</i>	21
3.1.6 Prueba No. 6 <i>Contenido de agua, aceite y sólidos (Retorta)</i>	25
3.1.7 Prueba No. 7 <i>Filtrado (Base Agua)</i>	29
3.1.8 Prueba No. 8 <i>Prueba de taponamiento de permeabilidad (PPT)</i>	35
3.1.9 Prueba No. 9 <i>Sag Shoe (VSST)</i>	46
3.1.10 Prueba No. 10 <i>Tiempo de Succión Capilar (CST)</i>	49
3.2 Análisis químicos para fluidos de perforación base agua	53
3.2.1 Prueba No.1 <i>pH</i>	53
3.2.2 Prueba No. 2 <i>Alcalinidad</i>	56
3.2.3 Prueba No. 3 <i>Contenido de iones cloruro</i>	61
3.2.4 Prueba No.4 <i>Dureza de calcio</i>	63
3.2.5 Prueba No. 5 <i>Dureza total(Magnesio)</i>	65
3.2.7 Prueba No.6 <i>Prueba de azul de metileno</i>	67
3.3 Análisis químicos para fluidos de perforación base aceite (emulsión inversa).....	71
3.3.1 Prueba No. 1 <i>Demanda de alcalinidad de la base (BAD)</i>	71
3.3.2 Prueba No. 2 <i>Alcalinidad del fluido de perforación completo</i>	73
3.3.3 Prueba No. 3 <i>Concentración de cloruro del fluido de perforación completo</i>	77
3.3.4 Prueba No. 4 <i>Concentración de calcio del fluido de perforación completo</i>	79
3.4 Método global para formular cuatro barriles de laboratorio de fluido base agua	83
3.5 Método global para formular cuatro barriles de laboratorio de fluido base no acuosa	87
3.6 Método global para mezclar un lote de dos barriles de fluidos de emulsión inversa libres de arcilla organofílica (fluidos base sintética).....	91
IV. LIMITACIONES DE LA PRÁCTICA PROFESIONAL	96
V. CONCLUSIONES, PROPUESTAS Y RECOMENDACIONES	97

VI. BIBLIOGRAFIA	98
------------------------	----

MEMORIA DE EXPERIENCIA PROFESIONAL

I. INTRODUCCIÓN Y JUSTIFICACIÓN

La ingeniería ambiental es la rama de la ingeniería encargada del diseño de soluciones técnicas para el cuidado del medio ambiente y preservación de los recursos naturales, además de mejorar los procesos de las industrias para disminuir el impacto ambiental que estas causan al medio ambiente.

La licenciatura de ingeniería ambiental tiene como objetivo la contribución en la formación de profesionistas con un elevado sentido social así como ético, los cuales serán capaces de identificar diversos problemas ecológicos, ambientales, de seguridad e higiene, con la aplicación de sus conocimientos en ingeniería y medio ambiente en una gestión integral, logrando un desarrollo sustentable para mantener un equilibrio entre la sociedad, los sistemas ecológicos y los procesos de extracción, transformación y aprovechamiento de recursos (Unicach, 2019).

De acuerdo al plan de estudios que otorga la Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas, la Ingeniería Ambiental tiene como finalidad la aplicación de criterios así como conocimientos para el manejo adecuado de recursos naturales y su preservación, evaluando la aptitud del entorno, el uso sustentable del suelo, así como la identificación, prevención y la mitigación de impactos ambientales, el desarrollo de ecotecnologías agropecuarias y de la industria, teniendo como finalidad la prevención y el control de la contaminación ambiental, seguridad e higiene, auditoría y gestión ambiental, creando una cultura con valores ambientales y participación social.

La UNICACH Sede Reforma, oferta la carrera de Ingeniería Ambiental desde el año 2005, cuando inicio la primera generación con un plan de estudio que incluía tomar los primeros cuatro semestres de la carrera en las instalaciones de la universidad en la ciudad de Reforma, Chiapas y culminar los semestres restantes en las instalaciones de la sede principal en la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, Chiapas. Al siguiente año el plan de estudios fue impartido completamente en la sede de Reforma, y desde entonces la oferta educativa estuvo vigente hasta el año 2017.

Como profesión brinda múltiples opciones para desempeñarse en diferentes áreas laborales, tanto en el sector público como lo son las dependencias gubernamentales (Federales, Estatales y

Municipales), así como en el sector privado y asociaciones civiles (Secretaría del Medio Ambiente, Comisión Nacional del Agua, Industria Energética, Industria Química, Industria de Hidrocarburo, etc.).

Los egresados al terminar la carrera, han logrado desempeñarse dentro de las actividades industriales, principalmente en la industria petrolera, siendo la que más relevancia tiene en la región desde hace más de 50 años cuando empezaron a perforarse los primeros pozos petroleros en la zona y a construirse los primeros complejos procesadores de gas.

Al concluir el plan de estudios, los egresados cuentan con alrededor de once diferentes opciones de titulación aprobadas por la institución para el área de ingeniería, entre ellas la de realizar una Memoria de Experiencia Profesional, la cual tiene por objetivo realizar un informe donde se describa con fundamentos y se explique de manera individual las funciones realizadas por el pasante en el desempeño laboral de su profesión en un documento de grado académico en el cual se fundamente teórica y metodológicamente el desempeño de las actividades ejercidas, sin limitarse a un simple relato técnico o descripción de actividades. Este documento está sujeto a análisis y aprobación de una Comisión Revisora, en el que el pasante tiene que comprobar mediante un informe y exposición una experiencia profesional mínima de 2 años cumplida.

Para este caso, se describirá el desempeño laboral en el área de exploración y perforación de pozos petroleros, dentro de la empresa Servicios de Asistencias Operativas en General (SAOG), que es una empresa subcontratada por la empresa internacional Halliburton, específicamente en el laboratorio de fluidos de Baroid, en donde se preparan fluidos de perforación, se realizan análisis físico-químicos de estos y se interpretan los resultados.

Dentro de las funciones asignadas está la de formular fluidos de perforación en donde se realizan diferentes tipos de fluidos base agua, fluidos base aceite sintético, base aceite mineral y base aceite, todos estos fluidos de perforación están compuestos por aditivos químicos que le proporcionan propiedades químicas y físicas a estos, a diferencia de los fluidos base agua los fluidos de base aceite son preparados con una relación de aceite-agua acorde a las necesidades de los diferentes pozos petroleros, de igual manera, realizar diferentes pruebas tales como como Reología, Densidad, Estabilidad Eléctrica, Retorta, Filtrado API, Filtrado HPHT, pH, Análisis Químicos (Exceso de Cal, Salinidad, Dureza de Calcio), de igual forma se realiza envejecimiento dinámico y estático para simular

condiciones de pozo (Presión-Temperatura), lavado de recorte de perforación, así como interpretación y cuantificación de resultados de estas pruebas para poder brindar un soporte técnico eficiente a los distintos clientes que atiende la empresa Halliburton.

Las actividades descritas en esta memoria está enfocada a la industria petrolera, específicamente en el laboratorio de fluidos de perforación, que tiene como finalidad diseñar fluidos de perforación acorde a las necesidades de los diferente pozos petroleros, de igual manera realizando diferentes pruebas e interpretar estas mismas para poder brindar un soporte técnico eficiente a los distintos clientes y por consiguiente a los pozos petroleros que constantemente requieren el apoyo con diferentes peticiones de pruebas, y así entregar informes en tiempo y forma por parte del laboratorio de fluidos de perforación.

La relevancia de cumplir con este requisito reside en la obtención de un título profesional que avale el cumplimiento del proceso de formación técnica y científica dentro de una institución reconocida por la calidad de los programas de estudio que brinda. Un título profesional agrega mucha importancia a un curriculum a la hora de buscar oportunidades del ejercicio profesional en cualquier empresa.

II. ANTECEDENTES

Los inicios de la actividad petrolera en la región tuvieron lugar en los años 70s, siendo los estados de Veracruz, Tabasco, Chiapas y Campeche los principales productores de hidrocarburos. Hasta el año 2019 se tiene reportado un total de 202 pozos en desarrollo, de los cuales 159 son terrestres y 43 son marinos (PEMEX, 2019).

La industria petrolera comprende actividades desde la exploración, perforación, producción y transporte de hidrocarburos, donde se desarrollan diferentes actividades operativas y profesionales que brinda fortaleza al sector energético.

El proceso de perforación de pozos petroleros es muy amplio, debido a que involucra realizar diferentes actividades y para esto la paraestatal Petróleos Mexicanos (PEMEX) contrata empresas del sector privado para el desarrollo de determinadas operaciones. Entre ellas, se encuentra la empresa Halliburton que trabaja como soporte técnico a PEMEX. Como parte de su estrategia comercial, Halliburton subcontrata a empresas de servicio de tercería para este sector, como lo es la empresa SAOG, que presta servicio en todas sus áreas.

Para lograr una perforación adecuada, estas empresas cuentan con laboratorios de fluidos de perforación donde se diseñan fluidos de perforación nuevos que cumplan con las especificaciones que demanda cada pozo, además se realizan pruebas físico-químico para analizar las propiedades de estos fluidos, y se da asesoría técnica en el tratamiento de fluidos con contaminantes. Para realizar fluidos de perforación se utilizan aditivos químicos que le otorgan propiedades a los fluidos, siguiendo estándares especializados, métodos globales, normas, leyes avalados por instituciones de prestigio como ISO9000, ISO14001, SEMARNAT, NOM, entre otras; Halliburton es una empresa comprometida en la reducción de los problemas ambientales, sus productos químicos antes de ser utilizados son sometidos a diferentes pruebas entre ellas de ecotoxicidad para tener conocimiento acerca de que materiales pueden ser incluidos en los fluidos de perforación sin causar impactos ambientales adversos en las zonas aledañas a los pozos petroleros, mantos acuíferos, flora y fauna de estas regiones.

Se define como fluido de perforación a un fluido con características físicas y químicas adecuadas, que puede ser aire, gas, petróleo o una combinación de agua y aceite con diferentes contenidos de sólidos. Un fluido de perforación no debe ser tóxico, corrosivo, ni inflamable, pero

debe ser inerte a contaminaciones de sales solubles o minerales, así como tener estabilidad al ser sometido a temperaturas elevadas. Además, debe mantener sus propiedades según las necesidades de las operaciones y debe ser inmune al desarrollo de bacterias. El objetivo general del fluido de perforación es realizar una perforación rápida y segura con el cumplimiento de funciones específicas (Villarroel, 2014).

Los fluidos de perforación se componen de diferentes aditivos químicos que le proporcionan propiedades físico-químicas las cuales dependen de las exigencias que demande las condiciones de la operación. A medida que la profundidad va aumentando se realizan ajustes en las propiedades de los fluidos para enfrentar las distintas condiciones en la búsqueda de petróleo.

En la etapa de inicio para perforar un pozo nuevo se utilizan fluidos de perforación con base acuosa, donde la composición de la fase continua es el agua, generalmente los fluidos de perforación se componen de dos fases: la fase líquida que puede ser de agua (dulce o salada) o aceite; y la fase sólida la cual está compuesta por sólidos inertes o por sólidos reactivos. Algunos de los componentes principales de los fluidos son: agentes densificantes, viscosificantes, percusores de pH, dispersantes, reductores de filtrado, puenteantes, emulsificantes, humectantes, anticorrosivos, secuestrantes de oxígeno, entre otros.

Existen varias categorías de fluidos de perforación, en este trabajo nos limitaremos a hablar de cuatro las cuales son:

- a) *Fluidos base agua*, los cuales se clasifican en fluidos base agua dulce inhibidores de lutitas, base agua dulce polimérico ion potasio los cuales en su composición llevan saturación de cloruro de potasio, fluidos bentoníticos.
- b) *Fluidos base agua de mar*, los cuales se clasifican en fluidos base agua de mar inhibidores de lutitas, fluidos SRV (Saturated Razer Viscosifier) a base de salmuera de cloruro de sodio saturados con cloruro de potasio los cuales al ser fluidos de densidades altas se diluyen con agua de mar para reducir la densidad y sus propiedades reológicas.
- c) *Fluidos de emulsión inversa base aceite sintético y mineral*, son fluidos libres de arcillas, estos fluidos llevan aditivos químicos que le proporcionan propiedades físicoquímicas, estos fluidos están diseñados para mantener buenas propiedades a altas temperaturas y

presiones de formación de pozo, por ello son catalogados como fluidos de alto rendimiento, además de ser fluidos amigables con el medio ambiente.

- d) *Fluidos de emulsión inversa base aceite*, estos fluidos utilizan el diésel como su base, son fluidos tradicionales, en ocasiones se pueden reforzar para cumplir con las necesidades del pozo (alta presión- alta temperatura), también se pueden realizar mezclas de fluidos de emulsión inversa tradicionales con bases sintéticas.

Los fluidos de perforación deben de cumplir diversas funciones que son de suma importancia para el proceso de perforación:

1. Retirar los recortes del pozo.
2. Controlar las presiones de la formación.
3. Suspensión y descarga de recortes.
4. Obturar las formaciones permeables.
5. Mantener la estabilidad del agujero.
6. Minimizar los daños al yacimiento.
7. Enfriar y lubricar la barrena y el conjunto de perforación
8. Transmitir energía hidráulica a las herramientas y barrena
9. Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
10. Controlar la corrosión.
11. Facilitar la cementación y la completación del pozo.
12. Minimizar el impacto ambiental.

Para dar cumplimiento a las leyes aplicables y estándares relevantes, la empresa Halliburton mantiene políticas respecto a la Seguridad, Higiene y Medio Ambiental bien definidas, prácticas referentes a la protección de sus empleados en su lugar de trabajo, así como la prevención de la contaminación ambiental (Comité de políticas de Halliburton, 2016).

Como profesional del área ambiental, es una responsabilidad desempeñar mis funciones con ética, profesionalismo y responsabilidad social descritas en la misión y visión de la institución que me formó, que es la Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas.

III. FUNCIONES ESPECÍFICAS Y GLOBALES DESARROLLADAS

Las funciones descritas en este trabajo las realicé formando parte en la empresa de Servicios de Asistencias Operativas en General (SAOG), que se ubica en Calle Principal No. 14 en la Colonia Vicente Guerrero en el municipio de Reforma, Chiapas, la cual es una empresa mexicana con más de 10 años de experiencia dentro de la industria petrolera, que inició operaciones en el año 2011, actualmente presta servicios a empresas petroleras locales e internacionales.

La empresa SAOG proporciona servicios a la empresa norteamericana Halliburton en la base en Reforma, Chiapas la cual se ubica en Carretera Reforma a Boca Limón Km. 2.49, Vicente Guerrero, Reforma, Chiapas, que es una empresa de servicios en la industria petrolera, otorgando servicios a diferentes empresas del sector privado como PEMEX, HOKCHI, REPSOL, SHELL, LATINA, entre otras.

Las funciones específicas son:

- a) Realizar análisis fisicoquímico de fluidos base agua y base aceite
- b) Formulación y acondicionamiento de fluidos base agua, base sintética (libres de arcillas) y base aceite (emulsión inversa)
- c) Lavado de recortes de perforación
- d) Pruebas especiales
- e) Elaboración soluciones químicas
- f) Orden y limpieza

El Instituto Americano del Petróleo (API) ha recomendado métodos estandarizados para la realización de pruebas de campo y en laboratorio de fluidos de perforación, cuyos procedimientos detallados pueden ser consultados en la publicación del API titulada “Recommended Practice: Standard Procedure For Field Testing Water-Based (Oil-Based) Drilling Fluids”. API RP 13B-1, 13B-2 y los suplementos de la 13I para las pruebas de laboratorio de los fluidos de perforación (American Institute Petroleum (API, 2001).

Las pruebas realizadas y en las cuales tuve participación se describen a continuación:

3. 1 ANÁLISIS FÍSICOS

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

3.1.1 Prueba No. 1 *Densidad o peso del lodo*

Esta prueba es un método para determinar la masa de un volumen dado de líquido (equivalente a densidad). La densidad de un fluido se expresa en gramos por mililitro o en kilogramos por metro cúbico o libras por galón o libras por pie cúbico (API, 2009).

Equipos:

1. Instrumento de medición de densidad, con una precisión de 0.01g/ml o de 10kg/m³ (0.1lb/gal o 0.5lb/ft³).

Descripción:

La balanza de lodos es diseñada de manera que la copa de retención de fluido de perforación, en un extremo de la viga, este equilibrada por un contrapeso fijo en el otro extremo de la viga, con un jinete de peso deslizante libre para moverse a lo largo de la escala graduada. Una burbuja de nivel está montada en el haz lo cual permite un equilibrio preciso.

2. Termómetro con un rango de 0°C a 105°C (32°F a 200°F).

Calibración:

1. Retirar la tapa del vaso y llenar completamente con agua destilada o agua dulce.
2. Volver a colocar la tapa y secar con un trapo.
3. Colocar de nuevo el brazo de la balanza sobre la base, con el cuchillo descansando sobre la base de apoyo.
4. La burbuja de nivel debería estar centrada cuando el caballero está en 8.33 lb/gal de no ser así, ajuste usando el tornillo de calibración en el extremo del brazo de balanza.



Figura No. 1 Balanza de lodos en su caja.

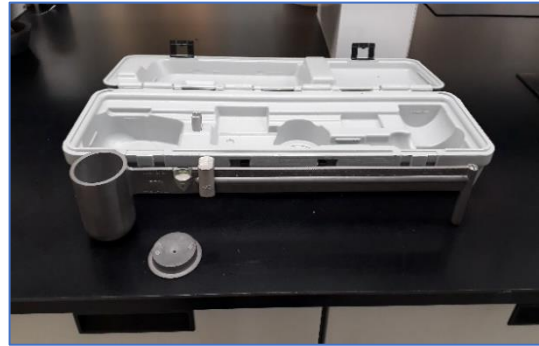


Figura No. 2 Balanza de lodos y tapa.

Procedimiento:

1. La base del instrumento debe colocarse sobre una superficie plana y equilibrada.
2. Mida y registre la temperatura del fluido de perforación.
3. Llene la copa limpia y seca con fluido de perforación a probar, coloque el tapón en la copa de retención de fluido de perforación llena y gire la tapa hasta que este firmemente asentada. Asegure de que el fluido de perforación se expulse a través del orificio de la tapa para liberar cualquier gas o aire atrapado en el orificio de la tapa cubierto), lave o limpie el exterior de la taza hasta que quede limpia y seca.
4. Coloque la viga sobre el soporte de la base y equilíbrela moviendo el jinete o largo de la escala graduada. El equilibrio se logra cuando la burbuja está por debajo de la línea central.
5. Lea la densidad del fluido de perforación de una de las cuatro escalas calibradas en el lado de la flecha del peso deslizante. La densidad se puede leer directamente en unidades de g/ml, lb/gal y lb/ft³ o como gradiente de fluido de perforación en psi/1000 pies.

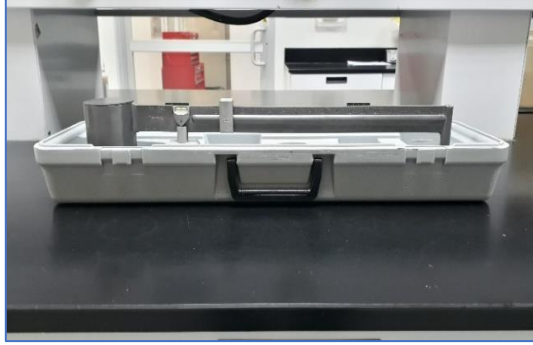


Figura No. 3 Balanza sobre su base de apoyo.



Figura No. 4 Burbuja centrada debajo de la línea central

Cálculo:

1. Informe la densidad del fluido de perforación con una precisión de 0.01g/ml o 10 kg/m³ (0.1g/gal o 0.5lb/ft³).
2. Las ecuaciones (I) a (III) se utilizan para convertir la densidad, expresada en gramos por mililitros a otras unidades:

$$\text{I. } A \times 1000$$

Dónde A es la densidad expresada en kilogramos por metro cúbico.

$$\text{II. } B \times 8.33$$

Dónde B1 es la densidad expresada en lb por galón.

$$\text{III. } B2 \times 62.3$$

Dónde B2 es la densidad, expresada en libras por pie cúbico.

La tabla 2 proporciona el factor de multiplicación para la conversión de una unidad de densidad a otra.

