



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva 17 Agosto 2023

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad Neiva

El (Los) suscrito(s):

Alvaro Fabian Santos Mallungo, con C.C. No. 1075317051,

Karla Mildred Ceron Herandez, con C.C. No. 1084257608,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado Elaboración De Material Audiovisual Y Educativo, De Las Pruebas De Laboratorio De Fluidos De Perforación Y Completamiento Del Programa De Ingeniería De Petróleos De La Universidad Surcolombiana

presentado y aprobado en el año 2023 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos

;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Alvaro F. Santos M.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Karla Mildred C.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:

Elaboración De Material Audiovisual Y Educativo, De Las Pruebas De Laboratorio De Fluidos De Perforación Y Completamiento Del Programa De Ingeniería De Petróleos De La Universidad Surcolombiana

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Santos Mallungo	Alvaro Fabian
Ceron Hernandez	Karla Mildred

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Vargas Castellano	Constanza

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2023 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 64

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una):

Diagramas Fotografías Grabaciones en discos Ilustraciones en general Grabados
Láminas Litografías Mapas Música impresa Planos Retratos Sin ilustraciones Tablas
o Cuadros

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: N/A



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

MATERIAL ANEXO: Si

Lista De Anexos A

Guías de los fluidos de perforación y completamiento - Lodos

Lista De Anexos B

Guías de los fluidos de perforación y completamiento - Cementación

Anexos C

Inventario de los adictivos del laboratorio de fluidos y perforación – Formato XLSX

Anexos D

Videos de los fluidos de perforación y completamiento - Lodos

Anexos E

Videos de los fluidos de perforación y completamiento - Cementación

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*): No

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Cementación</u>	<u>Cementation</u>	6. <u>Viscosidad</u>	<u>Viscosity</u>
2. <u>Reología</u>	<u>Rheology</u>	7. <u>Fluidos</u>	<u>Fluids</u>
3. <u>Tixotropía</u>	<u>Tixotropy</u>	8. <u>Presión</u>	<u>Pressure</u>
4. <u>Densidad</u>	<u>Density</u>	9. <u>Temperatura</u>	<u>Temperature</u>
5. <u>Aditivos</u>	<u>Additive</u>	10. <u>Perforación</u>	<u>Drilling</u>

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

En el presente proyecto se desarrolla la elaboración de material de apoyo audiovisual y educativo (guías y videos), de las pruebas de laboratorio de fluidos de perforación y completamiento del programa de ingeniería de petróleos de la Universidad Surcolombiana.

En el material audiovisual se busca desarrollar la elaboración de pruebas de laboratorio, los cuales medirán propiedades y características de los fluidos (pruebas de densidad, agua libre, reología, tixotropía, resistencia a la compresión, compactibilidad, asentamiento de la lechada y bombeabilidad de la lechada a condiciones del laboratorio de la Universidad, por medio de los equipos de fluidos de perforación y completamiento. Se comienza con una descripción de las generalidades y características que presentan los fluidos de perforación y completamiento de la industria petrolera, seguido a esto se encuentra una compilación teórica de términos clave de las características, propiedades y tipos de aditivos, junto con las normas API aplicativas a pruebas



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3
--------	--------------	---------	---	----------	------	--------	--------

de laboratorio de los fluidos de perforación y completamiento. Posterior a ello, se presenta un inventario, mantenimiento y hojas de seguridad de los adictivos, junto con los equipos disponibles de la universidad Surcolombiana. Finalizando, con la elaboración de pruebas de laboratorio y una información general, de guías y videos que respalden la información de la recopilación teórica de los fluidos de perforación y completamiento.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

This project develops the elaboration of audiovisual and educational support material (guides and videos), of the laboratory tests of drilling and completion fluids of the Petroleum Engineering Program of the South - Colombian University.

The audiovisual material seeks to develop the elaboration of laboratory tests, which will measure properties and characteristics of the fluids (density tests, free water, rheological, tixotropy, resistance to understanding, compatibility, settlement of the grout and pumpability of the Slower to the university laboratory conditions, through the drilling and completion fluid equipment. It begins with a description of the generalities and characteristics that you present the drilling and completion fluids of the oil industry, followed by this is a Theoretical compilation of key terms of the characteristics, properties, and types of addictive, together with the API standards applicative to laboratory tests of the drilling and completion fluids. After that, there is an inventory, maintenance, and safety sheets of the addictive, together with the available teams of the Surcolombiana University. Finalizing, with the elaboration of laboratory tests and general information, of guides and videos that support the information on the theoretical collection of drilling and completion fluids.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma: _____

Nombre Jurado: Javier Andres Martinez

Firma: Javier A. Martinez P.

Nombre Jurado: Luis Humberto Orduz Perez

Firma: [Signature]



**ELABORACIÓN DE MATERIAL AUDIOVISUAL Y EDUCATIVO, DE LAS
PRUEBAS DE LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y
COMPLETAMIENTO DEL PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS DE
LA UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**KARLA MILDRED CERON HERNANDEZ
ALVARO FABIAN SANTOS MALLUNGO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA, HUILA**

2023

**ELABORACIÓN DE MATERIAL AUDIOVISUAL Y EDUCATIVO, DE LAS
PRUEBAS DE LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y
COMPLETAMIENTO DEL PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS DE
LA UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**KARLA MILDRED CERON HERNANDEZ
ALVARO FABIAN SANTOS MALLUNGO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de ingeniero de
petróleos**

Director

**Msc. CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS
INGENIERA DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA, HUILA**

2023

**ELABORACIÓN DE MATERIAL AUDIOVISUAL Y EDUCATIVO, DE LAS
PRUEBAS DE LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y
COMPLETAMIENTO DEL PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS DE
LA UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

ÁREA DE INVESTIGACIÓN: CEMENTACIÓN

**PRESENTADO AL COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO DEL PROGRAMA DE
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

Msc. CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS

Ing. JAVIER ANDRES MARTINEZ

Ing. LUIS HUMBERTO ORDUZ PEREZ

Neiva – 2023

DEDICATORIA

Agradezco a Dios por haberme dado la vida e iluminar mi camino, dándome fuerzas para seguir adelante y llegar a este punto tan importante de mi formación profesional. Con todo mi cariño y mi amor a mi mamita Elma Doris Hernández Urbano, que me mostro que la vida no es fácil, por lo tanto, no se debe esperar a que la vida sea menos difícil, para tomar la decisión de ser feliz, siempre me guio, aconsejo y nunca me soltó durante esta etapa de mi vida.

Gracias a esas personas importantes en mi vida, que siempre estuvieron listos para brindarme toda su ayuda, con todo mi cariño esta tesis se la dedico a: mis hermanos Mequí David Ceron Hernández y Jorge Eduardo Ceron Hernández que siempre han estado ahí para apoyarme y entregarme todo su cariño, a mi padre Jorge Alirio Ceron Ordoñez, quien me acompaño durante todo este camino. Por último, a mis maestros, por sus enseñanzas y lecciones, formando de mí una persona de bien.