Las ecuaciones (IV) a (VII) se utilizan para convertir la densidad al gradiente del fluido de perforación, DFG, expresado en pascales por metro (libras por pulgada cuadrada por pie):

$$\text{IV. } \text{DFG}, A \times 9.81\text{g/ml}$$

$$\text{V. } \text{DFG}, A \times 22.6 \text{ psi/pie}$$

$$\text{VI. } \text{DFG}, B \times 0.0520 \text{ libras/galón}$$

$$\text{VII. } \text{DFG}, B \times 0.00694 \text{ libras/pie}^3$$

Dónde:

DFG, A es el gradiente del fluido de perforación, expresado en pascales por metro.

DFG, B es el gradiente del fluido de perforación, expresado en libras por pulgada cuadrada por pie.

En la tabla 1 se proporciona una lista de conversiones de densidad.

Tabla No. 1 Conversión de densidad.

Gramos por Mililitros g/ml	Kilogramos por Metro Cúbico Kg/m³	Libras por Galón (US) lb/US gal	Libras por Pie Cúbico lb/ft³
0.70	700	5.8	43.6
0.80	800	6.7	49.8
0.90	900	7.5	56.1
1.00	1000	8.345	62.3
1.10	1100	9.2	68.5
1.20	1200	10.0	74.7
1.30	1300	10.9	81.0
1.40	1400	11.7	87.2
1.50	1500	12.5	93.5
1.60	1600	13.4	99.7
1.70	1700	14.2	105.9
1.80	1800	15.0	112.1
1.90	1900	15.9	118.4
2.00	2000	16.7	124.6
2.10	2100	17.5	130.8
2.20	2200	18.4	137.1
2.30	2300	19.4	143.3
2.40	2400	20.0	149.5
2.50	2500	20.9	155.8
2.60	2600	21.7	162.2

Tabla No. 2 Conversión de unidades de densidad

Medido en	Multiplicar para obtener			
	g/ml	kg/m ³	lb/gal	lb/ft ³
g/ml	1	1000	8.33	62.3
kg/m ³	0.001	1	0.0083	16.026
lb/gal	0.120	120	1	7.49
lb/ft ³	0.0160	16.03	0.1335	1

Nota: La prueba debe realizarse cuando la muestra se encuentre a temperatura ambiente o máximo a una temperatura de $24^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$ ($101^{\circ}\text{F} \pm 5^{\circ}\text{F}$) debido a que al estar a una temperatura mayor o tibia la muestra del fluido de perforación puede tener variación en el peso.

3.1.2 Prueba No. 2 Método alternativo de densidad del fluido de perforación

La densidad de un fluido de perforación que tiene aire o gas arrastrado se puede determinar con mayor precisión utilizando la balanza de lodos presurizada. El equilibrio de la balanza de lodo presurizada es similar al equilibrio de la balanza de lodo convencional, la diferencia es que la muestra se puede colocar en un recipiente de volumen fijo bajo presión.

El propósito de colocar la muestra bajo presión es minimizar el efecto del aire o gas arrastrado sobre la muestra de lodo al medir la densidad, presurizando la copa de muestra, cualquier muestra de aire o gas arrastrado se reduce a un nivel insignificante de volumen, así una medición de la densidad va más de acuerdo bajo condiciones de fondo de pozo (API, 2014).

Equipos:

1. Instrumento de medición de densidad con una precisión de 0.01g/ml o 10kg/m^3 (0.1lb/gal o 0.05lb/ft^3).

Descripción:

La balanza de lodos presurizada es un instrumento generalmente utilizado para determinar la densidad de los fluidos de perforación con presencia de aire o gas. La balanza está diseñada de tal manera que la copa de retención de fluido de perforación y tornillo, en la tapa en un extremo de la viga, esta equilibrada por un contrapeso fijo en el otro extremo, con un ciclista de peso deslizante para moverse a lo largo de una escala graduada. Se monta una burbuja de nivel en la viga para mantener un equilibrio preciso.

2. Termómetro con un rango de 0°C a 105°C (32°F a 200°F).



Figura No. 5 Balanza presurizada en su caja.



Figura No. 6 Balanza presurizada, tapa con válvula de retención, émbolo de presurización.

Procedimiento:

1. Mida y registre la temperatura del fluido de perforación.
2. Llene el vaso de muestra hasta un nivel ligeramente por debajo del borde superior del vaso 6.25mm.
3. Coloque la tapa de la taza con una válvula de retención adjunta en la posición hacia abajo (abierta). Empuje la tapa hacia abajo en la boca de la taza hasta que se haga contacto con la superficie entre el faldón exterior de la tapa y el borde superior de la taza. Cualquier exceso de fluido se expulsa a través de la válvula de retención. Cuando se haya colocado la tapa en la taza, tire de la válvula de retención hacia arriba en la posición cerrada, enjuague la taza y las roscas con agua y enrosque la tapa roscada en la copa.
4. El funcionamiento del émbolo de presurización es similar al de una jeringa. Llene el émbolo sumergiendo su extremo en el fluido con el vástago del pistón completamente adentro. Luego tire del vástago del pistón hacia arriba llenando el cilindro con fluido. Este volumen debe ser expulsado con la acción del émbolo y rellenado con muestra del fluido para asegurar que este volumen del émbolo no se diluye con el líquido restante de la última limpieza del mecanismo el émbolo.
5. Empuje la punta del émbolo sobre la superficie de la junta tórica de acoplamiento de la válvula de la tapa. Presurizar la taza de muestra manteniendo una fuerza hacia abajo en la carcasa del cilindro para mantener la válvula de retención hacia abajo (abierta) y en el mismo tiempo para forzar el vástago del pistón hacia adentro.

6. La válvula de retención en la tapa se acciona por presión, cuando el interior de la taza esta presurizado, la válvula de retención se empuja hacia arriba a la posición cerrada. Para cerrar la válvula, afloje gradualmente la carcasa del cilindro mientras se mantiene la presión sobre el vástago del pistón. Cuando la válvula de retención se cierre, libere la presión del vástago del pistón antes de desconectar el émbolo.
7. La muestra de fluido presurizada ya está lista para pesar. Enjuague el exterior de la taza y seque. Coloque el instrumento en el filo de navaja, mueva el peso deslizante hacia la derecha o hacia la izquierda hasta que la viga este equilibrada. El haz esta equilibrado cuando la burbuja adjunta está centrada entre las dos marcas negras. Lea la densidad de una de las cuatro escalas calibradas. En el lado de la flecha del peso deslizante. La densidad se puede leer directamente en unidades de g/ml, lb/gal y lb/ft³ o como gradiente de fluido de perforación en psi/1000 pies.
8. Para liberar la presión dentro de la copa, conectar el émbolo y empuje hacia abajo la carcasa del cilindro.
9. Limpiar la taza y enjuagar bien con agua. Para un mejor funcionamiento con fluidos de perforación base agua, la válvula debe engrasarse con frecuentemente con grasa impermeable.

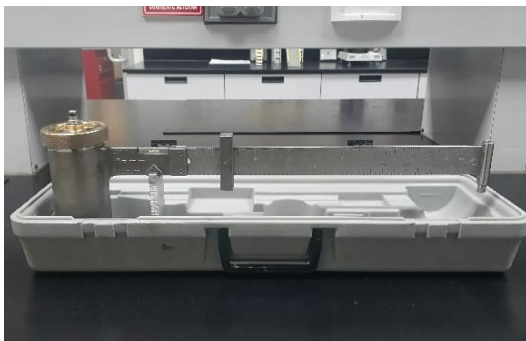


Figura No. 7 Balanza colocada sobre su base de apoyo.



Figura No. 8 Burbuja centrada bajo las dos líneas centrales.

Cálculo:

Informe la densidad del fluido de perforación con una precisión de 0.01g/ml o 10kg/m³ (0.1lb/gal o 0.5lb/ft³). Para realizar conversiones se utilizan las mismas formulas al igual que con la balanza de lodo normal.

Nota: La prueba debe realizarse cuando la muestra se encuentre a temperatura ambiente o máximo a una temperatura de 24°C ± 3°C (101°F ± 5°F) debido a que al estar a una temperatura mayor o tibia la muestra del fluido de perforación puede tener variación en el peso.

3.1.3 Prueba No. 3 *Viscosidad*

La viscosidad y la resistencia del gel son medidas que se relacionan con las propiedades de flujo (Reología) de los fluidos de perforación. Los siguientes equipos se utilizan para medir la viscosidad y fuerza de gel de los fluidos de perforación (API, 2009).

Embudo Marsh es un dispositivo para indicar la viscosidad rutinaria. Calibrado para un flujo de 946 ml (un cuarto de galón) de agua dulce a una temperatura de 21.34°C (70.5°F) en 26 0.5 s, con una taza graduada como receptor.

Equipos:

1. Cono de Embudo: De 305 mm largo, diámetro de 152 mm y capacidad hasta el fondo de pantalla de 1500 ml (1.6 cuartos de galón).

Orificio: De 50.8 mm de longitud y diámetro interior de 4.7 mm.

Pantalla: Con abertura de 1.6 mm (malla 12), fijado a 19.0 mm por debajo de la parte superior del embudo.

2. Vaso Graduado: Con capacidad mínima de 946 ml (1 cuarto de galón).
3. Cronómetro.
4. Termómetro: Con un rango de 0°C a 105°C (32°F a 220°F)



Figura No. 9 Embudo y vaso graduado (pocillo) Marsh con capacidad de 1lt.

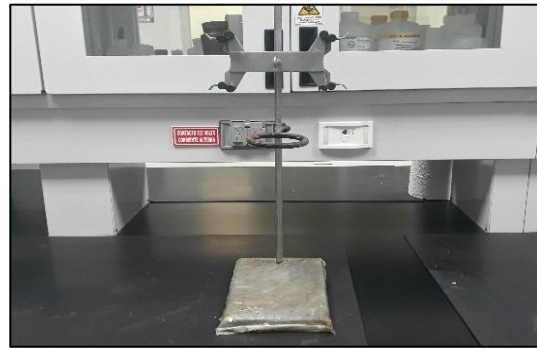


Figura No. 10 Soporte metálico para embudo Marsh.

Procedimiento:

1. Cubra el orificio del embudo con un dedo y vierta fluido de perforación a través de la malla en el embudo limpio y vertical. Llene hasta que el líquido llegue al fondo de la pantalla.
2. Retire el dedo y ponga en marcha el cronómetro. Mida el tiempo para que el fluido de perforación llene hasta la marca de 946 ml (1 cuarto de galón) de la copa.
3. Mida la temperatura del fluido, en grados Celsius o grados Fahrenheit.
4. Informe el tiempo, al segundo más cercano, como la viscosidad del embudo Marsh, informar la temperatura del fluido al grado Celsius (Fahrenheit) más cercano.



Figura No. 12 Adición de 1Lt de lodo en embudo Marsh.



Figura No. 13 Realización de prueba viscosidad Marsh

3.1.4 Prueba No. 4 *Viscosímetro de indicación directa y fuerza de gel (Reología)*

Equipos:

1. Viscosímetro de indicación directa: Es un instrumento de rotación impulsado por un motor eléctrico o una manivela. El fluido de perforación es centrado en el espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior o la camisa del rotor se acciona a una velocidad de rotación constante. La rotación del manguito del rotor produce una torsión en el cilindro interior o bob. Un resorte de torsión restringe el movimiento de la bobina, y un dial adjunto a la bobina indica el desplazamiento de bob. Las constantes del instrumento se han ajustado para que la viscosidad plástica y el límite elástico se obtengan utilizando lecturas de velocidades del manguito del rotor de 600 rpm y 300 rpm.

Un viscosímetro de indicación directa debe cumplir con las siguientes especificaciones:

I. Manguito del rotor:

- a) Diámetro interior de 36.83 mm (1460 pulgadas)
- b) Largo total de 87.0 mm (3425 pulgadas)
- c) Línea trazada de 58.4 mm (2.30 in) por encima de la parte inferior del mango con 2 filas
- d) de 3.18 mm (0.125 in), agujeros separados 120 (2.09 radianes) alrededor del manguito del
- e) rotor justo debajo de la línea trazada.

II. Bob cerrado, con base plana y parte superior cónica:

- a) Diámetro de 39.49 mm (1358 pulgadas)
- b) Longitud del cilindro de 38.0 mm (1496 in)

III. Constante del resorte de torsión:

- a) 386 dinas-cm/ grado de desviación

IV. *Velocidad del manguito del rotor:*

- a) Alta velocidad 600 rpm
 - b) Baja velocidad 300 rpm.
2. Cronómetro.
 3. Vaso de viscosímetro controlado termostáticamente (termocopa):
 - a) Superior a la temperatura ambiente: Copa de viscosímetro de calentamiento directo control termostático.
 - b) Menos de la temperatura de ambiente: Taza de viscosímetro de doble pared conectada a un termostato controlado, baño de circulación refrigerado.
 4. Termómetro con un rango de 0°C a 105°C (32°F a 220°F).



Figura No. 14 Viscosímetro de indicación directa de 6 velocidades.



Figura No. 15 Termocopa con termostato controlado.

Procedimiento:

1. Coloque la muestra del fluido de perforación en una taza de viscosímetro con control termostático. Deje suficiente volumen vacío (aproximadamente 50 ml o 100 ml) en la taza para el desplazamiento de líquido debido al bob del viscosímetro y mantenga sumergido el manguito del rotor exactamente hasta la línea marcada. Las mediciones en el campo deben realizarse con un retraso mínimo (dentro de los 5 minutos, si es posible) desde el momento del muestreo del fluido de perforación. Las pruebas deben realizar a 50°C ± 1°C (120°F ± 2°F) para fluidos de perforación base agua, fluidos de perforación de base sintética (base de olefinas) o 65°C ± 1°C (150°F ± 2°F), también se realizan pruebas a temperaturas bajas como

$4^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ ($40^{\circ}\text{F} \pm 2^{\circ}\text{F}$) para condiciones de temperatura baja (cuando se perfora cerca de los mantos acuíferos).

La temperatura máxima de funcionamiento recomendada es de 90°C (200°F). Si es necesario probar fluido por encima de esta temperatura, una bobina de metal sólida o una bobina de metal hueca con un interior completamente seco debería ser usado. El líquido atrapado dentro de una bobina hueca puede vaporizarse cuando se sumerge a un fluido a temperatura alta, y puede hacer que la bobina explote.

2. Caliente o enfríe la muestra a la temperatura deseada para la prueba. Utilice la cizalla constantemente a 600 rpm para agitar la muestra mientras se calienta o enfría para obtener la temperatura uniforme de la muestra. Después de la que la copa alcanza la temperatura alcanza la temperatura seleccionada, sumerja el termómetro en la muestra y continúe agitando hasta que la muestra alcance la temperatura seleccionada, registre la temperatura de prueba.
3. Con el manguito girando a 600 rpm, espere a que la lectura del dial del viscosímetro alcance un valor estable (el tiempo requerido depende de las propiedades del fluido de perforación), registre la lectura del dial a 600 rpm.
4. Reduzca la velocidad del rotor a 300 rpm, y espere a que la lectura del dial del viscosímetro alcance un valor estable, registre la lectura del dial a 300 rpm.
5. Agite la muestra del fluido de perforación por 10 segundos a 600 rpm, detenga el rotor.
6. Deje reposar la muestra del fluido de perforación durante 10 segundos, gire lenta y contantemente hacia la dirección apropiada para producir una lectura de dial positiva, la lectura máxima es la fuerza inicial del gel. Para los instrumentos que tienen una velocidad de 3 rpm, la lectura máxima después de comenzar la rotación a 3 rpm es la lectura inicial de fuerza de gel. Registre la fuerza de gel de 10 segundos en libras por cada 100 pies cuadrados.
7. Agite nuevamente la muestra de fluido de perforación a 600 rpm durante 10 segundos, detenga el rotor y deje reposar el fluido de perforación durante 10 minutos, informe la lectura máxima como gel de 10 minutos en libras por cada 100 pies cuadrados.



Figura No. 16 Realización de prueba de Reología.



Figura No. 17 Prueba de Reología a fluido de emulsión inversa a 65°C.

Cálculo:

1. El cálculo de la viscosidad plástica η_p , expresa en milipascal segundos (centipoise) se da en la siguiente ecuación:

$$\eta_p = R_{600} - R_{300}$$

Dónde:

R_{600} es la lectura del dial a 600 rpm

R_{300} es la lectura del dial a 300 rpm

Nota: La viscosidad plástica es conocida comúnmente en la industria por la abreviatura VP.

2. El cálculo para el límite de elasticidad Y_{PA} , expresado en pascales se usa la siguiente ecuación:

$$Y_{PA} = 0.48 \times (R_{300} - \eta_p)$$

Al calcular valores en unidades USC, el límite de elasticidad (expresado en libras por pies cuadrado) es calculado de la siguiente manera:

$$Y_{BP} = R_{300} - \eta_p$$

El límite de elasticidad (punto cedente), expresado en libras por cien pies cuadrados es conocida con la abreviatura PC.

3. El cálculo de la viscosidad aparente η_a expresada en milipascal segundos centipoise, se calcula con la siguiente ecuación:

$$\eta_a = \frac{R600}{2}$$

La viscosidad aparente expresada en milipascal segundos (centipoise), es conocida con la abreviatura VA.

3.1.5 Prueba No. 5: *Estabilidad eléctrica*

La estabilidad eléctrica (ES) de un fluido de perforación de base aceite es una propiedad relacionada con la estabilidad de su emulsión y capacidad de humectación de aceite. La ES se determina aplicando una señal eléctrica sinusoidal con rampa de voltaje a través de un par de electrodos paralelos de placa plana sumergidos en el fluido de perforación de base aceite. La corriente resultante permanecerá baja hasta que se alcanza el voltaje umbral, tras lo cual la corriente aumenta muy rápidamente. Cuando esta corriente alcanza los 61 μA (microamperios) el voltaje pico se mide y se informa como la estabilidad eléctrica del fluido de perforación u otra sustancia.

La composición del fluido de perforación base aceite controla la magnitud absoluta de la estabilidad eléctrica de una manera compleja. Varias propiedades influyen en la estabilidad eléctrica de un fluido de perforación como:

- a) Resistividad de la fase continua (típicamente un aceite)
- b) Conductividad de la fase no continua (típicamente gotas de agua con sales disueltas)

Propiedades de los sólidos en suspensión:

- a) Temperatura
- b) Tamaño de gota
- c) Tipo de emulsificante
- d) Propiedades dieléctricas de los fluidos
- e) Historial de cizallamiento de la muestra

Interpretar el estado húmedo de aceite de un fluido de perforación a partir de una única medición de ES no es necesariamente representativo del fluido de perforación, debido a que muchos factores influyen en la medición, la magnitud absoluta de una sola medición no es muy significativa.

Se recomienda tomar varias lecturas para establecer una tendencia, estas mediciones reflejaran una condición precisa del fluido de perforación y proporcionaran una base para los tratamientos del fluido de perforación (Fann Instrument Company, 2012).

Equipos:

1. Medidor de estabilidad eléctrica.
2. Electrodo.
3. Termómetro con rango de medición de 0°C a 104°C (32°F a 220°F).
4. Vaso de precipitado de vidrio o vaso de viscosímetro controlado termostáticamente (termocopa).
5. Embudo Marsh.



Figura No. 18 Medidor de estabilidad eléctrica, cable de corriente, electrodo y chips de calibración.



Figura No. 19 Calibración completa del equipo.

Operación: Autoprueba

La primera comprobación que realiza el instrumento es la autoprueba:

- a) Presione el botón ON, en espera aparezcan en la pantalla las instrucciones.
- b) Siga las instrucciones en la pantalla:

Retire la sonda si está conectada

Presione el botón TEST

Espera a que finalice la auto prueba, el voltaje aumentará aproximadamente 2000 voltios, y luego el mensaje de la pantalla dirá LISTO, el instrumento está listo para utilizarse.



Figura No. 20 Aumento de voltaje hasta 2023 voltios.



Figura No. 21 Finalización de autopueba del equipo.

Procedimiento:

Antes de empezar la prueba, verifique que el equipo de estabilidad eléctrica este calibrado y funcione correctamente.

1. Vierta la muestra de fluido sobre la malla del embudo Marsh.
2. Coloque la muestra en un vaso de precipitado de vidrio o en un vaso de viscosímetro controlado termostáticamente, la muestra se calentará.
3. Caliente la muestra y mantenga la temperatura a $50\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ ($120\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 5^{\circ}\text{F}$).
4. Limpie el cuerpo del electrodo a fondo con una toalla de papel a través del espacio del electrodo varias veces.
5. Agite la sonda del electrodo en el aceite base para formular el fluido de perforación. limpiar y secar el electrodo.
6. Presione el botón ON para iniciar la electrónica del instrumento. A continuación, el instrumento le pedirá que ejecute la auto prueba, complete la auto prueba.
7. Ahora conecte el electrodo al instrumento.

8. Sumerja la sonda en la muestra, asegurándose de que el líquido cubra las superficies de los electrodos.
9. Agite vigorosamente con la sonda durante 10 segundos, asegurándose de que la temperatura de la muestra sea de $50^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ ($120^{\circ}\text{F} \pm 5^{\circ}\text{F}$). Use un termómetro para medir la temperatura.
10. Presione el botón de 'TEST' para iniciar la rampa automática de voltaje. No mueva la sonda del electro durante la medición. La rampa se detendrá en el voltaje de ruptura. Registre esta lectura como voltaje de ruptura dieléctrica (lectura de estabilidad eléctrica).
11. Determine la repetibilidad de la prueba, repita de los pasos 4 a 9. Las lecturas de la estabilidad eléctrica no deben diferir en más del 5 %. Por ejemplo, con una estabilidad de 900 voltios pico, la prueba repetida debe oscilar entre 855 voltios y 945 voltios (5% de 900 voltios pico = 45 voltios pico).
12. Registre el promedio de las dos (o más) lecturas como la estabilidad eléctrica del fluido de perforación de base aceite.
13. Si las lecturas difieren en más de 5%, repita el paso número 7.

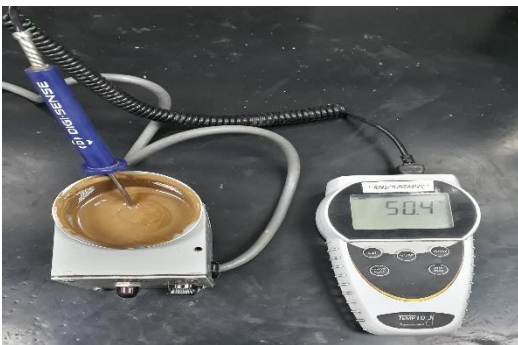


Figura No. 22 Calentamiento de muestra a 50°C .



Figura No. 23 Realización de prueba de estabilidad eléctrica.

3.1.6 Prueba No. 6 *Contenido de agua, aceite y sólidos (Retorta)*

El instrumento de retorta proporciona un medio para separar y medir los volúmenes de agua, aceite, y sólidos, contenidos en un fluido de perforación (base aceite o base agua). En la retorta el volumen conocido de una muestra completa de un fluido de perforación se calienta para evaporar los componentes líquidos, que luego se condensan y se recogen en un recipiente graduado (probeta, tubo jip, tubo kolmer). Los volúmenes se determinan directamente a partir de la lectura de las fases de aceite y agua en el receptor. El volumen total de los sólidos (suspendidos y disueltos) se obtiene por diferencia (volumen total de la muestra menos volumen de los líquidos). Es necesario calcular el volumen de sólidos en suspensión, ya que los sólidos disueltos quedan retenidos en la retorta. de igual manera, es posible calcular el volumen relativo de sólidos de baja gravedad y material de pesaje. Conociendo la concentración de sólidos, la composición se considera básica para el control de la viscosidad y la filtración de los fluidos de perforación. La prueba tiene una duración de una hora (API, 2014).

Equipos:

1. Instrumento de retorta: Normalmente se encuentran disponibles retortas de tres tamaños (10ml, 20ml y 50 ml).
 - a) Conjunto de retorta: Incluye un cuerpo de retorta, copa y tapa fabricados en acero inoxidable.
 - b) Condensador liquido: De masa suficiente para enfriar los vapores de agua y aceite por debajo de su temperatura de vaporización antes de salir del condensador.
 - c) Elemento calefactor: De potencia suficiente para elevar la temperatura de la muestra por encima de su punto de evaporización de los componentes líquidos dentro de los 15 minutos sin provocar la ebullición de los sólidos.
 - d) Control de temperatura: Puede ser opcional, capaz de limitar la temperatura de la retorta a $500^{\circ}\text{C} \pm 40^{\circ}\text{C}$ ($970^{\circ}\text{F} \pm 70^{\circ}\text{F}$).

- e) Recipiente de líquidos: Cristalería cilíndrica de diseño especial con fondo redondeado para facilitar la limpieza y una tapa de embudo para atrapar las gotas que caen, con volumen graduado de 10 ml, 20 ml y 50 ml.

El volumen del receptor debe verificarse gravimétricamente. El procedimiento y los cálculos se proporciona para los receptores de líquido de 10 ml, 20 ml y 50 ml.

2. Lana de acero fina, sin aceite.
3. Grasa para alta temperatura: Para ser utilizada como sello de rosca y lubricante.
4. Limpiapipas: Para limpiar el conducto de la celda de retorta, y limpiar el conducto del condensador.
5. Espátula: Con forma de hoja que se ajusta a las dimensiones internas de la copa de muestra de la retorta.
6. Sacacorchos.
7. Cepillo de alambre: Que se ajusta a las dimensiones de la celda de retorta.
8. Cronómetro



Figura No. 24 Kit completo para retorta



Figura No. 25 Celda y condensador de retorta.

Procedimiento:

1. Asegúrese de que la copa de muestra de la retorta, el conducto del condensador y el recipiente de líquidos estén limpios, secos y enfriados. El interior de la copa de prueba y la tapa se deben limpiar a fondo con una espátula antes de cada prueba. Periódicamente, el interior de la copa de muestra debe pulirse ligeramente con lana de acero. El conducto del condensador también debe limpiarse con limpiapipas y secarse antes de cada prueba. Una acumulación de material en el condensador puede disminuir la eficiencia de la condensación y causar lectura de líquido erróneas en una prueba.
2. Recoger una muestra representativa del fluido de perforación base agua o base aceite y dejar que se enfríe aproximadamente a 27°C.
3. Si la muestra de fluido de perforación contiene aire o gas, agregue de dos a tres gotas de agente antiespumante a 300 ml de fluido y revuelva lentamente durante 2 o 3 minutos para liberar los gases.
4. Lubrique la rosca de la copa de muestra y el tubo del condensador con una capa ligera de grasa para alta temperatura. Esto ayuda a evitar la pérdida de vapor a través de las roscas y también facilita el desmontaje del equipo y la limpieza en él.
5. Empaque ligeramente un anillo de lana de acero en la cámara por encima de la copa de la muestra, use suficiente lana de acero para evitar la ebullición de sólidos en el recipiente de líquidos.
6. Llene la copa de la de muestra de la retorta con un fluido de perforación de base agua o base aceite.
7. Coloque con cuidado la tapa en la copa de muestra y permita que la muestra se desborde a través del orificio de la tapa para asegurarse que el volumen en la copa sea correcto.
8. Con la tapa sujeta firmemente en su lugar, limpie el desbordamiento del recipiente de la muestra y la tapa. Asegúrese de que las roscas de la copa de muestra estén cubiertas de grasa después de limpiarlas y que el orificio de la tapa no esté tapado.
9. Enrosque la copa de la retorta en la cámara de la retorta con su condensador.

10. Coloque el recipiente de líquido limpio y seco debajo del tubo de descarga del condensador.
11. Caliente la retorta y observe que el líquido salga del condensador y caiga en el recipiente recolector, la prueba tiene una duración de una hora.
12. Retire el recolector de líquido, lea los volúmenes de agua, aceite y sólidos después de que se haya enfriado a temperatura ambiente; registre los volúmenes (o porcentaje de volúmenes) de agua, aceite y sólidos.
13. Retire el equipo de la retorta, deje enfriar y después realice la limpieza del equipo.



Figura No. 26 Prueba de retorta.

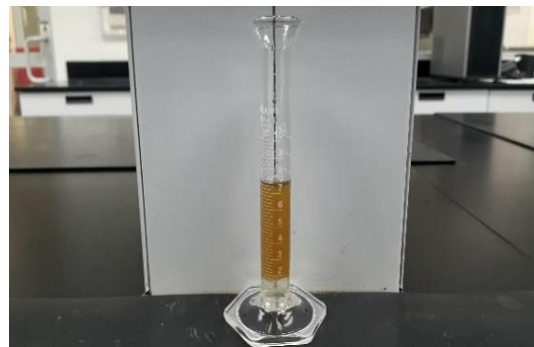


Figura No. 27 Muestra de retorta al finalizar la prueba después de 1 hora.

Cálculo:

1. Use los volúmenes medidos de agua, aceite y el volumen total de la muestra del fluido de perforación (10 ml, 20 ml y 50 ml), calcule como porcentaje las fracciones de volumen de agua, aceite y sólidos totales en el fluido).
 - a. Fracción de volumen de agua (w): Es expresada como porcentaje del volumen total de la muestra, se calcula con la siguiente ecuación:

$$\varphi_w = 100 \frac{V_w}{V_{df}}$$

Dónde:

V_w es el volumen de agua expresado en mililitros.

Vdf es el volumen de la muestra del fluido de perforación, expresada en mililitros.

- b. Fracción volumétrica de aceite (o): Expresada como porcentaje del volumen total de la muestra, se calcula con la siguiente ecuación:

$$\varphi_o = 100 \frac{V_o}{V_{df}}$$

Dónde:

V_o es el volumen de aceite, expresado en mililitros.

V_{df} es el volumen de la muestra del fluido de fluido de perforación, expresado en mililitros.

- c. Fracción de volumen de sólidos en la retorta (s): Expresada como porcentaje del volumen total de la muestra, se calcula con la siguiente ecuación:

$$\varphi_s = 100 (\varphi_w + \varphi_o)$$

Dónde:

Φ_w es el porcentaje de agua de la muestra.

Φ_o es el porcentaje de aceite de la muestra.

3.1.7 Prueba No. 7 Filtrado (Base Agua)

La medición del comportamiento de filtración y las características de la tarta (revoque) de filtración de un fluido de perforación son fundamentales para el control y tratamiento del fluido, así como las características del filtrado como el contenido de aceite, agua o emulsión. Estas características se ven afectadas por los tipos y cantidades de sólidos en el fluido de perforación y sus propiedades físicas y químicas interacciones que, a su vez, se ven afectados por condiciones de temperatura y presión. Por lo tanto, las pruebas se realizan a baja presión y baja temperatura, alta presión y alta temperatura, cada uno requiere diferentes equipos y técnicas (API, 2009).

Filtrado a baja temperatura-baja presión (filtrado API)

Equipos:

1. Filtro prensa: Constituido principalmente por una celda de fluido de perforación cilíndrica con un diámetro interior de 76.2 mm (3 in) y una abertura de 64 mm (2.5 in).

Esta celda está hecha de materiales resistentes a soluciones altamente alcalinas y esta tan ajustada que un medio de presión puede ser convenientemente admitido y expulsado por la parte de superior. Se colocará una junta tórica para que selle herméticamente para evitar alguna fuga, encima de esta se colocará una malla en el fondo de la celda, encima de esta se colocará un papel filtro acompañado de otra junta tórica permitiendo un sello adecuado, la celda se cierra en la parte inferior con una tapa metálica, colocando la tapa firmemente contra el papel filtro girando hacia la derecha hasta que apretada con la mano.

El área de filtración es de $48.8 \pm 0.6 \text{ cm}^2$, debajo hay un tubo de drenaje para descargar el filtrado en un cilindro graduado. El sellado se logra con juntas, y todo el conjunto cargado por un soporte. La presión puede ser aplicada con cualquier fluido no peligroso; las prensas están equipadas con reguladores de presión y pueden ser obtenidos con cilindros de presión portátiles, cartuchos de presión pequeños (capsulas de CO_2) o medios para usar presión hidráulica, para obtener resultados de filtrados correlativos se usa un papel filtro adecuado con un diámetro de 90 mm (papel Whatman). El filtro prensa de baja temperatura/ baja presión debe tener un área entre 45.2 cm^2 a 46.4 cm^2 (7.0 in^2 a 7.2 in^2), que corresponda a un diámetro de 75.86 mm a 76.86 mm (2.989 in a 3.026 in), la junta del filtro prensa es el factor determinante del área del filtro.

2. Papel Whatman No. 50 o equivalente
3. Capsulas de CO_2
4. Ensamble con capacidad de 200 psi (1380 kpa)
5. Cronómetro
6. Probeta graduada con volumen de 10gg ml.



Figura No. 28 Kit completo para filtrado API con filtro prensa individual y capsulas de CO₂.



Figura No. 29 Tren de gas para filtrado API con nitrógeno.

Procedimiento:

1. Asegúrese de que cada parte de la celda, particularmente la pantalla, este limpia y seca y que los empaques no estén distorsionados o gastados. Vierta la muestra del fluido a 1 cm o 1.5 cm (0.4 pulgadas) de la parte superior (a minimizar la contaminación con CO₂), coloque el papel filtro (Whatman N° 50 o equivalente), coloque la tapa encima del papel filtro con las bridas de la tapa entre las bridas de la celda, gire la tapa hacia la derecha (en sentido a las manecillas de reloj) para que quede apretada.
2. Coloque un cilindro graduado seco debajo del tubo de drenaje para recoger el filtrado. Cierre la válvula de alivio.
3. Ajuste el regulador de modo que se aplique una presión de 100 psi (690 kpa) por 30 minutos, la prueba comenzará cuando sea aplicada la presión.
4. Al transcurrir los 30 minutos, mida el volumen de filtrado recogido. Corte el flujo a través del regulador de presión y abra la válvula de alivio con cuidado.
5. Registre el filtrado en mililitros, guarde el filtrado para hacer análisis químicos.
6. Desmonte la celda, deseche el fluido de perforación, recupere el papel filtro con mucho cuidado para mover lo menos posible el revoque, lave minuciosamente el revoque para remover el exceso de fluido, mida el espesor del revoque e informe la medida en 1/32 de pulgada.



Figura No. 30 Prueba de filtrado en filtro prensa individual presurizado con capsulas de CO₂.



Figura No. 31 Filtrado en tres de gas presurizado con nitrógeno.

Filtración Estática (Base Aceite)

La medición del comportamiento de filtración y las características de la torta (revoque) de filtración de un fluido de perforación base de aceite son fundamentales para el tratamiento y control de un fluido de perforación, al igual que las características del filtrado, tales como la concentración de aceite, fase acuosa o emulsión.

Las características de filtración de un fluido de perforación a base de aceite se ven afectados por la cantidad, tipo y tamaño de partículas y fase acuosa emulsionada en el fluido de perforación. y por propiedades de la fase líquida, las interacciones de estos diversos componentes pueden verse influenciadas por las temperaturas y presiones (API, 2014).

Filtrado de alta temperatura – alta presión (HPHT)

Equipos:

1. Filtro prensa HHT: Compuesta por una fuente de presión controlada (CO₂ o nitrógeno), reguladores, un taladro de celda de fluido capaz de contener presiones de trabajo de 600 psi a 1300 psi (4000 kpa a 8900 kpa), un sistema para calentar la celda, una celda de recolección presurizada capaz de mantener la contrapresión adecuada con el fin de evitar la evaporación del filtrado, y un soporte adecuado. La celda de filtrado para fluido de perforación cuenta con un termómetro, juntas resistentes al aceite, un soporte para el medio filtrante y una válvula en el tubo de suministro de filtrado para controlar el flujo desde la celda, puede ser necesario cambiar las juntas. Características tales como un fusible de seguridad de sobrecalentamiento

de la camisa calefactora y un dispositivo indicador de presión en la celda de filtrado, son ejemplos de características de seguridad que están disponibles. Existen otros dispositivos que ayudan al desmontaje de la celda cuando se sospecha de presiones atrapadas.

2. Papel filtro: Whatman No. 50, de 6.35 cm de diámetro, para temperaturas hasta de 190°C (375°F).
3. Cronómetro: Con un intervalo de por lo menos 30 minutos.
4. Termómetro: Con un rango de 0°C hasta 260°C (32°F a 500°F).
5. Probeta graduada: Con volumen de 10 ml.



Figura No. 32 Camisa de calentamiento con termómetro para prueba de filtrado HPHT.



Figura No. 33 Piezas de celda HPHT, ensamble para alta presión, ensamble para contrapresión, capsulas de CO₂.

Procedimiento para temperatura de hasta 150°C (300°F)

1. Coloque el termómetro en el hueco de la chaqueta y precaliente a 6°C (10°F) por encima de la temperatura deseada, ajuste el termostato para mantener la temperatura deseada.
2. Arme la celda de filtrado, conecte una válvula superior de desfogue en la parte que no se desarma e introduzca lodo dentro de la celda hasta la 2 marca hasta menos de 1.5 cm, coloque el papel filtro, la malla y la junta tórica, de ahí acomode la tapa a presión de manera que coincida con la marca en la parte superior de la celda, coloque la tapa enroscable y posteriormente coloque la válvula inferior de desfogue, las válvulas debes estar cerradas completamente.
3. Coloque la celda en el interior de la camisa calefactora.

4. Coloque el termómetro en el orificio en la parte superior de la celda.
5. Coloque fuente superior de presión y la fuente inferior de presión, colocando pines de seguridad para que las fuentes de presión no se muevan.
6. Mantenga las válvulas cerradas, para ajustar los reguladores superior e inferior de presión, el regulador superior con una presión inicial de 200 psi y el regulador inferior con una presión de 100 psi.
7. Abra la válvula inferior un cuarto de vuelta para que la presión entre a la celda, quedando abierta hasta el final de la prueba, la válvula inferior se abre un cuarto de vuelta aproximadamente 10 segundos para que entre la presión y después se vuelve a cerrar la válvula.
8. Cuando la celda de filtrado alcanza la temperatura deseada para la prueba, el regulador superior de presión se aumentará a 600 psi, mientras que la válvula inferior permanecerá con las 100 psi iniciales pero la válvula inferior será abierta un cuarto de vuelta.
9. Monitorear la prueba cada 10 minutos, recolecte el filtrado en una probeta graduada, desfogando la válvula inferior, así hasta que se cumplan los 30 minutos de la prueba.
10. Al finalizar la prueba, cierre las válvulas superior e inferior de la celda, desfogue la presión de los reguladores.
11. Registre el volumen en mililitros obtenidos del filtrado de 30 minutos, multiplicar este volumen por 2.
12. Mida el espesor del revoque de filtrado en milímetros.



Figura No. 34 Prueba de filtrado HPHT a 150°C.



Figura No. 35 Muestra de filtrado al finalizar la prueba después de 30 minutos.

3.1.8 Prueba No. 8 *Prueba de taponamiento de permeabilidad (PPT)*

El aparato de taponamiento de permeabilidad es un instrumento de alta presión y temperatura diseñado para simular la filtración estática en el fondo del pozo. El PPT opera a temperaturas y presiones que representan las condiciones del pozo, y el medio de filtración se coloca sobre el fluido de muestra.

El medio filtrante es un disco de cerámica (alóxita). Estos discos simulan de cerca la estructura de la formación, proporcionando una representación más auténtica del revoque de filtración que realmente se está desarrollando en la pared de la formación. Los discos cerámicos están disponibles en varios tamaños de poros.

La prueba de taponamiento de permeabilidad es útil para predecir la capacidad de un fluido de perforación para formar un revoque de filtración semipermeable que sellará los intervalos de baja presión reducidos y ayudará a prevenir el atascamiento diferencial. Se aplica presión desde la parte inferior de la celda y el filtrado se recoge en la parte superior. Esta disposición evita que las partículas que se depositan durante la prueba estática contribuyan a la formación del revoque de filtración. Esto es importante porque el asentamiento normalmente no ocurre en el pozo.

La presión hidráulica se transfiere a la muestra de fluido de perforación a través de un pistón flotante dentro de la celda. La contaminación del aceite hidráulico y de la muestra se evita mediante un sellado de junta tórica en el pistón. La presión máxima de prueba es de 5000 psi (34,474 kpa) y la temperatura máxima es 500°F (260°C). La presión máxima para el receptor de contrapresión es de 750 psi (5171 kpa).