Agradezco por siempre brindarme motivación, apoyo, paciencia y comprensión, ahora puedo decir que esta tesis lleva mucho de todos ustedes, gracias por siempre estar a mi lado.

A todos y cada uno de ustedes dedico cada una de estas páginas.

**MAMITA SUS ENSEÑANZAS, SUS CONSEJOS Y FORMA DE VER LA VIDA,
HACEN DE MI UNA MEJOR PERSONA... LA AMO, TODO LO QUE SOY Y SERÉ,
SE LO DEBO A SU MERCED.**

Karla Mildred Ceron Hernández

DEDICATORIA

Este proyecto de grado va dedicado, a mi padre Álvaro (Q.E.P.D.) por siempre estar conmigo cuando lo más necesite, a mi madre Nohelia por no dejarme desistir en los momentos cuando me quería rendir, junto a mi padre, ambos fueron la fuerza que me impulsan a cumplir mis metas y sueños, a mis Hermanas Katheryn, Nirza y Norma por apoyarme en todo momento y aconsejarme por el buen camino, a mi cuñado Juan por sus palabras para seguir adelante, y a mis sobrinos Santiago, Edgar E, y Haylie por servirme de inspiración para no desistir.

Álvaro Fabian Santos Mallungo

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a todos los formadores, personas que con su sabiduría me brindaron la grandiosa oportunidad de culminar esta etapa de mi vida, quienes con dedicación y esfuerzo me ayudaron a formar como persona y futura profesional. A mi directora de tesis Msc. Constanza Vargas Castellano, por su apoyo incondicional en este proyecto, por sus continuos consejos que me ayudaron a crecer. A los ingenieros Luis Humberto Orduz P y Javier Andrés Martínez P, por su soporte académico, interés y guía durante el desarrollo del proyecto. A mi compañero Álvaro Santos, puesto que sin él no hubiera sido posible el desarrollo del proyecto.

Por último, le agradezco a la Universidad Surcolombiana y a todos mis compañeros de carrera de Ingeniería de Petróleos.

Karla Mildred Ceron Hernández

En primer lugar, quiero agradecer a la ingeniera Constanza Vargas, directora del proyecto y profesora de la Universidad Surcolombiana, por sus enseñanzas y palabras que me brindo durante el tiempo estudiando y desarrollo del proyecto.

Doy gracias a los ingenieros Luis Humberto Orduz P y Javier Andrés Martínez P, profesores de la Universidad Surcolombiana y evaluadores del proyecto por su soporte académico, interés y guía durante el desarrollo del proyecto.

Agradezco a Harold, Juan D, Jairo, Roque y Nicolle compañeros y amigos de carrera pues con su apoyo logre culminar esta etapa de mi vida.

Álvaro Fabian Santos Mallungo

TABLA DE CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	17
JUSTIFICACION.....	18
RESUMEN	19
ABSTRACT... ..	20
1. OBJETIVOS	21
1.1. OBJETIVO GENERAL	21
1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	21
2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	21
2.1. TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACION.....	21
2.1.1. Lodos base agua	21
2.1.2. Lodos base aceite	23
2.1.3. Lodos Neumáticos.....	24
2.2. CEMENTOS.....	25
2.2.1. Clases y características relevantes de los cementos	29
3. NORMAS API APLICABLES A PRUEBAS DE LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y CEMENTACION	35
3.1. RELACIÓN DE PRUEBAS DE LABORATORIO PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y CEMENTACIÓN SEGÚN NORMAS API.....	35
3.2. PRUEBAS API PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	36
3.2.1. API RP 13B-1: Práctica recomendada procedimiento estándar para las pruebas de campo con fluidos de perforación de base agua.....	36
3.2.2. API RP 13B-2: Práctica recomendada procedimiento estándar para las pruebas de campo con fluidos de perforación de base aceite	37

3.2.3.	API RP 13D: Práctica recomendada sobre reología e hidráulica de los fluidos de perforación para pozos de petróleo.....	38
3.3.	PRUEBAS API PARA CEMENTOS	39
3.3.1.	API SPEC 10: Especificaciones para materiales y pruebas para cementos de pozos.	40
3.3.2.	API RP 42: Prácticas recomendadas para la evaluación en laboratorio de agentes para estimulación de pozos	40
4.	PREPARATORIO PARA LAS PRUEBAS	41
4.1.	EQUIPOS DISPONIBLES.....	41
4.1.1.	Descripción de equipos, mantenimiento y puesta en marcha	43
5.	MANUALES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS DISPONIBLES EN EL LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACION.....	45
5.1.	CONSISTOMETRO.....	45
5.1.1.	Manual de operación consistometro	45
5.1.2.	Manual de mantenimiento consistometro	46
5.2.	PRENSA HIDRAULICA.	47
5.2.1.	Manual de operación prensa hidráulica	47
5.2.2.	Manual de mantenimiento prensa hidráulica.	48
5.3.	MIGRACION DE GAS	49
5.3.1.	Manual de operación migración de gas	49
5.3.2.	Manual de mantenimiento migración de gas.	50
5.4.	AUTOCLAVE	51
5.4.1.	Manual de operación autoclave.....	51
5.4.2.	Manual de mantenimiento autoclave	52
5.5.	SIMULADOR DEL ASENTAMIENTO DE LA LECHADA.....	53
5.5.1.	Manual de operación simulador del asentamiento de la lechada.....	53

5.5.2.	Manual de mantenimiento simulador del asentamiento de la lechada ...	54
6.	ADITIVOS	55
6.1.	Inventario de aditivos requeridos	55
7.	PRUEBAS DE LABORATORIOS	57
7.1.	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	57
7.1.1.	Preparación de un lodo, toma y ajuste de densidad	57
7.1.1.1.	Guía de laboratorio	57
7.1.1.2.	Video de respaldo	57
7.1.2.	Viscosidad Marsh y rotatoria con y sin extendedor de bentonita	57
7.1.2.1.	Guía de laboratorio	57
7.1.2.2.	Video de respaldo	57
7.1.3.	Viscosidad embudo de Marsh y viscosímetro FANN 35a, a temperatura ambiente y a 65°	57
7.1.3.1.	Guía de laboratorio	57
7.1.3.2.	Video de respaldo	57
7.1.4.	Filtrado API sin y con controlador de perdida de filtrado	57
7.1.4.1.	Guía de laboratorio	57
7.1.4.2.	Video de respaldo	57
7.1.5.	Solidos en los lodos de perforación retorta – arenas - MTB.....	57
7.1.5.1.	Guía de laboratorio	58
7.1.5.2.	Video de respaldo	58
7.2.	CEMENTACION.....	58
7.2.1.	Preparación de la lechada	58
7.2.1.1.	Guía de laboratorio	58
7.2.1.2.	Video de respaldo	58

7.2.2.	Densidad	58
7.2.2.1.	Guía de laboratorio	58
7.2.2.2.	Video de respaldo	58
7.2.3.	Agua libre	58
7.2.3.1.	Guía de laboratorio	58
7.2.3.2.	Video de respaldo	58
7.2.4.	Reología.	58
7.2.4.1.	Guía de laboratorio	58
7.2.4.2.	Video de respaldo	58
7.2.5.	Tixotropía	59
7.2.5.1.	Guía de laboratorio	59
7.2.5.2.	Video de respaldo	59
7.2.6.	Resistencia a la comprensión	59
7.2.6.1.	Guía de laboratorio	59
7.2.6.2.	Video de respaldo	59
7.2.7.	Compatibilidad	59
7.2.7.1.	Guía de laboratorio	59
7.2.7.2.	Video de respaldo	59
7.2.8.	Asentamiento de la lechada	59
7.2.8.1.	Guía de laboratorio	59
7.2.8.2.	Video de respaldo	59
7.2.9.	Bombeabilidad de la lechada.....	59
7.2.9.1.	Guía de laboratorio	59
7.2.10.	Migración de gas.....	60
7.2.10.1.	Guía de laboratorio	60

7.2.10.2. Video de respaldo	60
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	61
BIBLIOGRAFIA... ..	63
ANEXOS	

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Tipos de cementos, requerimientos para una mezcla y condiciones de profundidad y temperatura	29
Tabla 2. Clasificación API de cementos para completamiento de pozos petroleros (profundidad y temperatura).....	35
Tabla 3. Equipos disponibles, descripción de equipos, estado del equipo y aplicaciones.	43
Tabla 4. Manual de operación consistómetro... ..	45
Tabla 5. Manual de mantenimiento Consistómetro	46
Tabla 6. Manual de operación prensa hidráulica	47
Tabla 7. Manual de mantenimiento prensa hidráulica.....	48
Tabla 8. Manual de operación de migración de gas.....	49
Tabla 9. Manual de mantenimiento de migración de gas... ..	50
Tabla 10. Manual de operación de la autoclave.....	51
Tabla 11. Manual de mantenimiento de la autoclave.....	52
Tabla 12. Manual de operación asentamiento de la lechada.....	53
Tabla 13. Manual de mantenimiento del asentamiento de la lechada	54

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1 Preparación de un lodo, toma y ajuste de densidad... ..	A
Anexo 2 Determinación de la viscosidad rotatoria con y sin extendedor de bentonita.....	A
Anexo 3 Determinación de la viscosidad de Marsh con y sin extendedor de bentonita.....	A
Anexo 4 Determinación del contenido de azul de metileno.....	A
Anexo 5 Determinación del contenido de sólidos y líquidos – retorta.....	A
Anexo 6 Determinación del filtrado api sin y con controlador de pérdida de filtrado... ..	A
Anexo 7 Determinación de cloruros.....	A
Anexo 8 Determinación d contenido de arena.....	A
Anexo 9 Preparación de la lechada de cemento... ..	B
Anexo 10 Determinación de la densidad del cemento... ..	B
Anexo 11 Determinación del contenido de agua libre en la lechada de cemento... ..	B
Anexo 12 Determinación de la reología de la lechada del cemento haciendo uso del viscosímetro de FANN 35 ^a	B
Anexo 13 Tixotropía de la lechada del cemento... ..	B
Anexo 14 Determinación de la resistencia a la compresión – haciendo uso de cristales de esfuerzos a la compresión conocida... ..	B
Anexo 15 Determinación de la compatibilidad de la lechada del cemento.....	B
Anexo 16 Determinación del asentamiento de la lechada de cemento.....	B
Anexo 17 Determinación de la bombeabilidad de una lechada de cemento	B
Anexo 18 Migración de gas durante la cementación.....	B
Anexo 19 Identificación de los aditivos - clasificación del sistema global armonizado....	C

GLOSARIO

API: Sigla de American Petroleum Institute, asociación que fue fundada en 1919 con oficinas en Washington D.C. El API está patrocinado por la industria del petróleo y el gas y es reconocido en todo el mundo.

ADITIVO: Material que se le adiciona a un fluido de perforación para realizar una o más funciones específicas como agente densificante, viscosificador o lubricante.

API RP 13B-1: Práctica recomendada procedimiento estándar para las pruebas de campo con fluidos de perforación de base agua.

API RP 13B-2: Práctica recomendada procedimiento estándar para las pruebas de campo con fluidos de perforación de base aceite.

API SPEC 10: Especificaciones para materiales y pruebas para cementos de pozos.

API RP 13D: Práctica recomendada sobre reología e hidráulica de los fluidos de perforación para pozos de petróleo.

API RP 42: Prácticas recomendadas para la evaluación en laboratorio de agentes para estimulación de pozos

ADITIVO: Material que se le adiciona a un fluido de perforación para realizar una o más funciones específicas como agente densificante, viscosificador o lubricante.

ABRACION: Daño producido por el rozamiento entre dos superficies, en al menos una de ellas. Esta pérdida de material conlleva a pérdidas en las dimensiones de la pieza con la consecuente disminución de la vida útil de cualquier máquina.

BSW: Contenido de agua y sedimentos en hidrocarburos líquidos.

CROMATOGRAFÍA: Es un procedimiento para separar, identificar y determinar con exactitud. la cantidad de cada uno de los componentes de una mezcla.

CENTRIFUGACIÓN: Proceso mecánico que permite, por medio de un movimiento acelerado de rotación, provocar la sedimentación de los componentes de una mezcla con diferente densidad. Para ello se usa una máquina especial llamada centrífuga.

DENSIDAD: Es la magnitud que expresa la relación existente entre la masa y el volumen. Expresada en libras por galón, libras por pie cúbico o kilogramo por metro cúbico.

DESTILACIÓN: Es el proceso mediante el cual se efectúa la separación de dos o más líquidos miscibles y consiste en una evaporación y condensación sucesivas.

DECANTACIÓN: Es la separación mecánica de un sólido de grano grueso, insoluble, en un líquido; consiste en verter cuidadosamente el líquido, después de que se ha sedimentado el sólido.

EVAPORACIÓN: Es la separación de un sólido disuelto en un líquido, por calentamiento, hasta que hierve y se transforma en vapor. Como no todas las sustancias se evaporan con la misma rapidez, el sólido disuelto se obtiene en forma pura.

FILTRACIÓN: Es un tipo de separación mecánica, que sirve para separar sólidos insolubles de grano fino de un líquido en el cual se encuentran mezclados; este método consiste en verter la mezcla a través de un medio poroso que deje pasar el líquido y retenga el sólido.

GE: (gravedad específica) denota el peso por unidad de volumen, sin tomar en consideración otros materiales, tales como el aire o el agua; es decir, el peso de los granos de cemento específicamente; sus unidades son gr/cm^3 , kg/lt y ton/m^3 .

VISCOSIDAD PLÁSTICA: La viscosidad plástica es la pendiente de la línea de esfuerzo cortante contra la velocidad de corte. Esta pendiente representa la viscosidad de un lodo extrapolada a una velocidad de corte infinita se modela bajo el modelo matemático de Bingham.