Para temperaturas superiores al punto de ebullición de la muestra, el receptor de contrapresión debe estar presurizado para evitar la evaporación del filtrado. El receptor de contrapresión estándar utiliza una fuente de presurización de dióxido de carbono (CO₂) para proporcionar la contrapresión. Cuando se desee se puede sustituir el dióxido de carbono por una fuente de presión de nitrógeno y un colector de nitrógeno. Si se va completar un análisis de iones de filtrado, entonces se debe usar nitrógeno para la contrapresión (Fann Instrument Company, 2018).

Equipos:

1. Camisa de calentamiento PPT.
2. Celda PPT de acero inoxidable con capacidad para soportar presión de 5000 psi (34,474 kpa), con válvula de aguja, pistón y niple de contrapresión.
3. Bomba manual hidráulica con capacidad de 5000 psi (34,474 kpa)
4. Discos de cerámica.
5. Ensamble para presurización con capacidad de 200 psi (1378.95 kpa).
6. Ensamble de contrapresión (recolector).
7. Pasador de retención (pin de seguridad).
8. Grasa lubricante para soportar altas temperaturas.
9. Llave T
10. Llave española
11. Llave inglesa

12. Termómetro con rango de 0°C a 105°C (32°F a 221°F).

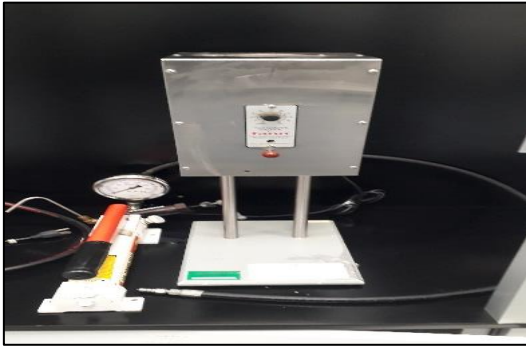


Figura No. 36 Camisa de calentamiento para prueba PPT.



Figura No. 37 Celda PPT, válvulas, pistón y tapas.

Instalación:

1. Coloque el equipo PPT en un lugar donde la unidad pueda funcionar con una perturbación mínima y tenga el espacio y la energía eléctrica adecuada. El área por encima de la camisa de calentamiento debe tener suficiente espacio para el conjunto de contrapresión.
2. También debe haber suficiente área de almacenamiento cercana de herramienta de uso común, así como consumibles como discos de cerámica y cartuchos de presurización. Se debe tener en cuenta un lugar donde se preparen las muestras y se limpien las celdas una vez finalicé la prueba.

Ajuste de la temperatura de la camisa calentamiento

1. Precaliente la camisa de calentamiento, ponga el termostato en 4 o 5.
2. Coloque el termostato de cuadrante en el receptáculo del termómetro de la camisa de calentamiento.
3. La luz piloto se encenderá cuando la temperatura de la camisa de calentamiento haya alcanzado el ajuste del termostato.
4. Ajuste el termostato según sea necesario para obtener la temperatura de prueba deseada.

Armado de celda PPT e hidratación de los discos de cerámica

1. Remoje los discos cerámicos antes de realizar una prueba de filtración. Para la filtración de fluidos de perforación base agua, el disco de cerámica debe remojar durante al menos 5 minutos en agua dulce o salmuera antes de su uso.
Para los fluidos de perforación base aceite, el disco de cerámica debe remojar durante 5 o 10 minutos en el aceite de la base del fluido de perforación. Los discos de filtro no deben reutilizarse.
2. Desatornille el anillo de retención y luego extraiga la tapa superior de la celda usando el conjunto de la válvula de filtrado como manga. El conjunto de la válvula de filtrado consta de la boquilla de contrapresión, la aguja del tapón y la boquilla superior de la celda. El anillo de retención se puede dejar en la parte superior, si las juntas tóricas están atascadas, use el conjunto de la válvula de filtrado para mover la tapa del extremo hacia adelante y hacia atrás.
3. Inspeccione todas las juntas tóricas. Reemplace las juntas tóricas dañadas o quebradizas. La junta tórica que soporta el disco cerámico debe reemplazarse después de cada prueba.
4. Aplique una capa delgada de grasa para altas temperaturas, completamente alrededor de todas las juntas tóricas nuevas instaladas en el conjunto de la celda y el pistón flotante. Si está desmontando la celda PPT o si está usando una celda nueva, instale el pistón flotante y la tapa de extremo inferior. A continuación, deberá el área sobre el pistón con líquido hidráulico y eliminar el aire del espacio entre el pistón flotante y la tapa del extremo.
5. Conecte el conjunto de la boquilla inferior o la manguera de la bomba, posteriormente bombee suficiente aceite hidráulico para expulsar todo el aire de la boquilla. Desconecte la manguera de la bomba, instale y apriete el conjunto de la boquilla inferior en la tapa del extremo inferior.
6. Coloque la celda en posición vertical sobre un soporte adecuado.
7. Vierta 275 ml de la muestra de líquido en la celda PPT, no exceda esa cantidad.
8. Vuelva a conectar la manguera de la bomba, al conjunto de la boquilla inferior, cierre la válvula de liberación de presión en la bomba.

9. Opere la bomba para elevar el nivel de la muestra hasta que quede debajo de la ranura de la junta tórica, evite derramar la muestra sobre la junta tórica, desconecte la bomba.
10. Coloque el disco de filtro previamente empapado en la parte superior de la junta tórica de la celda.
11. Abra la válvula de filtrado e instale la tapa del extremo superior con el conjunto de la válvula de filtrado en la celda.
12. Lubrique las roscas y el extremo inferior del anillo de retención con grasa de alta temperatura. Atornille el anillo de retención en la parte superior de la celda, si es necesario, apriete utilizando el extremo de un pasador de llave inglesa hasta que la brida estriada exterior del anillo de retención este contra la parte superior del cuerpo de la celda.
13. Asegúrese de que el conjunto de filtrado este completamente ensamblado y apretado en la parte superior, cierre la válvula de filtrado.
14. Coloque la taza medidora de aceite debajo de la tubería, y opere la bomba con la manguera desconectada. Fije la válvula reguladora a la presión de prueba (± 200 psi) girando la manija en T (en la válvula reguladora) en sentido horario para aumentar la presión o en sentido antihorario para disminuir la presión.
15. La presión aumentará a su valor máximo antes de que se abra la válvula de alivio, después de lo cual la presión disminuirá. La presión máxima durante el calentamiento estará limitada. La operación de la bomba manual con válvula reguladora ajustable producirá gotas de aceite en la taza medidora cuando la presión exceda el ajuste de la válvula. Cuando la presión excede por primera vez el ajuste de la válvula, disminuirá hasta que finalmente la válvula se cierre. Esta disminución será aproximadamente 200 psi menor que la presión de apertura, la presión de apertura será la que producirá la temperatura en la camisa de calentamiento en el sistema.

Cuando se coloca la celda cerrada en la camisa de calentamiento caliente, la presión en la celda comenzará a aumentar rápidamente debido a la expansión térmica de la muestra y del aceite hidráulico. La bomba debe conectarse rápidamente para aceite hidráulico y evitar la sobrepresurización. Durante el calentamiento, la presión celda eliminada por la válvula reguladora y desfogará en la taza medidora.

16. Asegúrese de sacar la perilla roja para mover el soporte de la celda y luego instale la celda en la camisa de calentamiento.
17. Baje el conjunto de la celda y gírelo de modo que el pasador de bloqueo en la parte inferior de la camisa de calentamiento se asiente en uno de los orificios de la celda.
18. Conecte rápidamente la bomba al fondo de la celda.
19. Coloque el receptor de contrapresión en la parte superior en el conjunto de la válvula de filtrado. Bloquee el receptor de contrapresión en su lugar instalando el pasador de retención.

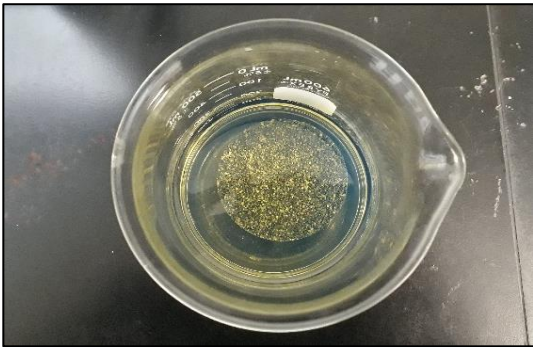


Figura No. 38 Disco cerámico hidratado en diésel.



Figura No. 39 Celda conectada a la bomba hidráulica (unidad de presión).

Presurización de celda PPT

La filtración a temperaturas superiores del punto de ebullición de la muestra requiere un receptor de contrapresión. La celda y el receptor de contrapresión deben estar presurizados a la contrapresión especificada mientras la celda se calienta.

1. Instale el conjunto de presión de CO₂ en la parte superior del receptor de contrapresión y asegúrelo en su lugar con un pasador de retención.
2. Asegúrese de que el tornillo en T del regulador este hacia afuera (en sentido antihorario) para liberar la presión del diafragma. Una vez que se haya liberado la presión, el tornillo girará más libremente.
3. Retire el cartucho de la unidad de presión e inserte una capsula de CO₂.

4. Enrosque el cartucho en la unidad de presión y luego apriételo la capsula para perforarla, no ajuste el regulador.
5. Asegúrese de que la válvula de liberación de presión en el conjunto del regulador de CO₂, la válvula de drenaje del filtrado y la válvula del filtrado estén cerradas.
6. Aplique la cantidad adecuada de contrapresión para la temperatura deseada.
7. Gire el tornillo en T del regulador de presión en sentido horario hasta que se muestre la presión deseada en el manómetro.
8. Opere la bomba para presurizar la celda aproximadamente igual al ajuste de la contrapresión, pero menor que el ajuste de presión de la válvula reguladora.
9. Deje que la celda se caliente hasta que esté a la temperatura de prueba. La válvula reguladora debe mantener la presión de la celda o por debajo del ajuste de presión durante el calentamiento. El termómetro se puede mover desde la camisa de calentamiento a la celda para determinar con precisión cuando la temperatura de la celda ha alcanzado la temperatura de la prueba.
10. Mantenga la temperatura de prueba deseada en la celda hasta que la presión en la celda deje de aumentar. Cuando la presión es constante, el aceite hidráulico no gotea en la taza, lo que indica que la muestra y el líquido hidráulico están a una temperatura uniforme.
11. Cuando se alcanza la temperatura de prueba, la válvula reguladora se puede ajustar ligeramente, utilice la bomba hidráulica y gire ligeramente la manija del regulador para ajustar la celda a la presión de prueba. La prueba ya está lista para comenzar.

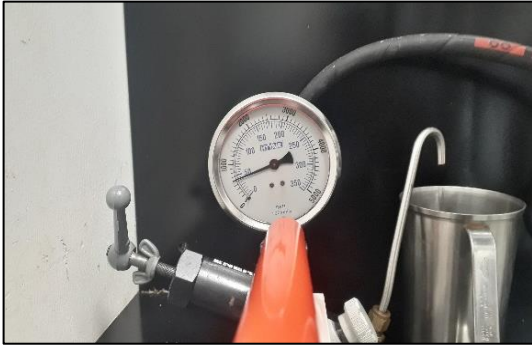


Figura No. 40 Bomba hidráulica (unidad de presión) presurizada a 600 psi.

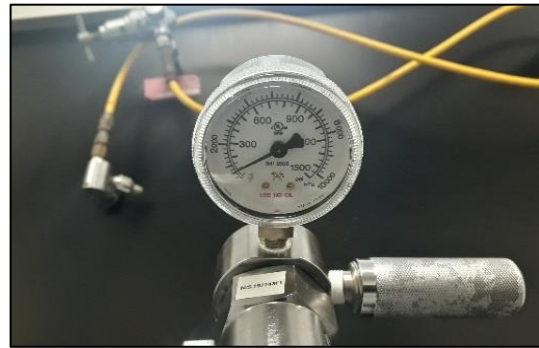


Figura No. 41 Ensamble con manómetro de alta presión (unidad de contrapresión) presurizado a 100 psi.

Realización de la prueba de filtrado PPT

1. Verifique que la contrapresión que se muestra en el manómetro del regulador cumpla con la contrapresión mínima, está es una estimación conservadora, debe de mantenerse la presión en el receptor de contrapresión durante toda la prueba.
2. Configure el cronómetro para 30 minutos u otro tiempo de prueba de filtración deseado, inicie el cronómetro.
3. Abra la válvula de filtrado girándola en sentido antihorario $\frac{1}{2}$ de vuelta para iniciar la filtración. La presión de la celda indicada en el manómetro de la bomba descenderá inicialmente. Opere la bomba para mantener la presión de prueba deseada.

Cuando la válvula de filtrado está abierta, siempre controle las lecturas en el manómetro del receptor de contrapresión. Si la presión aumenta en un factor de dos, entonces el receptor está lleno a más de la mitad, lo que indica que es una prueba fallida. En este caso la válvula de filtrado debe cerrarse y la prueba debe interrumpirse.

4. Un minuto después de que se abra la válvula y se aplique la presión deseada, abra la válvula de drenaje en el receptor de contrapresión y recoja el filtrado.
5. Continúe recolectando el líquido hasta que el depósito se seque.
6. Cierre la válvula de drenaje. El volumen de filtrado se debe registrar como la pérdida de chorro inicial.

7. La presión de la celda probablemente disminuirá a medida que continúe la prueba debido a la pérdida de volumen por la filtración. Aplique presión adicional a la celda para mantener una presión de prueba constante. Utilice la bomba manual para obtener una lectura de presión que sea ligeramente menor que la presión de la válvula de alivio.
8. Después de obtener una pérdida de chorro inicial en un minuto, repita el proceso durante 7.5 minutos para la medición de pérdida de chorro de agua por segundo. Mantenga la presión de prueba deseada en la celda y el receptor de contrapresión durante la prueba.
9. Después de 30 minutos, cierre la válvula de filtrado y desfogue todo el filtrado del receptor de contrapresión al cilindro graduado (probeta de 10 ml o 25 ml)
10. Registre el volumen total del filtrado en el cilindro graduado como filtrado total.



Figura No. 42 Realización de prueba PPT con recolector tradicional para material de poco micronaje.

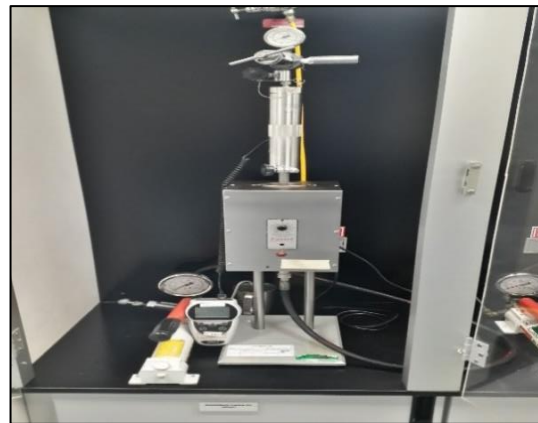


Figura No. 43 Realización de prueba PPT con recolector para material con mayor micronaje.

Apagado y desmontaje

1. Desconecte la camisa de calentamiento de la fuente de alimentación. No continúe con este procedimiento hasta que la temperatura de la muestra en la celda sea inferior a 93°C (200°F).
2. Espere hasta que la celda se haya enfriado a 93°C (200°F) o menos.
3. Libere la contrapresión girando el tornillo en T de ajuste en el regulador de contrapresión en sentido antihorario.

4. Abra la válvula de purga en la unidad de presión de CO₂ para despresurizar el retire el receptor de contrapresión.
5. Retire el pasador de bloqueo y retire el conjunto de presión de CO₂ del adaptador de la boquilla superior.
6. Retire el pasador de bloqueo y retire el receptor de contrapresión.
7. Abra la válvula de la bomba hidráulica para liberar la presión de la celda.
8. Luego desconecte la conexión rápida hidráulica.
9. Abra la válvula de filtrado. Esto desfogará cualquier presión restante entre el filtro de la celda y el receptor de contrapresión. Asegúrese de que quede libre toda la presión de la celda. Si la celda tiene presión, asegúrese de que se enfríe a temperatura ambiente antes de desfogar la presión. Para asegurarse de que la presión se libere por completo siga las siguientes instrucciones:
 - a) Retiré el conjunto de conexión rápida de la tapa del extremo inferior.
 - b) Inserte un alambre o una broca a través de la tapa del extremo para ubicar el pistón flotante. Si el pistón flotante no está en la parte inferior, entonces no hay presión.
 - c) El pistón flotante está en la parte inferior, es posible que haya presión en la celda. Vuelva a conectar la bomba hidráulica y bombee varias veces para mover el pistón flotante. Si la celda contiene presión será obvio que se requerirá fuerza para mover el pistón flotante.
10. Retire o levante el conjunto de la celda. La celda puede apoyarse en el soporte de la celda (botón rojo empujado hacia dentro) o levantarse de la camisa de calentamiento. Para levanta el conjunto de la celda de la camisa de calentamiento, use el conjunto de la válvula de filtrado o la herramienta de manipulación de la celda opcional. Conecte la herramienta de manipulación de celdas a la boquilla de entrada de contrapresión justo encima de la de la válvula de filtrado donde normalmente se conecta el receptor de contrapresión. Asegúrese usando el pasador de bloqueo del vástago de la válvula.

11. Después de que la celda se enfríe a temperatura ambiente, abra la parte superior (extremo del filtro) de la celda. Coloque el extremo de un pasador de llave inglesa en uno de los orificios del anillo de retención y desatornille el anillo de retención. Es posible que se requiera un golpe en la llave para moverla. Si la celda es difícil de abrir, es posible que las piezas estén insuficientemente lubricadas, demasiado apretadas o sucias. Si es necesario use una herramienta de sujeción adecuada, como un tornillo de banco de mandíbula blanda, una llave de cadena o una llave de correa alrededor de la celda cerca del extremo del filtro para evitar que la celda gire.
12. Vuelva a colocar la celda si es necesario de modo que el extremo del filtro esté hacia arriba.
13. Luego retire la tapa superior. Si la tapa esta atascada, use el conjunto de la válvula de filtrado para sacar la tapa de la celda.
14. Retire el disco del filtro. Utilice un cuchillo pequeño, un destornillador o una hoja delgada similar para hacer palanca en el borde del disco y el revoque de filtración. Luego retire el disco y el revoque de filtración. Si es necesario, lave el revoque del filtrado con agua dulce o un disolvente adecuado para muestras base aceite. Luego mida y registre su grosor y comentarios sobre su composición.



Figura No. 44 Discos metálicos de 500 y 1000 micrones con revoque al finalizar la prueba de PPT.

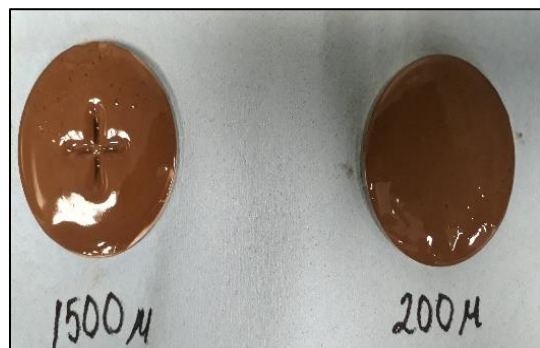


Figura No. 45 Discos metálicos de 1500 y 200 micrones con revoque al finalizar prueba de PPT.

Análisis de prueba

Las medidas de filtración fundamentales incluyen el volumen de filtrado y el espesor del revoque de filtración. El volumen de filtrado se calcula de la siguiente manera:

Pérdida total de líquido: pérdida por chorro (ml) + (2 x 30 minutos de recuperación de líquido (ml)).

3.1.9 Prueba No. 9 Sag Shoe (VSST)

La prueba Sag Shoe o zapato de hundimiento (VSST), es una prueba de campo, así como de laboratorio, que mide la tendencia al pandeo del material de peso del fluido de perforación en condiciones dinámicas. El VSST proporciona una propiedad de fluido intrínseca sin tener en cuenta las condiciones bajo las cuales el fluido ha sido usado. Como tal, los resultados deben combinarse con otros factores operativos para correlacionar resultados con hundimiento experimentado en el campo. La designación del VSST se deriva del viscosímetro rotacional utilizado como un mezclador y el inserto termoplástico (Sag Shoe) diseñado para concentrar material de peso combinado en la parte inferior de una termocopa de viscosímetro. La tendencia está diseñada para el aumento de densidad de las muestras extraídas de la recogida durante el periodo de 30 minutos a temperatura estándar y por debajo de una taza constante de cizallamiento. La recogida de la cama de material de peso se puede ejecutar como una medida opcional para caracterizar la remoción del lecho por niveles de cizallamiento más altos. Los resultados se pueden utilizar para sugerir oportunidades para la remoción de la cama en el campo antes de salir del agujero (OFITE, 2017).

Equipos:

1. Zapato de hundimiento (VSST).
2. Viscosímetro rotatorio API de indicación directa, capaz de operar a 100 rpm y 600 rpm.
3. Termocopa de viscosímetro, controlado termostáticamente.
4. Jeringa de 10 ml.
5. Cánula con conexión.
6. Termómetro con rango de 0°C a 104°C (32°F a 245°F).

7. Cronómetro.

8. Balanza con precisión de 0.01g



Figura No. 46 Equipo y materiales para realizar prueba.



Figura No. 47 Balanza digital con precisión de 0.01g

Preparación:

1. Inserte el zapato de hundimiento dentro de la termocopa y coloque ambos en el viscosímetro.
2. Levante la placa hasta que la parte superior del zapato toque la parte inferior de la manga del viscosímetro. Marque la pata de apoyo en el borde superior del mecanismo de bloqueo.
3. Baje la placa y la termocopa hasta la base. Marque la pata de apoyo 7 mm por debajo de la primera marca.
4. Calibre la jeringa con la cánula conectada con agua destilada y la balanza



Figura No. 50 Zapato de hundimiento colocado en la termocopa.



Figura No. 51 Realización de marcas en pata de apoyo de viscosímetro

Procedimiento:

1. Inserte el zapato de hundimiento en la termocopa con la colección bien posicionada.
2. Precaliente la termocopa a 49°C (120°F).
3. Recoja una muestra de lodo de 350 ml. Vierta aproximadamente 140 ml en la termocopa.
4. Levante la placa del viscosímetro hasta la marca inferior de la pata de apoyo. La parte superior del zapato debe estar 7 mm por debajo de la manga del viscosímetro.
5. Fije el viscosímetro a 100 rpm e inicie el cronómetro por 30 minutos.
6. Limpie la jeringa y la cánula de aire. Extraía un poco más de 10 ml de la muestra original. Limpie cuidadosamente la jeringa y la cánula de aire residual y empuje el émbolo hasta la marca de calibración de 10 ml. Mantenga limpias las superficies de la jeringa y la cánula.
7. Pese la jeringa llena de lodo y registre el peso en gramos como WT1.
8. Detenga el viscosímetro al finalizar la prueba de 30 minutos.
9. Repita el paso no. 6, excepto que tome la muestra de pozo de recolección del zapato de hundimiento. Utilice la punta de la cánula para encontrar bien la colección.
10. Pese la jeringa llena de lodo y registre el peso en gramos como WT2.
11. Devuelva suavemente de 10 ml de la jeringa llena de lodo obtenida en el paso 9 anterior al pozo de colección del zapato de hundimiento.
12. Deje funcionar el viscosímetro a 600 rpm durante 20 minutos.
13. Recoja una muestra de la colección del zapato como en el paso 9.
14. Pese la jeringa llena de lodo y registre el peso en gramos como WT3.



Figura No. 52 Prueba de Sag Shoe a 49°C.



Figura No. 53 Pesado de jeringa con muestra.

Cálculo:

1. Calcule VSST usando la siguiente ecuación:

$$\text{VSST}(\text{lbm/gal}) = 0.833 \times (\text{WT}2 - \text{WT}1)$$

2. Calcule BPU VSST opcional utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{BPU} (\%) = 83.3 \times (\text{WT}2 - \text{WT}3) / \text{VSST}$$

3.1.10 Prueba No. 10 *Tiempo de Succión Capilar (CST)*

La prueba de succión capilar es un método de filtración especializado para evaluar el potencial de dispersión / o floculación. Las pruebas CST miden la inhibición de un fluido a la dispersión de la lutita. Por lo general, se usa en conjunto con la prueba del medidor de hinchamiento lineal de Baroid (LSM) para proporcionar información sobre el porcentaje en peso de una sal particular para usar en los fluidos de preparados para la prueba LSM (Halliburton Managent System, 2020).

Equipos:

1. Tamices estándar de EE. UU. Malla 60, malla 100, malla 200.
2. Mortero y pistilo.
3. Molino shatterbox (opcional).
4. Ro-tap (opcional).

5. Dos juegos de aparatos de prueba CST.
6. Papel filtro CST.
7. Mezclador waring.
8. Mini copa/ descorazonador Eber Bach.
9. Jeringa desechable de 5 ml o 10 ml.
10. Probeta graduada de 25 ml o 50 ml.



Figura No. 54 Equipos y accesorios para prueba de succión capilar.



Figura No. 55 Malla tamiz No. 100

Procedimiento:

1. Estar seguro de la que la muestra de esquito (recorte de perforación o núcleo) está libre de fluido de perforación residual. Limpie la muestra, si es necesario utilice un tamiz de malla fina (tamiz estándar de EE. UU. No. 60 u 80) y un solvente adecuado, como agua dulce para fluidos a base de agua o Varsol para fluidos a base de aceite. Tenga cuidado de minimizar la pérdida de muestra durante el proceso de limpieza, una vez que este limpia de líquido, seque la muestra a 105°C durante 16 horas.
2. Triture la muestra de lutita limpia y seca hasta obtener un polvo fino, utilizando un norte y pistilo o molino shatterbox (dependerá de la dureza de la lutita). Es importante no triturar tanto la muestra que todas las partículas pasen por un tamiz de malla 200 (son menos de 76 micrones). Muela la primera porción durante un mínimo de 30 segundos a 1 minuto. Una vez que se haya molido toda la muestra, séquela nuevamente a 105°C durante al menos 4 horas

más y coloque el esquito en un frasco de vidrio sellado para minimizar la hidratación de la humedad del aire.

3. Reúna una pila de tamices de malla 100 (estándar estadounidense No. 100) y malla 200 (estándar estadounidense No. 200) con una bandeja colectora y una tapa. Coloque una muestra de 50 g de lutita triturada en un tamiz de malla 100 sobre un tamiz de malla 200 y coloque la pila en una bandeja colectora. Mas de 50 g pueden causar un deslumbramiento del tamiz de malla 200. Coloque una tapa superior en el tamiz de malla 100 y coloque la columna de combinación de tamiz / plato de ro-tap procese la lutita triturada durante 20 minutos. Si es necesario este proceso de agitar y golpear se puede mezclar a mano, pero es tedioso y menos eficiente.
4. La fracción que pasó a través del tamiz de la malla 100 pero fue retenida en el tamiz de la malla 200 tendrá un tamaño de partícula de 76 y 150 micrones. Se cree que este tamaño de partícula es el más preciso en términos de caracterizar la lutita mediante la prueba del tiempo de succión capilar. La porción que pasa a través de la malla 200 es necesaria para realizar el método aprobado por API para la capacidad de intercambio catiónico (C.EC.) de la lutita y para realizar la prueba de Prueba de Hinchamiento Lineal (LSM). Coloque todas las fracciones sellados y etiquetados para minimizar la absorción de humedad por las arcillas. Vuelva a triturar y tamizar cualquier porción que haya quedado retenida en el tamiz de malla 100 y guarde cualquier porción con un tamaño de malla inferior a 200, ya que será necesaria para realizar cualquier CEC o LSM. Lo importante que debe recordar es que necesitará 2 g de lutita de malla 100 por cada fluido que corra con CST, necesitará solo 6 g para el agua destilada y una mezcla 50/50 de agua de mar y agua destilada para caracterización de lutitas. Por lo tanto, es importante triturar o cribar toda su lutita para que se tenga la cantidad máxima de prueba.
5. Decida qué soluciones salinas va a probar, la prueba de caracterización de lutitas utiliza agua destilada como base, agua de mar y una mezcla 50/50 de agua de mar con agua destilada. Compare todas las soluciones salinas con su línea de agua destilada, al preparar sus soluciones salinas pueden ser múltiplos de tres, como 3% en peso, 6% en peso, 9% en peso, etc.

6. Reúna su equipo de prueba, las pruebas CST se ejecutan por duplicado y se informa un promedio de los dos resultados como un medio para minimizar un error de procedimiento, por lo que dos juegos de quipos de prueba.
7. Limpie y seque la bandeja del sensor y la placa del sensor.
8. Enchufe el conjunto de la placa de prueba en la parte superior de la bandeja del sensor y debajo de las tres clavijas.
9. Coloque la placa del sensor, con la sonda hacia abajo sobre el papel filtro enganchando las dos clavijas de alineación.
10. Seleccione el diámetro de embudo apropiado e insértelo en el cabezal de prueba.
11. Gire el embudo aplicando una ligera presión hacia abajo cuando esté en posición para asegurar un contacto uniforme con el papel filtro.
12. Con la ayuda de una probeta graduada de 25 ml o 50 ml, agregue 24 ml de agua destilada en el mezclador waring de su muestra de lutita triturada y tamizada por malla 100, coloque la tapa de la taza, encienda el mezclador waring durante exactamente 2 minutos.
13. Encienda el interruptor de encendido.
14. El interruptor RESET. El contador lee todos los ceros y la lampara FINISH no está encendida. El instrumento ya está listo para usarse.
15. Utilice una jeringa para colocar aproximadamente 5 ml de muestra en el embudo. El líquido de la muestra es absorbido por el papel filtro.
16. Cuando el frente del filtro alcanza el primer par de contactos, el contador comienza, la luz de INICIO se enciende y comienza el cronometraje.
17. Cuando el frente líquido alcanza el tercer contacto, termina el tiempo, el contador se detiene, la lampara FINISH se enciende y suena una breve señal audible.
18. La lectura del contador que es el tiempo de succión capilar en segundos y décimas de segundo.

19. Retire el embudo y pruebe el papel filtro.
20. Limpie y saque la placa del sensor, el fondo del sensor y el embudo, para las medidas adicionales, repita el procedimiento.
21. Gire el interruptor de encendido a la posición de apagado después de su uso (Halliburton Managent System, 2020).



Figura No. 56 Tamizado de la formación pasada por malla 100 en el Ro-tap.



Figura No. 57 Adición de 5ml de la mezcla de salmuera y formación en el tubo filtro.

3.2 Análisis químicos para fluidos de perforación base agua

3.2.1 Prueba No.1 *pH*

La medición del pH de un fluido de perforación o filtrado, y los ajustes al pH son fundamentales para el control de los fluidos de perforación. En interacciones con arcillas, solubilidad de varios componentes, contaminantes y la eficacia de los aditivos todos dependen del pH, al igual que el control de los procesos ácidos y de la corrosión por el sulfuro.

El termino pH denota el logaritmo negativo de la actividad del ion hidrogeno, H en soluciones acuosas (la actividad y la concentración son iguales solo en soluciones diluidas) $pH = \log (H)$. Para agua pura a 24°C (75°F), la actividad del ion hidrogeno (H) es 10^{-7} mol/l y $pH = 7$. Este sistema se denomina neutro, porque la actividad del ion hidroxilo (OH) también es 10^{-7} mol/l. En sistemas acuosos a 24°C (75°F) el producto iónico (H)(OH) es 10^{-14} (una constante). En consecuencia, un aumento en H denota una disminución similar en (OH). Un cambio de pH de una unidad indica un cambio de diez veces

tanto en (H) como en (OH). Las soluciones con pH inferior a 7 se denominan acidas y las que tienen un pH mayor de 7 se denominan alcalinos.

El método recomendado para medir el pH de un fluido de perforación es con un medidor de pH con electrodo de vidrio. Este es el método preciso y proporciona valores de pH confiables, sin interferencias se utiliza un sistema de electrodos de alta calidad utilizado con un instrumento correctamente diseñado.

Para las mediciones de pH en el campo se utilizan papel y barras de pH que combinan colores, pero no son los métodos recomendados. Estos métodos son confiables solo en fluidos de perforación base agua muy simples. Los productos químicos y los líquidos de color oscuro provocan graves errores en los valores del pH. La legibilidad es normalmente de aproximadamente 0.5 pH unidad (API, 2009).

Reactivos y equipos:

1. Soluciones tampón: Para calibrar y establecer la pendiente del medidor de pH antes de realizar la medición de una muestra, se calibra en el siguiente orden:
 - a) pH 4.0: Hidrogenoftalato de potasio a 0.05 ml/l en agua, da 4.01 pH a 24°C (75°F).
 - b) pH 7.0: Dihidrógeno fosfato de potasio a 0.020 66 mol/l, e hidrogeno fosfato disodio 0.029 34 mol/l en agua, da 7.00 pH a 24°C (75°F).
 - c) pH 10.0: Carbonato de sodio a 0.025 mol/l y bicarbonato de sodio a 0.025 mol/l en agua da 10.01 pH.
2. Agua destilada o desionizada.
3. Detergente líquido suave.
4. Hidróxido de sodio: Para reacondicionar el electrodo.



Figura No. 58 pHmetro digital.



Figura No. 59 Soluciones buffer para calibrar pHmetro.

Procedimiento para la medición de pH

1. Obtenga una muestra de fluido para analizar, deje que alcance la temperatura de 24°C (75°F).
2. Deje que la solución tampón alcance la misma temperatura que el fluido a analizar.

Para una medición precisa del pH, el fluido de prueba, la solución tampón y el electrodo de referencia deben estar a la misma temperatura. La solución tampón de pH indicado en la etiqueta del recipiente es el pH correcto a la temperatura de 24°C (75°F).

3. Limpie los electrodos lavándolos con agua destilada y séquelos.
4. Coloque la sonda de tampón de pH 7.0.
5. Encienda el medidor, espere 60 segundos para que la lectura se establezca.
6. Mida la temperatura de la solución de tampón pH 7.0.
7. Establezca la temperatura en la perilla de “temperatura”.
8. Establezca la lectura del medidor en 7.0, usando la perilla de calibración.
9. Enjuague la sonda con agua destilada y séquela.
10. Repita las operaciones desde el paso 4, usando tampón de pH 4.0, si el fluido es ácido y pH 10.0, si se va analizar un fluido alcalino.

11. Vuelva a comprobar el medidor con el tampón de pH 7.0. Si ha cambiado, reestablezca con la perilla de calibración, repetir el paso 6 al 9. Si el medidor no se calibra correctamente reacondicione o cambie los electrodos. Deseche y no reutilice la muestra de soluciones tampón utilizado en la calibración. El medidor debe calibrarse completamente cada día, utilizando dos buffers. Verifique con tampón pH 7.0, cada 3 horas cuando use el medidor de forma continua y si antes de su uso han transcurrido más de 3 horas entre mediciones.
12. Si el medidor se calibra correctamente, enjuague el electrodo con agua destilada y séquelo. Coloque el electrodo en la muestra para ser probado y revolver suavemente, deje que transcurran entre 60 y 90 segundos para que la lectura se estabilice.
13. Registre el pH de la muestra con una precisión de 0.1 unidad de pH y la temperatura de la muestra.
14. Limpie el electrodo como preparación para el próximo uso. Almacenar en un vial de tampón pH 4.0, no permitir que la punta de la sonda esté seca.
15. Apague el medidor y cierre la tapa para proteger el instrumento.



Figura No. 60 Calibración del equipo con solución acida buffer pH 4.

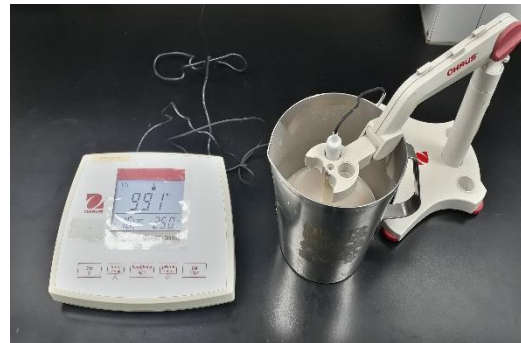


Figura No. 61 Toma de pH de fluido base agua.

3.2.2 Prueba No. 2 *Alcalinidad*

La alcalinidad se puede considerar como el poder neutralizador de ácidos de una sustancia. En las pruebas de fluidos de perforación, las mediciones de alcalinidad se pueden realizar en todo el fluido de perforación o en el filtrado. Los datos recopilados de la prueba de alcalinidad también se pueden

utilizar para estimar las concentraciones de iones hidroxilo (OH), carbonato (CO_3) y bicarbonato (HCO_3) en el fluido de perforación.

El conocimiento de las alcalinidades de los fluidos de perforación y de los filtrados es importante en muchas operaciones de perforación para asegurar el control adecuado de la química del fluido de perforación. Los aditivos de fluidos de perforación, en particular algunos desfloculantes, requieren ambiente alcalino para funcionar correctamente. La alcalinidad que surge de los iones hidroxilo se acepta como beneficioso, mientras que las alcalinidades resultantes de carbonatos y bicarbonatos pueden tener efectos adversos en el rendimiento de los fluidos de perforación.

Los iones que son los principales responsables de la alcalinidad del filtrado son el hidroxilo (OH), el carbonato (CO_3) y el bicarbonato (HCO_3). Es importante darse cuenta que las especies de carbonatos pueden cambiar de una forma a otra cambiando el pH de la solución. La interpretación de las alcalinidades del filtrado implica el cálculo de diferencias entre los valores de titulación obtenidos mediante los siguientes procedimientos. Es por este motivo, que se presta especial atención a la medición precisa de los distintos reactivos es importante en todos los pasos del procedimiento. Además, es importante darse cuenta de que los siguientes cálculos son solo estimaciones de las concentraciones de las especies iónicas informadas basado en reacciones teóricas de equilibrio químico.

La composición de los filtrados de fluidos de perforación es a menudo tan compleja que la interpretación de las alcalinidades en términos de los componentes iónicos estimados puede ser engañosos. Cualquier valor de la alcalinidad en particular representa todos los iones que reaccionan con el ácido en el rango de pH sobre el que se probó ese valor en particular. Iones inorgánicos que pueden contribuir a la alcalinidad, además de los iones de hidroxilo, carbonato y bicarbonato, son boratos, silicatos, sulfuros y fosfatos. Quizás lo más serio en los fluidos de perforación son los diluyentes orgánicos aniónicos, los reductores de filtrado y sus productos de degradación que pueden contribuir a una gran parte del valor de alcalinidad, además de enmascarar el punto final del cambio de color. Estos materiales orgánicos hacen una contribución particularmente grande a la alcalinidad de M_f , por lo tanto, la prueba es altamente inexacta en fluidos de perforación tratados con diluyentes orgánicos. Sin embargo, para una simple perforación a base de sistema de fluidos de bentonita que no contienen diluyentes orgánicos, las alcalinidades P_f y M_f se pueden utilizar como pautas para

determinar tanto la presencia de contaminación por carbonato/bicarbonato como el tratamiento necesario para aliviar la contaminación (API, 2009).

Reactivos y equipos:

1. Solución de ácido sulfúrico (H_2SO_4) 0.02N (N/50).
2. Solución indicadora de fenolftaleína al 1 % (Solución 50/50 alcohol isopropílico-agua destilada).
3. Solución indicadora de naranja de metilo al 1%.
4. pHmetro.
5. Recipiente de titulación (preferiblemente blanco) con volumen de 100 ml.
6. Pipeta graduada de 1 ml a 10 ml.
7. Probeta graduada de 25 ml o 50 ml.
8. Jeringa de 5 ml.
9. Varilla agitadora de vidrio.

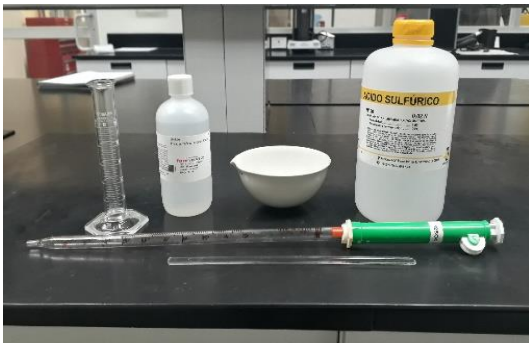


Figura No. 62 Materiales y reactivos para realizar prueba de alcalinidad del fluido y filtrado con solución fenolftaleína.