REOLOGÍA: Es la ciencia que estudia el flujo y la deformación de los fluidos cuando están sometidos a esfuerzos externos.

PV: (peso volumétrico) denota el volumen por unidad de masa. Se toma en consideración el aire contenido entre los granos de cemento; sus unidades son gr/cm^3 , kg/lt y ton/m^3 .

PESO VOLUMÉTRICO (PV): Denota el volumen por unidad de masa. Se toma en consideración el aire contenido entre los granos de cemento; sus unidades son gr/cm³, kg/lt y ton/m³.

RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN: No se debe perforar el zapato de la tubería de revestimiento hasta que el cemento que ha sido bombeado haya alcanzado una resistencia a la compresión de alrededor de 500 psi.

RESISTENCIA A LA CORROSIÓN: Las aguas de formación contienen determinados elementos corrosivos, los cuales pueden causar deterioro del cemento. Dos compuestos que son comúnmente hallados en las aguas de formación son el sulfato de sodio y el sulfato de magnesio.

REVOQUE: (cake, torta, enjarre, película o costra de lodo), es una capa delgada formada por la deposición de los sólidos del lodo de perforación en la pared del pozo; causada por la presión de la columna de lodo en una perforación sobre balance (Overbalanced Drilling), que hace que la fase continua del lodo pase a través de los poros de la formación, en tanto que la fase dispersa o sólidos queden sobre la cara del pozo formando un puenteo.

PERMEABILIDAD: La permeabilidad del cemento se refiere a la capacidad del material para permitir el flujo de fluidos a través de sus poros. La permeabilidad se mide en unidades de permeabilidad, como el miliDarcy (mD) o el Darcy, después que el cemento ha endurecido, la permeabilidad es muy baja.

WOC: (waiting on cement) En espera del cemento. Si la operación se retrasa a la espera que el cemento fragüe y desarrolle esta resistencia a la compresión en la locación de perforación, se dice que se está (WOC).

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo busca apoyar por medio de material audiovisual y educativo, las pruebas del laboratorio de fluidos de perforación y completamiento del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana.

El principal interés de este proyecto de grado es otorgarles a los estudiantes material de soporte para su formación profesional, a través de videos y guías que logren enriquecer al estudiante. Para el desarrollo de las guías y videos fue necesario hacer un estudio del inventario del laboratorio, junto al mantenimiento de los equipos que se encuentran disponibles. La elaboración de pruebas de laboratorio, requieren del uso de materiales y aditivos justificados con las normas **API RP 13 B**, **API SPEC 10** y **API RP 42**, los cuales medirán las propiedades y características de los fluidos de perforación y completamiento, en donde se desarrolló distintas pruebas (pruebas de densidad, agua libre, reología, tixotropía, resistencia a la compresión, compactibilidad, asentamiento de la lechada, bombeabilidad de la lechada a condiciones del laboratorio).

El objetivo de este proyecto de grado es la elaboración de material audiovisual y educativo, de las pruebas de laboratorio de fluidos de perforación y completamiento del programa de Ingeniería de petróleo de la Universidad Surcolombiana.

JUSTIFICACION

Actualmente la elaboración de material audiovisual y educativo (guías y videos), de las pruebas de laboratorio de fluidos de perforación y completamiento del programa de ingeniería de petróleos son muy reducidos y de poco acceso, impidiendo una dimensión más amplia de las pruebas de fluidos y perforación, debido al poco material educativo audiovisual. En el proyecto se busca ayudar a los estudiantes que no pueden acceder a esta información de forma fácil, también como soporte de apoyo del material ya disponible en la Universidad de las pruebas de fluidos de perforación y completamiento. En el material audiovisual se busca desarrollar la elaboración de pruebas de laboratorio, los cuales medirán propiedades y características de los fluidos (pruebas de densidad, agua libre, reología, tixotropía, resistencia a la compresión, compactibilidad, asentamiento de la lechada y otros más, por medio de los equipos de fluidos de perforación.

El material audiovisual educativo, generara un apoyo y dimensión de las pruebas de los fluidos de perforación y completamiento.

RESUMEN

En el presente proyecto se desarrolla la elaboración de material de apoyo audiovisual y educativo (guías y videos), de las pruebas de laboratorio de fluidos de perforación y completamiento del programa de ingeniería de petróleos de la Universidad Surcolombiana.

En el material audiovisual se busca desarrollar la elaboración de pruebas de laboratorio, los cuales medirán propiedades y características de los fluidos (pruebas de densidad, agua libre, reología, tixotropía, resistencia a la compresión, compactibilidad, asentamiento de la lechada y bombeabilidad de la lechada a condiciones del laboratorio de la Universidad, por medio de los equipos de fluidos de perforación y completamiento. Se comienza con una descripción de las generalidades y características que presentan los fluidos de perforación y completamiento de la industria petrolera, seguido a esto se encuentra una compilación teórica de términos clave de las características, propiedades y tipos de aditivos, junto con las normas API aplicativas a pruebas de laboratorio de los fluidos de perforación y completamiento. Posterior a ello, se presenta un inventario, mantenimiento y hojas de seguridad de los aditivos, junto con los equipos disponibles de la universidad Surcolombiana. Finalizando, con la elaboración de pruebas de laboratorio y una información general, de guías y videos que respalden la información de la recopilación teórica de los fluidos de perforación y completamiento.

PALABRAS CLAVES: Cementación, reología, tixotropía, densidad, aditivos, viscosidad

ABSTRACT

This project develops the elaboration of audiovisual and educational support material (guides and videos), of the laboratory tests of drilling and completion fluids of the Petroleum Engineering Program of the South -Colombian University.

The audiovisual material seeks to develop the elaboration of laboratory tests, which will measure properties and characteristics of the fluids (density tests, free water, rheological, tixotropy, resistance to understanding, compatibility, settlement of the grout and pumpability of the Slower to the university laboratory conditions, through the drilling and completion fluid equipment. It begins with a description of the generalities and characteristics that you present the drilling and completion fluids of the oil industry, followed by this is a Theoretical compilation of key terms of the characteristics, properties, and types of additive, together with the API standards applicative to laboratory tests of the drilling and completion fluids. After that, there is an inventory, maintenance, and safety sheets of the additive, together with the available teams of the Surcolombiana University. Finalizing, with the elaboration of laboratory tests and general information, of guides and videos that support the information on the theoretical collection of drilling and completion fluids.

Keywords: Cementation, rheology, tixotropy, density, additive, viscosity

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Elaborar el material audiovisual y educativo, de las pruebas de laboratorio de Fluidos de Perforación y Completamiento del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana, conforme a la normatividad API.

1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Revisar y ajustar las ayudas audiovisuales y guías de laboratorio elaboradas en 2020 -1, para los fluidos de Perforación, conforme a la normativa API RP 13B.
- Elaborar las ayudas audiovisuales de las pruebas para cementos con los equipos y recursos disponibles en la Universidad Surcolombiana, conforme al API SPEC 10 y elaboración de las respectivas guías de laboratorio.