Figura No. 63 Materiales y reactivos para realizar prueba de alcalinidad del filtrado con solución naranja de metilo.

a) *Procedimiento Alcalinidad del filtrado de fenolftaleína y naranja de metilo (pf y mf)*

1. Mida 1 ml de filtrado con la jeringa y agregue en el recipiente de titulación. Agregue 2 o más gotas de solución indicadora fenolftaleína. Si el indicador se vuelve rosa, agregue ácido sulfúrico 0.02 N, gota a gota con la pipeta graduada, mientras se agita hasta que el color rosa desaparezca, el punto final es hasta que el pH cae a 8.3, medido con un medidor de pH.
2. Indique la alcalinidad de la fenolftaleína Pf del filtrado con el número de mililitros de ácido sulfúrico 0.02 N requeridos.
3. A la muestra que ha sido titulada hasta el punto final Pf, agregue 2 o 3 gotas de solución de indicador de naranja de metilo. Agregue el ácido estándar gota por gota con la pipeta mientras agita, hasta que el color del indicador cambie de amarillo a rosa. El punto final también se puede tomar cuando el pH de la muestra cae a 4.3, medido con un medidor de pH.
4. Indique la alcalinidad de naranja de metilo Mf, de filtrado como el total de mililitros de ácido 0.02 N necesario para alcanzar el punto final de naranja de metilo.



Figura No. 64 Muestra de filtrado con solución indicadora fenolftaleína (pf).



Figura No. 65 Punto final de prueba de alcalinidad de naranja de metilo (mf).

Cálculo de concentraciones de iones a partir de Pf y Mf

Las concentraciones de iones hidroxilo, carbonato y bicarbonato se pueden estimar a partir de Pf y Mf como se indica en la siguiente tabla:

Tabla No. 3: Concentración de ion hidroxilo, carbonato y bicarbonato

Valores relativos de Pf y Mf	Concentración g/l		
	OH	CO ₃	HCO ₃
Pf = 0	0	0	1 220 Mf
2 Pf < Mf	0	1 200 Pf	1 220 (Mf- 2Pf)
2Pf = Mf	0	1 200 Pf	0
2Pf > Mf	340 (2Pf-Mf)	1 200 (Mf-Pf)	0
Pf= Mf	340 Mf	0	0

b) Procedimiento Alcalinidad del fluido de perforación con fenolftaleína (Pm)

1. Mida 1 ml de fluido de perforación en el recipiente de titulación con una jeringa o pipeta volumétrica. Diluir la muestra del fluido de perforación con 25 ml a 50 ml de agua destilada. Agregue 4 o 5 gotas de solución indicador de fenolftaleína y si el indicador se vuelve rosa, mientras agita, titular rápidamente con ácido sulfúrico estándar 0.02 N, hasta que desaparezca el color rosa de la solución. Si no se puede apreciar el cambio de color del punto final, se puede tomar cuando el pH cae a 8.3 con un medidor de pH.
2. Informe la alcalinidad de fenolftaleína Pm, del fluido de perforación como el número de mililitros de ácido requeridos.



Figura No. 66 Fluido base agua con solución indicadora fenolftaleína.



Figura No. 67 Punto final de prueba de alcalinidad.

3.2.3 Prueba No. 3 *Contenido de iones cloruro*

La prueba de cloruro mide la concentración de iones cloruro en el filtrado del fluido de perforación (API, 2009).

Reactivos y equipos:

1. Solución de nitrato de plata (AgNO_3) 0.0282N.
2. Solución indicadora de cromato de potasio (K_2CrO_4) al 5%.
3. Solución de ácido sulfúrico (H_2SO_4) 0.1N.
4. Solución indicadora de fenolftaleína al 1%.
5. Agua destilada.
6. Pipeta graduada.
7. Recipiente de titulación de 100 ml a 150 ml (preferiblemente blanco).
8. Varilla agitadora de vidrio
9. Probeta graduada de 25 ml o 50 ml.

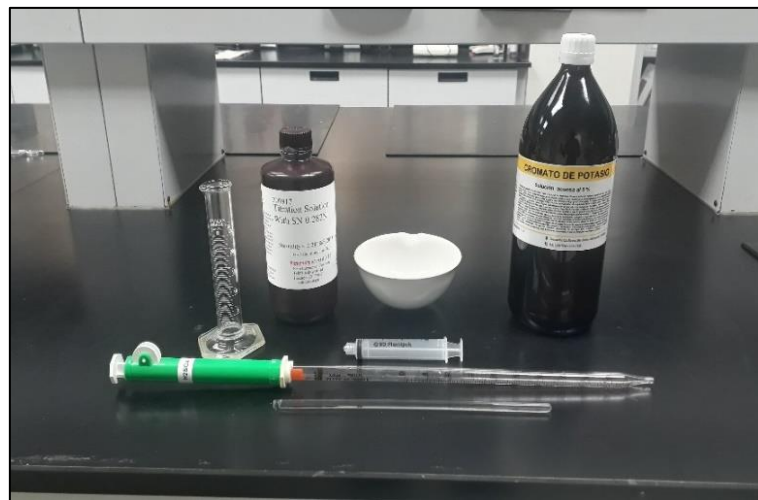


Figura No. 68 Materiales y reactivos para prueba iones cloruros

Procedimiento:

1. Agregue 1 ml de filtrado en el recipiente de titulación, agregue 2 a 3 gotas de solución indicadora de fenolftaleína, si el indicador se vuelve color rosa, agregue ácido gota a gota hasta que el color desaparezca.
2. Añada 25 ml a 50 ml de agua destilada y 5 gotas a 10 gotas de solución de cromato de potasio, revuelva continuamente mientras se agrega solución estándar de nitrato de plata gota a gota desde la pipeta, hasta que el color cambia de amarillo a rojo anaranjado y persiste durante 30 segundos. Registre el volumen de solución de nitrato de plata necesario para alcanzar el punto final.



Figura No. 69 Muestra de filtrado con solución indicadora cromato de potasio.



Figura No. 70 Punto final de prueba de iones cloruros.

Cálculo:

1. Indique la concentración de iones cloruros, C_{Cl} , del filtrado, expresado en miligramos por litros, calculada con la siguiente ecuación:

$$C_{Cl} = 1000 \frac{V_{sn}}{V_f}$$

Dónde:

V_{sn} es el volumen de solución de nitrato de plata, expresado en mililitros

V_f es el volumen de la muestra de filtrado, expresada en mililitros.

2. Utilice la siguiente ecuación para convertir la C_{Cl} , en la concentración de $C_{NaCl, A}$, expresada en miligramos por litro:

$$C_{NaCl, A} = 1.65 C_{Cl}$$

3. Para convertir de miligramos por litro a parte por millón en masa, use la siguiente ecuación y la densidad del filtrado:

$$C_{NaCl, B} = \frac{C_{NaCl, A}}{\rho_f}$$

3.2.4 Prueba No.4 Dureza de calcio

Cuando se agrega ácido etilendiaminotetraacético (E.D.T.A) al agua o al filtrado del fluido de perforación que contiene calcio y magnesio, se combina primero con el calcio. El calcio se puede determinar cuando el pH de la muestra es suficientemente alto de modo que el magnesio se precipita como hidróxido y se utiliza un indicador específico para calcio. Varios de los indicadores dan cambios de color cuando todo el calcio ha sido completado por E.D.T.A a un pH de 12 o 13 (API, 2009).

Reactivos y equipos:

1. Solución de E.D.T.A con concentración 0.01M.
2. Solución de tampón de cálcico, NaOH 1N.
3. Indicador de calcio, calver II.
4. Recipiente de titulación de 100 ml a 150 ml (preferiblemente blanco).
5. Varilla agitadora de vidrio.
6. Pipeta graduada de 1 ml y 10 ml.
7. Probeta graduada de 25 ml o 50 ml.
8. Agua destilada

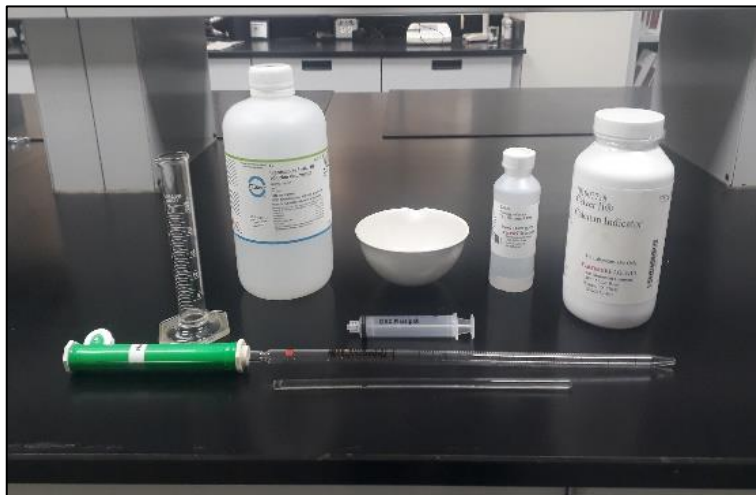


Figura No. 71 Materiales y reactivos para prueba de dureza de calcio.

Procedimiento:

1. Añadir en el recipiente de titulación 25 ml de agua destilada con la ayuda de la probeta graduada, posteriormente agregar de 10 a 15 ml de solución de tampón cálcico NaOH 1N y 1 ml de filtrado.
2. Agregar de 0.1 a 0.2 g de solución indicadora de calcio, calver II y agitar lentamente con la varilla de vidrio, la mezcla adquiere un color rojo vino.
3. Agitando la mezcla con el agitador de vidrio, adicionar con ayuda de la pipeta graduada E. D.T.A 0.01M gota a gota hasta que la solución cambia de color de rojo vino a azul turquesa. Registre el volumen de solución E.D.T.A necesario para alcanzar el punto final.



Figura No. 72 Muestra de filtrado con solución indicadora de calcio calver II.



Figura No. 73 Punto final de prueba dureza de calcio.

Cálculo:

La concentración de calcio C_{Ca} , expresada en miligramos por litros, se calcula con la siguiente ecuación:

$$C_{Ca} = 400 = \frac{V_{EDTA}}{V_f}$$

Dónde:

C_{Ca} es la concentración de ion calcio, expresado en miligramos por litros

V_{EDTA} es el volumen de la solución EDTA, expresada en mililitros (1ml=400 mg Ca^{+2})

V_f es el volumen del filtrado de la muestra, expresada en mililitros

3.2.5 Prueba No. 5 *Dureza total(Magnesio)*

El contenido de magnesio del filtrado del fluido de perforación se puede calcular restando el contenido de iones de calcio de dureza total. Esto da el contenido de magnesio en términos de calcio que se convierte en magnesio por multiplicar el valor por la razón de pesos atómicos (24.3/40=0.6), (API, 2009).

Reactivos y equipos:

1. Solución de EDTA en concentración 0.01M.
2. Solución tampón de dureza total, versenato.
3. Solución indicadora de dureza total, hidróxido de amonio (buffer de dureza).
4. Recipiente de titulación de 100 ml a 150 ml (preferiblemente blanco).
5. Probeta graduada de 25 ml o 50 ml.
6. Varilla agitadora de vidrio.
7. Pipeta graduada de 1ml y 10 ml.

8. Agua destilada

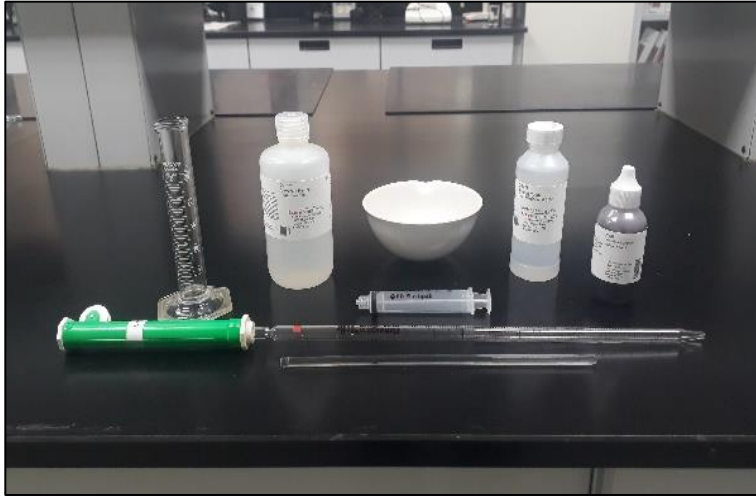


Figura No. 74 Materiales y reactivos para prueba de dureza total (magnesio).

Procedimiento:

1. Agregar 25 ml de agua destilada en el recipiente de titulación, posteriormente adicionar 2 ml de solución tampón de dureza versenato y agregar 1 ml de filtrado.
2. Agregar 5 gotas de solución indicadora de dureza total, hidróxido de amonio y mezclar lentamente con el agitador de vidrio, la mezcla adquiere un color rojo vino.
3. Adicional solución de EDTA gota a gota y mezclar con el agitador de vidrio, el punto final será indicado cuando la mezcla cambie de color rojo vino al azul. Registrar el volumen de solución de EDTA utilizados para llegar al punto final.



Figura No. 75 Muestra de filtrado con solución indicadora de dureza versenato.



Figura No. 76 Punto final de prueba dureza total (magnesio).

Cálculo:

La concentración de magnesio C_{Mg} , expresada en miligramos por litro, es calculada con la siguiente ecuación:

$$C_{Mg} = 0.6 \times C_{Ca + Mg} - C_{Ca}$$

Dónde:

$C_{Ca + Mg}$ es la dureza total, expresada en miligramos por litros

C_{Ca} es la concentración de calcio, expresada en mililitros

3.2.7 Prueba No.6 *Prueba de azul de metileno*

La prueba de azul de metileno o capacidad de azul de metileno es una prueba que se le realiza a un fluido de perforación para conocer la cantidad de arcillas reactivas (bentonita, sólidos de perforación) presentes de acuerdo a lo determinado por la prueba de azul de metileno. La capacidad de azul de metileno proporciona una estimación de la cantidad de la capacidad total de intercambio catiónico de los sólidos de fluido de perforación. Capacidad de azul de metileno y la capacidad de intercambio catiónico no son necesariamente equivalentes, siendo la primera normalmente menor que la real capacidad de intercambio catiónico.

Se agrega una solución de azul de metileno a una muestra de fluido de perforación (que ha sido tratado con peróxido de hidrógeno y acidificado) hasta que se muestra la saturación de un tinte

“halo” alrededor de una gota de suspensión de sólidos colocado sobre papel filtro. Se pueden realizar variaciones del procedimiento utilizando en el fluido de perforación sólidos de perforación y bentonita comercial para permitir una estimación de la cantidad de cada tipo de sólido presente en el fluido.

Los fluidos de perforación normalmente contienen sustancias además de arcillas reactivas que absorben azul de metileno, el pretratamiento con peróxido de hidrógeno está destinado a eliminar el efecto de materiales orgánicos como lignosulfonatos, lignitos, polímeros celulósicos, poliacrilatos, etc (API, 2009).

Reactivos y equipos:

1. Solución de azul de metileno.
2. Solución de peróxido de hidrógeno al 2%.
3. Solución de ácido sulfúrico (H_2SO_4) 5N (2.5 Mol).
4. Matraz Erlenmeyer de 250 ml de capacidad.
5. Papel Whatman No.50.
6. Jeringa de 2.5 ml.
7. Pipeta graduada de 1 ml.
8. Varilla agitadora (de vidrio).
9. Parrilla calentadora.
10. Parrilla agitadora.
11. Imán.
12. Cronómetro.



Figura No. 77 Materiales y reactivos para prueba de azul de metileno.

Procedimiento:

1. Añada 2 ml de fluido de perforación y 10 ml de agua destilada en el matraz Erlenmeyer. La jeringa utilizada debe tener una capacidad de 2 ml, para garantizar que se añada 1 ml de fluido de perforación.
2. Añada 15 ml de peróxido de hidrogeno al 3% y 0.5 ml de ácido sulfúrico (H_2SO_4) 5N al matraz Erlenmeyer, hervir a fuego lento durante 10 minutos, no dejar hervir hasta que se seque, diluir con 25 ml de agua destilada, deje enfriar a temperatura ambiente.
3. Cuando la mezcla esta fría, añada 0.5 ml de solución de azul de metileno. Si la cantidad aproximada de azul de metileno necesaria para alcanzar el punto final se conoce a partir de pruebas anteriores, incremente el volumen de solución de metileno para titular. Después de añadir azul de metileno agite la mezcla en el matraz por 30 segundos, mientras los sólidos aún están suspendidos, retire una gota de líquido con la varilla de vidrio y coloque la gota sobre el papel filtro. El punto final de la titulación aparece cuando aparece un anillo azul o turquesa que rodea los sólidos teñidos.
4. Cuando se detecta el tinte azul que se extiende desde la mancha, agite la mezcla en el matraz durante 2 minutos más sin agregar solución de azul de metileno, y coloque otra gota sobre el papel filtro, si el anillo azul vuelve a ser evidente, se ha alcanzado el punto final.



Figura No. 78 Adición de 0.5 ml de azul de metileno.

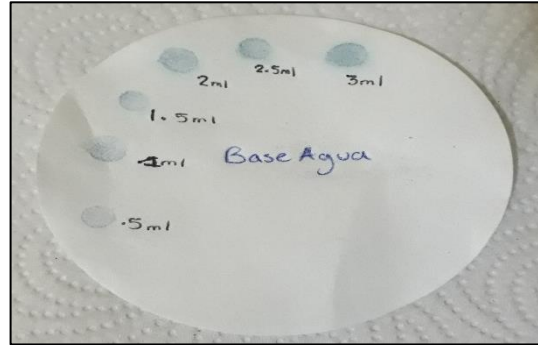


Figura No. 79 Punto final de la prueba de azul de metileno.

Cálculo:

Informe la capacidad de azul de metileno, C_{MBT} , del fluido de perforación, calculada de la siguiente forma:

$$C_{MBT} = \frac{V_{mb}}{V_{df}}$$

Dónde:

V_{mb} es el volumen de la solución de azul de metileno, expresada en mililitros

V_{df} es el volumen de la muestra de fluido de perforación, expresada en mililitros.

Alternativamente, la capacidad de azul de metileno se puede informar como equivalente de bentonita (basado en bentonita con una capacidad de intercambio catiónico de 70 meq/100g) E_{BEA} expresada en kilogramo por metro cubico, como se indica en la siguiente ecuación E_{BEB} , expresada en libras por barril:

$$E_{BEA} = \frac{14.25 \times V_{mb}}{V_{df}}$$

$$E_{BEB} = \frac{5 \times V_{mb}}{V_{df}}$$

3.3 Análisis químicos para fluidos de perforación base aceite (emulsión inversa)

3.3.1 Prueba No. 1 *Demanda de alcalinidad de la base (BAD)*

Los productos químicos de valoración utilizados para determinar la determinación de la alcalinidad consumirán una pequeña cantidad de alcalinidad. Esto se ha denominado como demanda de alcalinidad básica (BAD) V_B . Esta V_B se puede determinar utilizando Hidróxido de sodio en concentración 0.1 N, para valorar el punto final de fenolftaleína de la mezcla de titulación sin fluido de perforación. una vez determinado V_B se puede agregar la medición de alcalinidad para el fluido de perforación de base aceite para obtener una representación más precisa de la alcalinidad (API, 2014).

Reactivos y equipos:

1. Disolvente: Constituido por propoxypropanol (PNP).
2. Recipiente de titulación: vaso de precipitado de 500 ml.
3. Solución indicadora de fenolftaleína al 1% (en presencia de medios alcalinos se tiñe de color rosa).
4. Agitador magnético.
5. Parrilla agitadora de metal.
6. Solución de hidróxido de sodio en concentración 0.1 N.
7. Agua destilada o desionizada.
8. Probeta graduada de 100 ml para agregar el disolvente.
9. Probeta graduada de 100 ml para agregar agua destilada.
10. Pipeta graduada de 10 ml, identificada para hidróxido de sodio 0.1 N.



Figura No. 80 Materiales y reactivos para realizar prueba de alcalinidad de la base propoxypropanol.

Procedimiento:

1. Colocar un vaso de precipitado de 500 ml en la parrilla agitadora.
2. Agregar 100 ml de disolvente PNP en un vaso de precipitado de 500 ml.
3. Agregue 200 ml de agua destilada.
4. Agregue 15 gotas de solución indicadora fenolftaleína.
5. Mientras se mezcla con un agitador magnético, de modo que el vórtice sea la mitad del líquido, titular gota por gota con hidróxido de sodio en concentración 0.1 N hasta que el color rosa aparezca.
6. Continúe agitando la mezcla durante 5 minutos, si el color rosa permanece, se ha alcanzado el punto final, si el color rosa desaparece repita el paso anterior.