2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Se denomina fluido o lodo de perforación a la mezcla de un fluido (agua, aceite o gas), con aditivos o productos, diseñado de tal manera que cumpla funciones específicas, de acuerdo con los requerimientos operativos y a las características de la formación a perforar.

Los fluidos de perforación son la clave en las operaciones de perforación, ya que la mayoría de los problemas que se generan al momento de realizar dicha actividad se relacionan con el diseño del fluido utilizado, cabe resaltar que el fluido no es la causa ni la solución a alguno de estos problemas, pero sí es una herramienta que nos ayuda a minimizar dichos efectos. (Badillo Duran & Cienfuegos, 2016)

2.1. TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACION

La clasificación de los fluidos depende de los requerimientos ambientales, económicos y operacionales en la perforación. Los lodos se clasifican de acuerdo con su fase continua o base entre ella, dentro de su clasificación se encuentran los lodos base agua, base aceite y fluidos neumáticos (la composición de estos depende de los aditivos que las constituyen). (Bautista Maldonado, 2006)

2.1.1. Lodos base agua

Los lodos base agua constan de una fase continua de agua donde están suspendidos arcillas y otros sólidos (la fase continua es el agua y para complementar las propiedades requeridas

se utilizan aditivos como; los densificantes, viscosificantes, dispersantes, controladores de filtrado, entre otros). Para la preparación del lodo lo más usual es usar agua dulce, puesto que, es barata y fácil de controlar, aunque esté con sólidos, y es el mejor líquido para evaluar formaciones. También se recurre al agua salina saturada para perforar secciones de domos salinos, con el fin de estabilizar la formación y reducir la erosión de las paredes del hueco.

Los sólidos que componen a un lodo base agua son las arcillas comerciales, que incorporan arcillas hidratables y shales de las formaciones perforadas, las cuales están suspendidas en la fase agua. Existen los sólidos reactivos, estos pueden ser enriquecidos añadiéndoles arcillas, los cuales pueden ser mejorados a través de tratamientos químicos, si no se hace un buen procedimiento y ejecución, pueden ser dañados por contaminación. Por otro lado, tenemos los sólidos inertes, se caracterizan por ser químicamente inactivos, son los que se encuentran suspendidos en la fase agua. Estos sólidos inertes provenientes de la perforación (como caliza, dolomita y arena) y sólidos para controlar la densidad del lodo como: la barita y galena. Los lodos base agua son los más utilizados en la industria petrolera, y esto se debe a su bajo costo de operación, lo que los hace idóneos para minimizar el impacto ambiental.

Dentro de la clasificación de lodos base agua tenemos **los sistemas dispersos, los sistemas no dispersos y los polímeros**, la principal función de los sistemas dispersos es dispersar a las arcillas y controlar la hidratación de estas, lo que generara la estabilidad del hueco. Dentro de los sistemas **dispersos** tenemos los lodos salados, la fase continua de estos lodos es la salmuera, son utilizados para formaciones con un alto contenido de lutitas hidratables que tienden a desestabilizarse y derrumbarse en contacto con el agua, necesitando inhibición proporcionada por los iones disueltos en la salmuera. También se encuentran los tratados con calcio, el calcio es usado para evitar la desestabilización de las lutitas, derrumbamiento del hueco y previene el daño de formación. La cal hidratada (hidróxido de calcio), yeso (sulfato de calcio) y cloruro de calcio son los principales aditivos de estos sistemas. Estos lodos son resistentes a la contaminación de sal y anhídrita, pero son susceptibles a la gelificación y solidificación a altas temperaturas.

Por otro lado, **tenemos los sistemas no dispersos**, estos lodos se caracterizan porque no contienen aditivos químicos para controlar las propiedades, son utilizados para perforar pozos someros o en etapas primarias de pozos más profundos, no son recomendados para

profundidades grandes, puesto que son ineficaces a medida que aumenta la profundidad, temperatura y contaminación de sólidos.

Su clasificación consta de lodos primarios y lodos ligeramente tratados, los lodos primarios son utilizados al iniciar la perforación, estos lodos están conformados por agua, bentonita y cal hidratada (Hidróxido de sodio). Se destacan porque poseen una tolerancia muy baja a la contaminación por sólidos y otras sustancias. Por otro lado, tenemos los lodos ligeramente tratados, estos lodos presentan un cierto grado de tratamiento para suministrar las propiedades necesarias en la perforación, como la capacidad de arrastre, control de pérdidas de filtrado y densidad.

Por último, **tenemos los polímeros**, estos están conformados por una mínima cantidad de bentonita, polímeros de cadena larga y alto peso molecular. Se estableció que la mayoría de los polímeros empleados en la industria petrolera tienen un rango de operación menor de 31 a 300 ° F, son solubles en agua, aceite y soluciones salinas. Son empleados especialmente en fluidos de completamiento y fracturamiento. Los polímeros son susceptibles a degradación por factores como: El calor, la degradación mecánica, el oxígeno, los ataques biológicos, los ácidos, las sales y bases. Son utilizados para prevenir la dispersión, cubriendo con una película la lutita que evita que esta se incorpore en el fluido. Son caracterizados porque incrementan la viscosidad del lodo y reducen la pérdida de filtrado. (Badillo Duran & Cienfuegos, 2016)

2.1.2. Lodos base aceite

Los lodos base aceite están constituidos por una fase continua de aceite, en la cual están suspendidos arcillas y otros sólidos. En los lodos de emulsión inversa el agua está suspendida en una fase continua de aceite. Estos lodos son utilizados cuando se requiere una alta estabilidad del fluido e inhibición, en pozos que presentan una alta temperatura, en huecos profundos, en pegas y desestabilización de hueco. Los lodos base aceite son altamente tolerantes a los contaminantes, y esto es debido a la baja interacción entre el aceite y la formación. Este lodo se caracteriza porque incorpora grandes cantidades de sólidos perforados, y esto sin afectar en forma significativa las propiedades, también ofrecen una excelente lubricidad para reducir torque, arrastre y protección contra la corrosión. Sedestacan por sus productos, son productos estables térmicamente y resistentes a las bacterias.

Existen dos tipos principales de sistemas, **los lodos de aceite y emulsiones invertidas**, los lodos de aceite son los que contienen menos del **5% en agua** y contiene mezclas de ácidos orgánicos, agentes estabilizantes, asfaltos oxidados y diésel de alto punto de llama o aceites minerales no tóxicos. Uno de sus principales usos es eliminar el riesgo de contaminación de las zonas productoras. Los contaminantes como la sal o la anhidrita no pueden afectarlos y tiene gran aplicación y aceptación en profundidades y temperaturas altas. Por otro lado, tenemos los sistemas de **emulsiones invertidas**, estas contienen más del **50%** en agua, que se encuentra contenida dentro del aceite mediante emulsificantes especiales (este lodo se destaca por ser estable a diferentes temperaturas).

Por otro lado, también tenemos los fluidos de perforación **sintéticos**, que han sido diseñados para lograr un desempeño similar a los lodos base aceite y mitigar el impacto ambiental. Los fluidos sintéticos más usados son los esterres, éteres y olefinas isomerizadas. Fluidos que pueden descargarse sin problemas en operaciones costa afuera y biodegradarse, pero no han sido muy aplicables por su alto costo (sus costos son más elevados a comparación de otros lodos, como los son los lodos base agua) (Badillo Duran & Cienfuegos, 2016)

Dentro de los sistemas de lodos base aceite se encuentran los **sistemas de emulsión firme o apretada, filtrado relajado, aceite 100% y alto contenido de agua**. El sistema de emulsión firme o apretada, son usados cuando se tiene arenas y se tienen otras condiciones que se adapten a temperaturas de 500°f. También tenemos los sistemas de filtrado relajado, son usados para proveer altos índices de perforación.

Los sistemas de aceite 100% son para uso como fluido no perjudicial de extracción de núcleos o perforación. Por último, tenemos los sistemas de alto contenido de agua, estos sistemas son usados para reducir la retención de aceite en los recortes, usado para zonas costa afuera y en zonas ambientalmente muy sensibles.

2.1.3. Lodos Neumáticos

Los fluidos neumáticos, se destacan por ser usados en zonas con altas pérdidas de circulación y cuando se requiere una técnica de perforación por debajo del balance de presión (underbalance), es necesario utilizar fluidos de perforación que tengan muy baja densidad, que estén constituidos por aire, neblina o espuma.

La perforación con aire inyecta aire seco o gas en el pozo, para que alcance velocidades anulares suficientes para remover los cortes generados en la perforación. En la perforación con neblina se inyecta un agente espumante en la corriente de aire que al mezclarse con el agua producida cubre los cortes y los remueva hasta superficie. Los sistemas neumáticos se destacan porque causan un mínimo daño a la formación, aumentan la rata de penetración, proporcionando un rápido enfriamiento de la sarta de perforación y la broca, permite la detección inmediata de trazas de hidrocarburos. Uno de los inconvenientes de este sistema es que, no provee un control adecuado del pozo, puesto que no ejerce una presión hidrostática sobre él. (Badillo Duran & Cienfuegos, 2016)

2.2. CEMENTOS

El cemento es una mezcla compleja de caliza (u otros materiales con alto contenido de carbonato de calcio), sílice y arcilla, molidos y calcinados, que al entrar en contacto con el agua forma un cuerpo sólido. Esta mezcla de ingredientes se muele, se calcina en hornos horizontales con corriente de aire y se convierte en Clinker, el cual contiene todos los componentes del cemento, excepto el sulfato de calcio, que se le agrega como ingrediente final. (Ingeniería de cementación Petrolera, n.d.)

Los componentes que forman el cemento son óxidos superiores de oxidación lenta. Esto significa que terminan su grado de oxidación al estar en contacto con el aire al enfriarse. De todos los cementos, el Portland es el más importante en cuanto a términos de calidad. Es el material idóneo para las operaciones de cementación de pozos. Algunos cementos Portland son de fabricación especial, debido a que las condiciones de los pozos difieren significativamente entre sí al variar su profundidad (*Cementaciones*, 2020).

El cemento Portland es el ejemplo típico de un cemento hidráulico: fragua y desarrolla resistencias a la compresión como resultado de la hidratación, la cual involucra reacciones químicas entre el agua y los componentes presentes en el cemento.

El fraguado y endurecimiento no solamente ocurre si la mezcla de cemento y agua se deja estática al aire, también se presenta si la mezcla se coloca en agua. El desarrollo de resistencia es predecible, uniforme y relativamente rápido.

La cementación de pozos petroleros es el proceso mediante el cual se mezcla una lechada de cemento y agua para bombearla al fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento.

Esta operación, conocida como cementación primaria, requiere una adecuada planeación para seleccionar los sistemas de cemento y fluidos lavadores y espaciadores que deberán emplearse, así como para definir las condiciones de desplazamiento de estos sistemas para obtener una buena adherencia entre las fases formación-cemento-tubería y asegurar un sello efectivo que aisle las diferentes capas geológicas y que soporte la tubería.

La cementación primaria es el proceso que consiste en colocar cemento en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero, asegurando un sello completo y permanente, este tipo de cementación proporciona aislamiento entre las zonas del pozo que contienen gas, aceite y agua, soporta el peso de la propia tubería de revestimiento, reduce el proceso corrosivo de la tubería de revestimiento con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados de estimulación y evita derrumbes de la pared de formaciones no consolidadas. (Smith, 1976)

El reto principal es obtener sólidos hidráulicos efectivos en las zonas que manejan fluidos a presión. Para lograrlo es indispensable mejorar el desplazamiento del lodo de perforación del tramo de espacio anular que se va a cementar consiguiendo así una buena adherencia sobre las caras de la formación y de la tubería de revestimiento, sin canalizaciones en la capa de cemento y con un llenado completo. (Pinzón Sebastian, n.d.)

La cementación forzada es necesaria por muchas razones, pero probablemente el uso más importante es el de aislar la producción de hidrocarburos de aquellas formaciones que producen otros fluidos. El elemento clave de una cementación forzada es la colocación del cemento en el punto deseado o en puntos necesarios para lograr el propósito. Puede ser descrita como el proceso de forzar la lechada de cemento dentro de los agujeros en la tubería de revestimiento y las cavidades detrás del mismo.

Los problemas que soluciona una cementación forzada se relacionan con el objetivo de aislar las zonas productoras. Es el proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos o ranuras en la tubería de revestimiento al espacio anular. **(es una medida correctiva a una cementación primaria defectuosa)**

Por otro lado, tenemos el **tapón de cemento**, es una operación común de campo que requiere un volumen relativamente bajo de lechada. Se coloca en el pozo con distintos propósitos, entre ellos tenemos el de desviar el pozo sobre un “Pescado”, para iniciar una perforación direccional, para abandonar una zona o abandonar un pozo, para solventar problemas de

pérdidas de circulación durante la fase de perforación y proveer un anclaje en caso de pruebas a hoyo abierto. (Smith, 1976)

Para la cementación es muy importante hablar de los aditivos, puesto que son sustancias de interés, ya que permiten adaptar los diferentes cementos petroleros a las condiciones específicas de trabajo, estos adictivos pueden ser sólidos y/o líquidos (solución acuosa). Muchos aditivos son conocidos por su nombre comercial usado por las compañías de servicios.

Los aditivos de cemento pueden ser usados para: variar la densidad de la lechada, para cambiar la resistencia a la compresión, para acelerar o retardar el tiempo de fragüe, para el control de filtrado y pérdida de fluido y para reducir la viscosidad de la lechada. Los aditivos pueden ser entregados en la locación de perforación en estado granular o líquido y pueden ser mezclados con el cemento en polvo o ser añadidos al agua de mezcla antes de que la lechada de cemento sea mezclada. La cantidad de aditivos usados comúnmente es expresada en términos de porcentaje en peso del cemento en polvo (tomando como base que cada saco de cemento pesa 94 lb). Muchos aditivos afectan más de una propiedad y por tanto deben ser cuidadosamente usados. El Cemento con Aditivos es un Cemento al que se han modificado sus propiedades introduciendo elementos añadidos para mejorar su plasticidad, dureza, resistencia y fraguado.