Figura No. 81 Adición de 15 gotas de solución indicadora fenolftaleína al 1% a mezcla de propoxypropanol con agua destilada.



Figura No. 82 Punto final de la prueba de alcalinidad de la base propoxypropanol.

Cálculo:

$$V_B = V_{\text{NaOH}}$$

Dónde:

V_B es la base de la demanda de alcalinidad

V_{NaOH} es el volumen de hidróxido de sodio 0.1 N, expresado en mililitros.

3.3.2 Prueba No. 2 *Alcalinidad del fluido de perforación completo*

El procedimiento de prueba de alcalinidad del fluido de perforación completo es un método de titulación que mide el volumen de ácido estándar requerido para reaccionar con los materiales alcalinos (básicos) en un fluido de perforación a base aceite. El valor de alcalinidad se utiliza para calcular la concentración de cal en exceso que no ha reaccionado en el fluido de perforación de base aceite.

El exceso de materiales alcalinos, como la cal ayuda a estabilizar la emulsión y también a neutralizar el carbono ácido, gases de dióxido o sulfuro de hidrógeno. Este procedimiento de prueba también puede determinar si no hay exceso de cal presente, si existe una condición acida en el fluido de perforación, y cuanta cal se necesitaría para llevar a el fluido de perforación a un estado neutralizado (API, 2014).

Reactivos y equipos:

1. Recipiente de titulación, vaso de precipitado de 500 ml.
2. Disolvente constituido por propoxypropanol (PNP).
3. Agua destilada.
4. Solución indicadora de fenolftaleína en concentración al 1%.
5. Ácido sulfúrico en concentración 0.1 N.
6. Parilla agitadora.
7. Probeta graduada con capacidad de 50 ml para agregar disolvente PNP.
8. Probeta graduada con capacidad de 100 ml para agregar agua destilada.
9. Agitador magnético.
10. Jeringa de plástico de 5 ml o 10 ml.
11. Pipeta graduada de 10 ml, identificada para ácido sulfúrico.



Figura No. 83 Materiales y reactivos para realizar prueba de alcalinidad de fluido base aceite de emulsión inversa.

Procedimiento:

1. Coloque el recipiente de titulación sobre la parrilla agitadora.
2. Añada 100 ml de disolvente PNP al recipiente de titulación.
3. Llene la jeringa de 5 ml con fluido de perforación base aceite más allá de la marca de 3 ml.
4. Desplace 2 ml de fluido en el recipiente de titulación, registrar como V_s .
5. Introduzca el agitador magnético y agite el fluido de perforación base aceite y el disolvente hasta que la mezcla sea homogénea.
6. Agregue 200 ml de agua destilada.
7. Agregue 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína, la mezcla se teñirá de color rosa.
8. Mientras se agita la mezcla con un agitador magnético de modo que el vórtice sea la mitad de la altura del líquido, titular inmediatamente con ácido sulfúrico al 0.1 N gota por gota hasta que el color rosa desaparezca.
9. Continúe agitando la mezcla durante 5 minutos, si no reaparece el color rosa, se ha alcanzado el punto final, registre el volumen de ácido sulfúrico gastado como $V_{H_2SO_4}$, en mililitros.
10. Utilice el volumen de ácido sulfúrico 0.1 N ($V_{H_2SO_4}$), expresado en mililitros requerido para alcanzar el punto final.
11. En caso de que no haya ocurrido el cambio a color rosa cuando se agregó la fenolftaleína, mientras se agitaba con el agitador magnético, titule inmediatamente con hidróxido de sodio 0.1 N, hasta que aparezca el color rosa.
12. Continúe agitando durante 5 minutos, si el color rosa permanece, se ha alcanzado el punto final, registre el volumen de hidróxido de sodio 0.1 N (V_{NaOH}) utilizado en mililitros.
13. Utilice el volumen de hidróxido de sodio 0.1 N (NaOH), expresado en mililitros requerido para alcanzar el punto final, para calcular la alcalinidad del fluido de perforación (V_K), si V_K es un valor negativo, esto indica que toda la cal en el lodo ha sido neutralizada por la acidez del

PNP/ ácido o componentes en el lodo que se originan a partir de productos añadidos y/ o gases de las formaciones que se están perforando y se detecta un exceso de acidez.



Figura No. 84 Muestra con solución indicadora fenolftaleína al 1%.

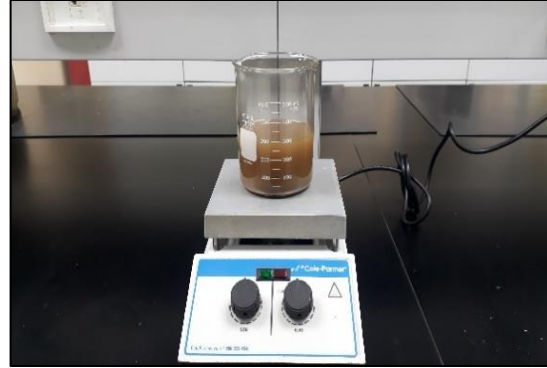


Figura No. 85 Punto final de la prueba de alcalinidad.

Cálculo:

$$V_K = \frac{V_{H_2SO_4} - V_{NaOH} + V_B}{V_S}$$

Dónde:

V_K sí es positivo, es la alcalinidad del fluido de perforación, expresada en mililitros de ácido sulfúrico 0.1 N.

 sí es negativo, es la acidez del fluido de perforación total, expresada en mililitros de hidróxido de sodio 0.1 N.

V_B es la demanda de alcalinidad de la base (BAD), expresada en mililitros.

$V_{H_2SO_4}$ es el volumen de ácido sulfúrico 0.1 N expresada en mililitros.

V_{NaOH} es el volumen de hidróxido de sodio 0.1 N, expresado en mililitros.

V_S es el volumen de la muestra del fluido de perforación, expresada en mililitros.

3.3.3 Prueba No. 3 *Concentración de cloruro del fluido de perforación completo*

El procedimiento de prueba de cloruro del fluido de perforación completo es un método de titulación que mide el volumen de nitrato de plata estándar requerido para reaccionar con los iones de cloruro (y otros haluros) para formar plata insoluble sales de cloruro (o haluro de plata). Para el procedimiento de prueba puede utilizar la misma muestra que se utilizó para la prueba de alcalinidad, siempre y cuando la muestra sea ácida (pH inferior a 7.0). El valor de cloruro informado en todo el fluido de perforación de base aceite puede ser asignado a la fase acuosa hasta el punto de saturación. La concentración de sal soluble en agua está relacionada con la eficacia de un fluido de perforación a base aceite en el control de lutita mediante el concepto de actividad de la fase acuosa. El valor de salinidad de la fase acuosa también es necesario para ajustar el valor de agua de la retorta para obtener sólidos corregidos en la concentración para el fluido de perforación de base aceite (API, 2014).

Reactivos:

1. Solución indicadora de cromato de potasio.
2. Reactivo de nitrato de plata en concentración 0.282 N.



Figura No. 86 Materiales y reactivos para realizar prueba de cloruros de fluido base aceite de emulsión inversa.

Procedimiento:

1. Realizar previamente la prueba de alcalinidad, utilice esta mezcla para realizar la concentración de cloruro, asegúrese que la mezcla que vaya a titular sea ácida (por debajo de pH 7), agregando 10 gotas o 20 gotas más de ácido sulfúrico 0.1 N.
2. Añada 3 ml de solución de cromato de potasio.
3. Titule lentamente con reactivo de nitrato de plata 0.282 N, mientras se agita rápidamente con un agitador magnético, hasta que el color rosa salmón permanezca estable durante al menos 1 minuto, puede ser necesario detener la agitación de la mezcla y permitir la separación de las fases para ver el color en la fase acuosa más claramente.
4. Utilice el volumen de reactivo de nitrato de plata 0.282 N (V_{AgNO_3}) requerido, expresado en mililitros requeridos para llegar al punto final, para calcular la concentración de cloruro del fluido de perforación completo C_{Cl^-} , DF.



Figura No. 87 Adición de 3 ml de solución indicadora cromato de potasio al 5%.



Figura No. 88 Punto final de la prueba de cloruros de fluido base aceite de emulsión inversa.

Cálculo:

$$C_{\text{Cl}^-}, \text{DF} = \frac{10000 \times V_{\text{AgNO}_3}}{V_s}$$

Dónde:

C_{Cl^-} , DF es la concentración del cloruro del fluido de perforación en miligramos por litro

V_{AGNO_3} es el volumen de reactivo de nitrato 0.282 N expresado en mililitros

V_s es el volumen de muestra de fluido de perforación expresado en mililitros

3.3.4 Prueba No. 4 *Concentración de calcio del fluido de perforación completo*

La prueba de calcio de un fluido de perforación es un método de titulación que mide el volumen de un agente patrón quelante de calcio (EDTA) ácido etilendiaminotetraacético sal disódica, necesaria para reaccionar con todo el calcio (y otros alcalinotérreos solubles en iones de agua), liberados del fluido de perforación de base aceite en la fase acuosa, cuando se utiliza una mezcla de disolventes para extraer el fluido a base aceite. El calcio medido en esta prueba puede provenir del cloruro de calcio ($CaCl_2$) y cal (CaO) utilizados para preparar el fluido de perforación, pero podría producirse algo de calcio de yeso perforado o anhidrita ($CaSO_4$).

Se puede medir algo de calcio normalmente insoluble a partir del carbonato de calcio perforado o del carbonato de calcio que se utiliza como aditivo para fluidos de perforación. Los resultados del análisis de calcio se pueden utilizar junto con la prueba de concentración de cloruro y agua, para calcular la salinidad de $CaCl_2$ y el $NaCl$ en la fase acuosa del fluido de perforación.

En estos procedimientos se incluye un paso de filtración opcional que puede eliminar el color que interfiera en las muestras de fluido. La filtración hace que sea más fácil de ver los puntos finales para todas las titulaciones, incluida la prueba de calcio, sin embargo, tenga en cuenta que la alcalinidad puede reducirse debido a la filtración.

Se debe de tener cuidado al obtener la muestra para asegurar la homogeneidad, asentamiento o separación en el recipiente puede dar lugar a resultados de pruebas erróneos, por lo que puede ser necesario agitar el recipiente. Otros factores a considerar incluyen la vida útil de la solución del reactivo de prueba, la contaminación cruzada de las pipetas y la contaminación del agua que no sea de fuentes destiladas o desionizadas. Para evitar la contaminación cruzada, las pipetas nunca deben de utilizarse para más de una solución de reactivo. Todas las soluciones de reactivos deben de taparse

herméticamente cuando no estén en uso y desecharse correctamente según las instrucciones del proveedor cuando se cumpla la fecha de vencimiento (API, 2014).

Reactivos y equipos:

1. Recipiente de titulación, vaso de precipitado de 500 ml.
2. Disolvente constituido por propoxypropanol (PNP).
3. Agua destilada.
4. Solución tampón para calcio, hidróxido de sodio (NaOH) en concentración 1N.
5. Solución de ácido etilendiaminotetraacético sal disódica (EDTA) en concentración 0.1 M
6. Indicador de calcio, calver II.
7. Parilla agitadora.
8. Probeta graduada con capacidad de 50 ml para agregar disolvente PNP.
9. Probeta graduada con capacidad de 100 ml para agregar agua destilada.
10. Agitador magnético.
11. Jeringa de plástico de 5 ml o 10 ml.
12. Pipeta graduada de 10 ml, identificada para hidróxido de sodio (NaOH) al 1 N.
13. Pipeta graduada de 10 ml, identificada para EDTA al 0.1 M.



Figura No.89 Materiales y reactivos para realizar prueba de concentración de calcio de fluido base aceite de emulsión inversa.

Procedimiento:

1. Coloque el recipiente de titulación sobre la parrilla agitadora.
2. Añada 100 ml de disolvente PNP al recipiente de titulación.
3. Llene la jeringa de 5 ml más allá de la marca de 3 ml con fluido de perforación de base aceite.
4. Desplace 2 ml de fluido de perforación en el recipiente de titulación, registrar como V_s .
5. Con ayuda de un agitador magnético, agite el fluido de perforación de base aceite y solvente hasta que la mezcla sea homogénea.
6. Agregue 200 ml de agua destilada al recipiente de titulación.
7. Añada 6 ml de solución tampón para calcio NaOH 1N.
8. Agregue 0.6 g a 1 g de polvo indicador de calcio calver II.
9. Con la parrilla agitadora a baja velocidad, con la pipeta graduada titule lentamente añadiendo solución de EDTA al 0.1 M, gota por gota, mientras se agita. Un cambio del color rojizo al color azul verdoso ocurre cuando se ha alcanzado el punto final.

10. Utilice el volumen de EDTA requerido, V_{EDTA} , para alcanzar el punto final, calcule la concentración de calcio en todo el fluido de perforación, $C_{Ca^{+2}, DF}$.



Figura No. 90 Muestra con indicador de calcio (calver II).



Figura No. 91 Punto final de la prueba de concentración de calcio de fluido base aceite de emulsión inversa.

Cálculo:

$$C_{Ca^{+2}, DF} = \frac{400 \times V_{EDTA}}{V_S}$$

Dónde:

$C_{Ca^{+2}, DF}$ es la concentración de calcio de todo el fluido de perforación, en miligramos por litro

V_{EDTA} es el volumen de EDTA 0.1 M, en mililitros.

V_S es el volumen de la muestra de fluido de perforación, en mililitros.

3.4 Método global para formular cuatro barriles de laboratorio de fluido base agua

Objetivo:

Este es un método para mezclar 4 barriles de laboratorio de fluido a base de agua según la sección API 13I Prácticas recomendadas para pruebas de laboratorio de fluidos de perforación. Los fluidos a base agua se mezclan durante 30 minutos como mínimo a 5000 rpm utilizando un mezclador Silverson para simular el cizallamiento que el lodo puede ver en el campo.

Alcance:

Este procedimiento se suele seguir para mezclar y evaluar fluidos para los protocolos de licitación. Este procedimiento no se recomienda para la preparación de pruebas pilotos o formulaciones fluidas que aún no han sido evaluadas debido al uso de grandes cantidades de productos que resultan en un uso ineficiente de tiempo y recursos.

Responsabilidades:

- a) Profesional técnico: Determina el tiempo y orden de adición de los productos. Sujeto a acuerdo con el profesional técnico y el cliente. El profesional técnico proporciona la lista acordada de productos y el orden de información al personal del laboratorio.
- b) Personal del laboratorio: Realiza prueba de forma segura según lo que solicite el profesional técnico. El personal del laboratorio se comunicará con el profesional técnico sobre todos los aspectos de las pruebas y se asegurará de que sigan las solicitudes del profesional técnico y del cliente.

El orden de adición puede estar sujeto a cambio según las especificaciones del fluido y las propiedades que se necesiten o soliciten. El procedimiento que se indica a continuación especifica un orden de adición como ejemplo de uno que podría usarse. Si el profesional técnico, conjunto con el cliente, ve la necesidad de agregar más productos (lo que requiere más tiempo de corte), ese acuerdo se comunicará al personal del laboratorio. Además, se acordará cualquier cambio de equipo antes de comenzar la mezcla.

Equipos:

1. Mezclador Silverson.
2. Tacómetro (opcional por si el Silverson no está equipado con lectura digital).
3. Cabezal mezclador desintegrador de uso general (cabezal con grandes orificios redondos).
4. Vaso cónico mezclador de acero inoxidable de 2 litros; API recomienda un recipiente con un diámetro interior inferior aproximadamente 3" y un diámetro interior superior aproximadamente a 6".
5. Balanza electrónica con capacidad de 3 kg y precisión de dos ceros.
6. Espátula de goma o de metal.
7. Termómetro con rango de 0°C a 105°C (32°F a 221°F).
8. Recipiente para usar como baño de agua para evitar que el líquido alcance más de 65°C (150°F).
9. Cronómetro.

Precauciones de seguridad:

Revise las SDS relevantes de los fluidos y productos utilizados en la formulación.

El personal de laboratorio debe usar el EPP apropiado de acuerdo al plan de higiene química, capacitación y responsabilidad personal.

Lea y siga el método de trabajo para usar el Silverson y calibre el mezclador.

Procedimiento:

Este procedimiento es para mezclar cuatro barriles de laboratorio (un barril de laboratorio es igual a 350 ml) de la formulación de fluido requerida. Si el programa de prueba requiere más de cuatro barriles de laboratorio, mezcle cualquier volumen adicional del fluido de perforación en lotes de cuatro barriles de laboratorio. Mezcle todos los lotes para garantizar la uniformidad antes de comenzar

cualquier régimen de prueba. La mezcla debe realizarse con una espátula grande o vertiendo de un recipiente a otro varias veces. La técnica del vertido o de agitación suave es necesaria para garantizar que cada barril de laboratorio se someta a la misma cizalla por unidad de tiempo por unidad de volumen.

1. Coloque la copa cónica en una balanza electrónica, con una precisión de dos decimales con al menos 3000 g de capacidad (3kg). Agregue el volumen requerido de líquido (agua dulce, agua de mar, o salmuera).
2. Coloque la taza debajo del mezclador y sumerja el cabezal de desintegración completamente en el líquido antes de encenderlo. No hacer esto puede causar daños.
3. Para mezcladores sin pantalla digital de velocidad, use un tacómetro para ajustar la velocidad. Coloque cinta plateada en la parte superior del eje de la cizalla y apunte el tacómetro hacia la cinta, ajuste la velocidad del mezclador hasta que la lectura digital o el tacómetro indiquen 5000 ± 300 rpm. Repita este proceso regularmente durante el periodo para asegurarse de que la velocidad sea constante.
4. Deje que el fluido se corte durante aproximadamente 5 minutos.
5. El tiempo total de mezcla de fluidos a base de agua es un mínimo de 30 minutos, puede ser necesario extender el tiempo de mezcla según la cantidad de materiales agregados.
6. Asegúrese que todos los polímeros estén completamente hidratados durante el tiempo de mezcla para evitar la creación de “ojos de pez” en el líquido recién mezclados, envejezca con calor el líquido para observar si desaparecen los ojos de pez. Si todavía hay ojos de pez es posible que no suficiente agua libre para que los polímeros se hidraten. Es posible que sea necesario cambiar el orden de mezcla para evitar la formación de ojos de pez de polímero.
7. La mayoría de los viscosificantes y polímeros no se hidratan de manera óptima en un ambiente básico neutro o ligero, agregue estabilizador de pH después de los viscosificantes y el agente de control de filtración para asegurar la completa hidratación de polímeros.
8. Orden general de adición para mezclar fluidos a base de agua:
 - a) Salmuera, agua dulce, agua de mar

- b) Agente de control de filtración
 - c) Viscosificante
 - d) Estabilizador de pH
 - e) Estabilizador de lutitas
 - f) Agente de ponderación
 - g) Agente puenteante
9. Agregue los productos (especialmente en polvo) al líquido lentamente para asegurar que los productos químicos se mezclen bien. Asegúrese de que los productos químicos (especialmente los polímeros) se mezclen bien apagando el mezclador y verificando que el cabezal del mezclador esté limpio.
 10. Lentamente (más de 30 segundos) agregue los agentes de control de pérdida de fluido y corte durante 10 minutos.
 11. Lentamente (más de 30 segundos) agregue cualquier viscosificante, agente de suspensión y mezcle por 5 minutos. Detenga el mezclador, sáquelo del fluido y elimine los sólidos que puedan estar sentados en la parte superior del cabezal del desintegrador. Vuelva a colocar el mezclador en el fluido y cizalla durante un total de 10 minutos desde el momento de la adición.
 12. Agregue lentamente (durante 30 segundos) cualquier modificador reológico, diluyente y mezcle durante 5 minutos.
 13. Use el mezclador a 500 rpm cuando mezcle material LCM como Baracarb o Steelseal. Con el fluido.
 14. Si se usa cal, lentamente (durante 30 segundos) agregue cizalla durante 5 minutos. Durante el cizallamiento, con el debido cuidado, raspe alrededor del interior de la taza con una espátula de goma o metal para desalojar la cal que pueda estar atascada alrededor del borde a nivel de líquido.
 15. Si se utilizan sólidos de perforación simulados, inclúyalos con el agente de ponderación.
 16. Agregue lentamente (más de 1 minuto), el agente de ponderación y mezcle durante 10 minutos adicionales. Después de 5 minutos, levante la taza hasta que el mezclador este en el fondo de

la taza y gire la taza completamente (360°) varias veces para desalojar los gramos de barita que se asientan en la parte inferior. Baje la taza y deje que el líquido se mezcle durante los últimos 5 minutos.