Dentro de los adictivos de cementación se tienen los aceleradores, retardadores, Los reductores de densidad, los densificantes, Los reductores de fricción y aditivos especiales, los aceleradores, son productos químicos que reducen el tiempo de fraguado a las lechadas de cemento. Incrementan la velocidad de desarrollo de resistencia a la compresión. Son usados cuando el tiempo de fraguado del cemento resulta ser más largo que el requerido para mezclar y desplazar la lechada. Estos actúan rompiendo un compuesto gelatinoso que se forma alrededor de las partículas de cemento cuando comienza el proceso de hidratación, permitiendo una rápida penetración del agua, también están los **retardadores** son productos químicos que prolongan el tiempo de fraguado inicial de las lechadas de cemento y brindan la posibilidad de trabajar el cemento en un amplio rango de temperatura y presión. En pozos profundos, las altas temperaturas reducen el tiempo de bombeabilidad de las lechadas de cemento. Los retardadores se usan para prolongar el tiempo de bombeabilidad y evitar los

riesgos del fraguado prematuro. Para temperaturas estáticas por encima de 260 – 275 °F se deben medir los efectos de los retardadores a través de pruebas piloto. Los tipos más comunes de retardadores son lignosulfonatos de sodio y calcio no refinados. (Salazar f., 2015)

Los reductores de densidad (Extendedores) son materiales que reducen la densidad de las lechadas de cemento y/o reducen la cantidad de cemento por unidad de volumen por producto fraguado. Los extendedores se usan para reducir la densidad de la lechada en lugares donde la hidrostática generada por la lechada excede la resistencia a la fractura de ciertas formaciones. Al reducir la densidad del cemento la generación de la resistencia a la compresión inmediata también se reduce y el tiempo de bombeabilidad se incrementa. El uso de estos aditivos permite añadir más agua de mezcla y por lo tanto incrementa la cantidad de lechada a ser producida por cada saco de cemento (por tal motivo también son llamados extendedores).

Los densificantes son materiales químicos inertes, de alto peso específico y que manejan poca agua. Estos materiales son usados cuando se realizan operaciones de cementación en zonas sobre presurizadas. Los aditivos para pérdida de fluidos se usan para prevenir la deshidratación de las lechadas de cemento y evitar un fragüe prematuro. Generalmente los reductores de filtrado son productos derivados de celulosa.

Los reductores de fricción (Dispersantes) son productos químicos que reducen la viscosidad de las lechadas de cemento y son añadidos para mejorar las propiedades de flujo de las lechadas. Ayudan a obtener regímenes turbulentos con caudales bajos de bombeo y reducen la fricción entre granos y las paredes.

Aditivos especiales, estos pueden ser: **Antiespumantes** y **Agentes expandidores** del cemento fraguado. Debido a la velocidad con que se maneja el cemento en el campo cuando se está elaborando la lechada (**aprox. 1 Ton/min**), el cemento tiende a entrapar una gran cantidad de aire, propiciando un erróneo control de la densidad; asimismo, algunos productos químicos ayudan a mantener el aire dentro de la mezcla y dificulta el trabajo de las bombas de alta presión con que se maneja esta para ser bombeada al pozo.

Tabla 1 Tipos de cementos, requerimientos para una mezcla y condiciones de profundidad y temperatura

Clasificación ASTM	Clasificación API	Agua de mezcla		Lechada Lb/g	Profundidad de uso (ft)	Temperatura de uso (°f)
		Gal / sx	x%H ₂ O/pes o sx			
Tipo I	Clase A	5.2	46	15.6	0 - 6000	80 - 170
Tipo II	Clase B	5.2	46	15.6	0 - 6000	80 - 170
Tipo III	Clase C	6.3	56	14.8	0 - 6000	80 - 170
Tipo IV	Clase D	4.3	38	16.4	6000 - 12000	170 - 230
Tipo V	Clase E	4.3	38	16.4	6000 - 14000	170 - 290
Tipo VI	Clase F	4.3	38	16.2	10000 - 16000	230 - 320
Tipo VII	Clase G	5	44	15.8	0 - 8000	80 - 200
Tipo VIII	Clase H	4.3	38	16.4	0 - 8000	80 - 200

Nota: Esta tabla contiene la clasificación **API** y **ASTM** de los cementos usados en pozos petroleros, e indica sus proporciones de mezcla, resistencia a sulfatos y condiciones de uso. Tomado de (Smith, 1976)

2.2.1. Clases y características relevantes de los cementos

El American Petroleum Institute (API) ha identificado nueve tipos de cementos de acuerdo con su composición y propiedades físicas, y los refiere como “clase”; en tanto el American Society for Testing and Materials (ASTM) nombra los cementos como “tipos”.

Clase A: Es ideal cuando no se requieren propiedades especiales, aplicable en un rango de profundidad desde la superficie hasta 6.000 pies. La aplicación de aditivos a lechadas con clase A, permite alcanzar requerimientos especiales que van más allá de su comportamiento básico. Está diseñado para emplearse a 1830 m de profundidad como máximo, con temperatura de 77 °C, y donde no se requieran propiedades especiales. El bajo contenido de C₃A (silicato tricálcico) permite que las lechadas sean poco susceptibles al ataque por sulfatos provenientes de los estratos o fluidos circulantes en el pozo. Por su moderado calor de hidratación, reduce en gran medida la posibilidad de fisuras, evitando el movimiento de fluidos hacia la tubería y protegiéndola contra la corrosión. Posee un bajo contenido de cloruros.

Clase B: Indicado cuando las condiciones del pozo requieren moderada resistencia a los sulfatos y estabilidad de la lechada, aplicable en un rango de profundidad desde la superficie hasta 6.000 pies. La aplicación de aditivos a lechadas con clase B, permite alcanzar requerimientos especiales que van más allá de su comportamiento básico. Diseñado para emplearse hasta a 1830 m de profundidad, con temperatura de hasta 77 °C, y en donde se requiere moderada resistencia a los sulfatos. (Smith, 1976)

Los cementos con bajo contenido de C₃A (aluminato tricálcico) son menos susceptibles al ataque de sulfatos. Los sulfatos son considerados como los productos químicos más corrosivos con respecto al cemento fraguado en el fondo del pozo. Ellos reaccionan con los cristales de calizas y de aluminato tricálcico. Estos cristales requieren un mayor volumen que el provisto por el espacio poroso en el cemento fraguado, y dan por resultado una excesiva expansión y deterioro del cemento. Podemos encontrar estos sulfatos en las salmueras de las formaciones y algunos de ellos son, el sulfato de sodio y el sulfato de magnesio

Clase C: Cemento que se diseñó para inyectarse a 1.830 m de profundidad como máximo, sometido a temperaturas de 77 °C, donde se requiere alta resistencia a la compresión temprana, se elaboran en los tres grados de resistencia a los sulfatos (baja, moderada y alta). Este cemento presenta un alto contenido C₃S (silicato tricálcico). Este cemento requiere más agua de mezcla y por lo tanto se crea una lechada de baja densidad Se asienta rápidamente pero no desarrolla mucha resistencia a la compresión. Se asienta rápidamente pero no desarrolla mucha resistencia a la compresión. Tiene un alto contenido de C₃A.