17. Retiré una muestra de lodo para realizar pruebas, laminado en caliente, etc.
18. Limpie el mezclador Silverson correctamente y téngalo listo para el próximo uso. Reemplace cualquier buje, eje de cizallamiento, pantallas del impulsor que sean necesarias (Halliburton Managent System, 2020).

3.5 Método global para formular cuatro barriles de laboratorio de fluido base no acuosa

Objetivo:

Este es un método para mezclar 4 barriles de laboratorio de fluido a base no acuosa, según la sección API SPEC13I: Preparación y evaluación de fluidos de perforación de emulsión inversa. Los fluidos de perforación de base no acuosa se mezclan durante 60 minutos a 6000 rpm utilizando un mezclador Silverson para simular el cizallamiento que el lodo puede ver en el campo.

Alcance:

Este procedimiento se suele seguir para mezclar y evaluar fluidos para los protocolos de licitación. Este procedimiento no se recomienda para la preparación de pruebas pilotos o formulaciones fluidas que aún no han sido evaluadas debido al uso de grandes cantidades de productos que resultan en un uso ineficiente de tiempo y recursos.

Responsabilidades:

- a) Profesional técnico: Determina el tiempo y orden de adición de los productos. Sujeto a acuerdo con el profesional técnico y el cliente. El profesional técnico proporciona la lista acordada de productos y el orden de información al personal del laboratorio.
- b) Personal del laboratorio: Realiza prueba de forma segura según lo que solicite el profesional técnico. El personal del laboratorio se comunicará con el profesional técnico sobre todos los aspectos de las pruebas y se asegurará de que sigan las solicitudes del profesional técnico y del cliente.

El orden de adición puede estar sujeto a cambio según las especificaciones del fluido y las propiedades que se necesiten o soliciten. El procedimiento que se indica a continuación especifica un orden de adición como ejemplo de uno que podría usarse. Si el profesional técnico, conjunto con el cliente, ve la necesidad de agregar más productos (lo que requiere más tiempo de corte), ese acuerdo se comunicará al personal del laboratorio. Además, se acordará cualquier cambio de equipo antes de comenzar la mezcla.

Equipos:

1. Mezclador Silverson.
2. Tacómetro (opcional por si el Silverson no está equipado con lectura digital).
3. Rejilla del impulsor de alto cizallamiento de orificios cuadrados.
4. Vaso cónico mezclador de acero inoxidable de 2 litros; API recomienda un recipiente con un diámetro interior inferior aproximadamente 3" y un diámetro interior superior aproximadamente a 6".
5. Balanza electrónica con capacidad de 3 kg y precisión de dos ceros.
6. Espátula de goma o de metal.
7. Termómetro con rango de 0°C a 105°C (32°F a 221°F).
8. Recipiente para usar como baño de agua para evitar que el líquido alcance más de 65°C (150°F).
9. Cronómetro.

Precauciones de seguridad:

Revise las SDS relevantes de los fluidos y productos utilizados en la formulación.

El personal de laboratorio debe usar el EPP apropiado de acuerdo al plan de higiene química, capacitación y responsabilidad personal.

Lea y siga el método de trabajo para usar el Silverson y calibre el mezclador.

Procedimiento:

Lea y siga las instrucciones del folleto de mezclador Silverson antes de utilizarlo.

Consulte la impresión más reciente de API Spec 13I para conocer las siguientes especificaciones. Examine el eje de la cizalla y reemplácelo si hay más de 1% de pérdida de diámetro del eje en el buje. Reemplace el buje si hay un juego apreciable entre él y el eje de cizalla. Reemplace la rejilla del impulsor de alto cizallamiento de orificios cuadrados si la rejilla ha perdido más del 10% de la masa original.

Este procedimiento es para cortar cuatro barriles de laboratorio (un barril de laboratorio es igual a 350 ml) de la formulación de fluido requerida. Si el programa de prueba requiere más de cuatro barriles de laboratorio, mezcle cualquier volumen adicional del fluido de perforación en lotes de cuatro barriles de laboratorio. Mezcle todos los lotes para garantizar la uniformidad antes de comenzar cualquier régimen de prueba. La mezcla debe realizarse con una espátula grande o vertiendo de un recipiente a otro varias veces. La técnica del vertido o de agitación suave es necesaria para garantizar que cada barril de laboratorio se someta a la misma cizalla por unidad de tiempo por unidad de volumen.

Utilice la pantalla del impulsor de alto cizallamiento de orificios cuadrados al mezclar el fluido de emulsión inversa.

1. Prepare la salmuera de CaCl_2 . Utilice el volumen requerido de salmuera de CaCl_2 de densidad apropiada (la salmuera se reduce a la cantidad requerida con agua desionizada) o agregue la cantidad de agua dulce y sal de CaCl_2 en una taza de Hamilton Beach y mezcle durante 2 minutos en un mezclador Hamilton Beach. No agregue salmuera al mezclador Silverson. Deje enfriar hasta el momento que se vaya adicionar la salmuera al fluido de perforación.
2. Coloque la taza cónica en la balanza electrónica, con una precisión de dos decimales con al menos 3 kg de capacidad. Agregue el volumen requerido de aceite base.
3. Ponga a cero el saldo y agregue la cantidad deseada de emulsificante primario.
4. Coloque la taza debajo del mezclador y sumerja el cabezal de corte completamente en el fluido antes de encenderlo. No hacer esto puede causar daños.

Para los mezcladores sin pantalla digital de velocidad use un tacómetro para ajustar la velocidad. Coloque cinta plateada en la parte superior del eje de cizalla y apunte el tacómetro hacia la cinta y ajuste la velocidad del mezclador hasta que la lectura digital o el tacómetro indique 6000 ± 300 rpm. Repita este proceso regularmente durante el periodo de mezcla para asegurarse de que la velocidad sea constante.

Deje mezclar el aceite base y el emulsificante primario durante aproximadamente 5 minutos.

5. Si se usa cal, lentamente (durante 30 segundos) agregue cizalla durante 5 minutos. Durante el cizallamiento con el debido cuidado raspe alrededor del interior de la taza con una espátula de goma o metal para desalojar la cal que pueda haber quedado atascada alrededor del borde al nivel de líquido.
6. Mientras se mezcla la salmuera de CaCl_2 , agregue lentamente (durante 30 segundos) los agentes de control de la pérdida de fluido y mezcle durante 10 minutos.
7. Lentamente (durante 30 segundos) agregue cualquier viscosificante o agente de suspensión y deje mezclar por 5 minutos. Detenga el mezclador, saque el fluido y elimine los sólidos que puedan estar presentes en la parte superior del cabezal del desintegrador. Vuelva a colocar el mezclador en el fluido y agite durante un total de 10 minutos desde el momento de adición.
8. Agregue lentamente (durante 30 segundos) la salmuera de cloruro de calcio para mezclar. Deje mezclar durante 15 minutos. Verifique la temperatura desde que se haya agregado la salmuera. Se puede esperar que la temperatura del fluido aumente debido al cizallamiento, pero no permita que exceda la temperatura máxima de 65°C (150°F). controle la temperatura usando un baño de agua para mantener la temperatura entre 60°C y 65°C (140°F y 150°F).
9. Agregue lentamente (durante 30 segundos) cualquier modificador / diluyente de reología y deje agitar durante 5 minutos.

Si utiliza sólidos de perforación simulados inclúyalos con el agente de ponderación.

10. Agregue lentamente (más de 1 minuto) el agente de ponderación y agite durante 10 minutos adicionales. Después de 5 minutos levante la taza hasta que el mezclador este en el fondo y

gire la taza 360 ° varias veces para desalojar los grumos de barita que se hayan asentado en la parte inferior. Baje la taza y deje que el líquido se mezcle durante los últimos 5 minutos.

Retire una muestra de lodo para realizar pruebas, laminado en caliente, etc.

11. Limpie el mezclador Silverson correctamente y téngalo listo para el próximo uso. Reemplace cualquier buje/eje de cizallamiento/ pantalla del impulsor que sean necesario (Halliburton Managent System, 2020).

3.6 Método global para mezclar un lote de dos barriles de fluidos de emulsión inversa libres de arcilla organofílica (fluidos base sintética)

Objetivo:

Este es un proceso para mezclar fluidos de emulsión inversa sin arcillas organofílica, en el laboratorio de fluidos de perforación. los fluidos se mezclan utilizando un lote de 2 barriles de laboratorio, durante 60 minutos a 11,500 rpm, utilizando un multi mezclador 9B antes de la laminación en caliente. El tiempo total de mezclado requerido es independientemente de las formulaciones de 60 minutos. Después del laminado en caliente, el fluido debe homogenizarse durante 15 minutos con el mezclador Silverson (con pantalla de impulsor de alto cizallamiento de orificios cuadrado) a 6,000 rpm.

Alcance:

Este procedimiento es para formular y evaluar los fluidos de emulsión inversa sin arcilla organofílica para todos los laboratorios de fluidos.

Responsabilidades:

El tipo y orden de adición de los productos está sujeto al técnico profesional y se transmite al personal del laboratorio.

Equipos:

1. Multi mezclador de cinco ejes Fann 9B.
2. Vaso mezclador de plástico de 1 litro.
3. Tacómetro calibrado
4. Balanza digital con capacidad de 3 kg y precisión de dos decimales.
5. Espátula de goma o metal.
6. Termómetro calibrado con rango de 0 a 105°C (32°F a 221°F).
7. Taza térmica Fann.
8. Mezclador Silverson.
9. Pantalla de impulsor de alto cizallamiento de orificio cuadrado.
10. Recipiente para usar como baño de agua para evitar que el líquido alcance una temperatura superior a 65°C (150°F).
11. Horno de rodillos.
12. Celdas de rolado.

Precauciones de seguridad:

Recupere y revise las SDS relevantes de los fluidos y productos base.

El personal de laboratorio debe usar el EPP apropiado de acuerdo con el plan de higiene.

Procedimiento:

Siga las especificaciones API 13^a; secciones 5.2.8 y 5.3.7 para calibrar el multi mezclador antes de usarlo.

Examine las rpm del eje de la mezcladora múltiple con un tacómetro calibrado. Las rpm del eje del mezclador deben ser de 11,500 rpm \pm 300.

Examine el peso de la paleta del impulsor. Debe ser más del 90% del peso original.

El procedimiento es para mezclar 2 barriles de laboratorio (un barril de laboratorio = 350 ml) de la formulación de fluido requerida por un periodo de 60 minutos en total. Si el programa de prueba requiere más de 2 barriles de laboratorio, mezcle cualquier volumen adicional del fluido de perforación en lotes de dos barriles de laboratorio. La mezcla se realizará con una espátula grande o vertiendo de un recipiente a otro varias veces. La técnica de vertido o agitación suave es necesaria para garantizar que cada barril de laboratorio se someta a la misma cizalla por unidad de tiempo por unidad de volumen.

1. Prepare la salmuera de CaCl₂. Agregue la cantidad requerida de agua dulce y sal CaCl₂ a una taza de Hamilton Beach y mezcle aproximadamente durante 2 minutos en un mezclador Hamilton a baja velocidad (preparar la salmuera en un vaso de precipitado de vidrio con una varilla). No agregue salmuera a la taza mezcladora en ese momento. Deje enfriar y agregue más tarde.
2. Coloque el vaso de plástico en la balanza electrónica, con una precisión de dos decimales con al menos 3 kg de capacidad. Agregue el volumen deseado de aceite base o sintético.
3. Agregue la cantidad deseada de emulsificante primario.
4. Coloque la taza en el multi mezclador y sumerja el cabezal de corte completamente en el fluido antes de encenderlo. No hacer esto puede causar daño. Encienda el cronometro cuando el mezclador este encendido. No permita que la temperatura sea superior a 65 °C (150°F). Evite cerrar la barrera acústica de acero inoxidable, esto puede causar un aumento de temperatura. Si la temperatura sube a 60°C (140°F), enfríe el líquido metiendo la taza en un baño de agua fría.
5. Mezcle el aceite o emulsificante sintético durante aproximadamente 5 minutos.
6. Si usa cal, agregue lentamente (durante 30 segundos) y deje mezclar durante 5 minutos.

7. Añada lentamente los reductores de pérdida de fluido polimérico (durante 30 segundos) y mezclar durante 5 minutos.
8. Lentamente (más de 30 segundos) agregue cualquier viscosificador (s) y déjelo por 10 minutos cada uno. Verifique si hay residuos en el interior de la taza de mezcla. Si es así, raspe el interior del vaso con una espátula (de goma o metal) para eliminar los sólidos de la pared del vaso y continúe mezclando.
9. Agregue lentamente cualquier agente de suspensión (durante 30 segundos) y mezcle durante 5 minutos.
10. Agregue lentamente (durante 30 segundos) la salmuera de CaCl_2 premezclada. Deje que se agite durante 10 minutos. Verifique la temperatura después de agregar la salmuera, se espera que la temperatura del fluido aumente debido al cizallamiento, pero no importa que exceda la temperatura entre 60°C y 65°C (140°F y 150°F). en este caso, puede ser necesario detener el mezclador y el cronómetro para enfriar la taza en el baño de agua. Una vez que se haya enfriado, vuelva colocar la taza y reanude la mezcla y el cronómetro.
11. Agregue lentamente (durante 30 segundos) cualquier agente puenteante y agite durante 5 minutos.

Si se usan sólidos de perforación simulados, inclúyalos con el agente de ponderación.

12. Agite lentamente (más de 1 minuto) el agente densificante y mezcle durante 10 minutos. Verifique si hay residuos en el interior de la taza de mezcla, si es así, raspe alrededor del interior de la taza con una espátula (de goma o metal) para eliminar los sólidos en la pared de la taza y continúe mezclando hasta que se alcance los 60 minutos.
13. Cuando la mezcla este completa usando el multi mezclados 9B, retire la muestra de lodo para realizar pruebas, laminado caliente, etc.
14. Limpie el multi mezclador 9B correctamente y téngalo listo para el próximo uso. Reemplace cualquier buje/ eje de cizallamiento/ pantallas del impulsor de ser necesario.
15. Vierta líquido en celdas de laminación caliente, tenga en cuenta que necesitaran dos celdas de rolado, ya que una celda de rolado solo puede contener un barril de laboratorio.

16. Precalienta el horno que se utilizará el laminado en caliente a la temperatura requerida, y someta el fluido al laminado durante el periodo de laminado caliente definido.
17. Después de rolar, apague la temperatura del horno y deje que los rodillos funcionen 30 minutos con la puerta del horno abierta. Transfiera los lodos a un fregadero y sumerja las celdas en un baño de agua durante 15 minutos o deje que las celdas continúen rodando durante 2 horas con la puerta del horno abierta para permitir que se enfríen.

Abra las celdas con cuidado. Pase el lodo de la celda al vaso mezclador de plástico de 1 litro.

Mezcle el fluido de emulsión inversa sin arcilla organofílica en el mezclador Silverson durante 15 minutos a 6000 rpm con un balde de agua para evitar que la temperatura se eleve a más de 65°C (150°F), (Halliburton Managent System, 2019).

La realización de pruebas de laboratorio para fluidos de perforación de base agua y base aceite fueron parte de la enseñanza que aprendí al formar parte del equipo de laboratorio de fluidos de perforación de Baroid una de las PSL de Halliburton.

De igual forma, al aprender las diferentes pruebas de laboratorio, con el paso del tiempo se convirtieron en parte de mis actividades diarias a realizar los análisis fisicoquímico de fluidos, por lo tanto también se me enseñaron otras funciones que más adelante con práctica, constancia y perseverancia manejaría con facilidad, las cuales son formulaciones de fluidos base agua, fluidos base aceite sintético y fluidos base aceite, para las cuales se siguen estándares globales de Halliburton para realizar estas formulaciones.

IV. LIMITACIONES DE LA PRÁCTICA PROFESIONAL

El trabajo asignado se limita a la formulación de fluidos de perforación y la realización de diferentes pruebas para evaluar las propiedades fisicoquímicas de estos. Otra de las limitaciones con las cuales me desempeño radica que al ser personal contratista no tengo autorizado realizar informes de los resultados obtenidos en las pruebas, se cuenta con una bitácora en donde se registran los resultados de las pruebas, los cuales se hace llegar a los supervisores del laboratorio quienes son los facultados de realizar informes de resultados y enviar a los supervisores de pozo y clientes.

Al ser personal externo que labora para la empresa Halliburton, para poder realizar cualquier actividad como pruebas, formulaciones de fluidos se necesita tener supervisión por parte de los empleados de dicha empresa.

V. CONCLUSIONES, PROPUESTAS Y RECOMENDACIONES

La formación recibida durante los nueve semestres fue lo suficientemente buena. En ese período se me proporcionaron las herramientas necesarias para enfrentar los retos de los primeros años en el sector laboral, de igual forma se me abrió un abanico de oportunidades para seguir aprendiendo y prepararme laboralmente en las diferentes áreas dentro del sector público, así como del sector petrolero y energético, y con ello alcanzar importantes objetivos profesionales que me han brindado grandes satisfacciones personales.

En el sector petrolero he aprendido y adquirido experiencia, en especial, sobre los aspectos técnicos en el proceso de perforación de pozos petroleros, especializándome en conocer las diferentes etapas que conlleva todo este proceso, así como las funciones que el fluido de perforación debe de cumplir analizando sus propiedades físico químicas de acuerdo al seguimiento de normas API (American Petroleum Institute) que es el organismo que rige en el sector petrolero, y con esto se realizan las diferentes pruebas para constatar que el fluido se encuentre en óptimas condiciones para enfrentar los diversos factores que existen en el pozo de perforación tales como altas presiones, temperaturas elevadas, gases tóxicos y pérdida de circulación en formaciones permeables.

Derivado de mi experiencia en el sector energético, considero prudente en incluir en los contenidos de asignatura que se nos hable más sobre el sector energético, en especial en el área de hidrocarburos, ya que es la actividad económica de mayor relevancia en la región.

Así también, recomiendo ampliamente a la Unicach como una excelente opción para estudiar una carrera universitaria, la cual cuenta con excelentes ofertas académicas, planes de estudios bien estructurados y pertinentes con docentes están capacitados y cuenta con excelentes metodologías de enseñanza.

VI. BIBLIOGRAFIA

American Petroleum Institute (API). (2009). Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. ANSI/API Recommended Practice 13B1- Fourth Edition.

American Petroleum Institute (API). (2014). Recommended Practice for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids. API Recommended Practice 13B2 Fifth Edition.

Comité de Políticas Halliburton. (2012). Política de la Empresa.

Fann Instrument Company. (2012). Electrical Stability Tester Instruction Manual.

Fann Instrument Company. (2018). Permeability Plugging Apparatus Instruction Manual.

Fann Instrument Company. (2013). Capillary Suction Timer Instruction Manual.

Halliburton Management System. (2018). Document Number: WM.GL-HAL-BAR-LAB-TEST-054. Title: Mix a Four Lab Barrel Batch of Non-Aqueous Base Fluid.

Halliburton Management System. (2019). Document Number: WM.GL-HAL-BAR-LAB-TEST-077. Title: Lab Mixing of Organophilic Clay Free Invert Emulsion Fluids.

Halliburton Management System. (2020). Document Number: WM.GL-HAL-BAR-LAB-TEST-025. Title: Mix a Four Lab Barrel Batch of Water Base Fluid.

Instituto Americano del Petróleo. (2001). Manual de Fluidos de Perforación: Procedimiento Estándar Para las Pruebas de Fluidos de Perforación.

OFITE. (2017). Sag Shoe Assembly Instruction Manual.

Petróleos Mexicanos. (2019). Anuario Estadístico 2019.

Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas. (2019). Plan de Estudios Ingeniería Ambiental.

Villarreal Aguirre L. C. (2014). Diseño de un Fluido de Perforación Drill-In Compuesto por Carbonato de Calcio para Minimizar el Daño a Formaciones Productoras en el Campo Sacha.