Clase D: Este cemento se recomienda para inyectar a profundidades de 1.830 m hasta 3.050 m, con temperaturas de hasta 110 °C y presión moderada. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos. Estos cementos resultan más costosos que otros tipos de cementos.

Clase E: Este cemento se emplea de 3.050 m hasta 4270 m de profundidad con temperaturas de 143 °C y alta presión. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos. Estos cementos resultan más costosos que otros tipos.

Clase F: Este cemento se usa de 3.050 m hasta 4880 m de profundidad con temperaturas de 160 °C, donde exista alta presión. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos. Estos cementos normalmente son más costosos que otros.; los cementos tipo D, E y F

(cementos retardantes), son utilizados para alcanzar mayores profundidades. Presentan una significativa reducción de las cantidades de C_3A (Aluminato tricálcico) y de C_3S (silicato tricálcico) y un aumento de tamaño de sus partículas lo que provoca un efecto retardante en el fraguado.

Clase G Y H: Son cementos básicos para emplearse desde la superficie hasta 2240 m, tal como se fabrican. Pueden modificarse con aceleradores o retardadores de fraguado, para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura.

Se fabrican en moderada y alta resistencia a los sulfatos. En cuanto a su composición, son similares a los cementos API tipo B. La composición química de los cementos tipo G y H son esencialmente iguales. La principal diferencia radica en su superficie específica, que se puede detectar por sus diferentes requerimientos de agua. Equivalen a los ASTM tipo VII y VIII respectivamente. Los cementos tipo G y H son los más usados hoy en día. Fueron desarrollados en respuesta a las mejoras de la tecnología de aceleramiento y retarda miento.

(DAZA RIVERA & GAROFALO ORTEGA, 2013)

Los cementos de clasificación API (Instituto Americano del petróleo del Petróleo) tienen propiedades físicas específicas para cada clase de cemento, mismas que básicamente definen sus características.

GE: gravedad específica: Denota el peso por unidad de volumen, sin tomar en consideración otros materiales, tales como el aire o el agua; es decir, el peso de los granos de cemento específicamente; sus unidades son gr/cm^3 , kg/lt y ton/m^3 .

Peso volumétrico (PV): Denota el volumen por unidad de masa. Se toma en consideración el aire contenido entre los granos de cemento; sus unidades son gr/cm^3 , kg/lt y ton/m^3 .

Tamaño promedio de partículas: Es el tamaño de grano que ocupa el 50% de un peso determinado de cemento, dentro de la gama de tamaños de grano que integran el cemento.

Requerimiento de agua normal: Es el agua necesaria para la lechada con cemento solo. Debe dar 11Uc a los 20 minutos de agitarse en el **Consistómetro** de presión atmosférica a temperatura ambiente; se expresa en por ciento por peso de cemento.

Requerimiento de agua mínima: Denota el agua necesaria para la lechada de cemento. Debe dar 30 Uc a los 20 minutos de agitarse en el **Consistómetro** de presión atmosférica a temperatura ambiente; se expresa en por ciento por peso de cemento.

Densidad de la lechada: Es el peso de la mezcla del cemento con agua y está en función de la relación de agua por empelar. Sus unidades son gr/cm² y ton/m³.

Angulo de talud natural del cemento: Es el Angulo que forma el material granulado cuando se deposita en una superficie plana horizontal; sirve para el diseño de la planta dosificadora de cemento y para recipientes a presión.

Dentro de las propiedades del cemento tenemos las siguientes:

Resistencia a la compresión: No se debe perforar el zapato de la tubería de revestimiento hasta que el cemento que ha sido bombeado haya alcanzado una resistencia a la compresión de alrededor de 500 psi. Generalmente este valor es considerado suficiente para soportar una sarta de tubería y permitir perforar para avanzar sin que el endurecido cemento se desintegre debido a la vibración. Si la operación se retrasa a la espera que el cemento fragüe y desarrolle esta resistencia a la compresión en la locación de perforación, se dice que se está **(WOC)**, waiting on cement (a la espera del cemento). El desarrollo de la resistencia a la compresión es una función de muchas variables, como: la temperatura, presión, cantidad de agua de mezcla añadida y el tiempo transcurrido desde la mezcla. El tiempo de fragüe de una lechada de cemento puede ser controlado con aditivos químicos, conocidos como “Aceleradores de Fragüe”. Para medir la resistencia a la compresión se tienen varias opciones como: **La Prensa Hidráulica**, equipo que simula la presión de fondo pozo a temperatura ambiente, **Autoclave**, equipo de alta presión y alta temperatura similar a la de fondo de pozo, **Ultrasonic Cement Analyzer (UCA)**, equipo de medición no destructiva que utiliza ondas ultrasónicas para evaluar las propiedades del cemento, incluyendo la velocidad de propagación de las ondas ultrasónicas, lo que proporciona información sobre la resistencia del material.

Tiempo de bombeabilidad (espesamiento): El tiempo de bombeabilidad de una lechada de cemento es el tiempo durante el cual la lechada de cemento puede ser bombeada y desplazada dentro del espacio anular (la lechada es bombeable durante este tiempo). La lechada debe

tener suficiente tiempo de bombeabilidad para permitir ser: Mezclada, bombeada dentro de la tubería, desplazada a través del fluido de la perforación hasta que este se ubique el lugar requerido. Generalmente un tiempo de bombeabilidad de 2 a 3 horas es suficiente para permitir que las operaciones sean completadas. Este tiempo también es suficiente por si ocurre algún retraso o interrupción en las operaciones de cementación. El tiempo de bombeabilidad que se requiere para una operación en particular deberá ser cuidadosamente seleccionado de manera que las siguientes actividades operacionales sean satisfechas; la lechada de cemento no debe fraguar mientras empieza a ser bombeada, la lechada de cemento no debe permanecer fluida por demasiado tiempo, porque podría contaminarse con los fluidos de la formación u otros contaminantes. Para medir el tiempo de bombeabilidad se suele utilizar los siguientes equipos: el **consistometro atmosférico** se caracteriza por trabajar a presión atmosférica y temperatura variable, el **consistometro presurizado** representa gráficamente la viscosidad de una lechada con el tiempo bajo las condiciones de fondo de pozo de temperatura y presión.

Densidad de la lechada: La densidad estándar de las lechadas puede ser alteradas para reunir requerimientos operacionales específicos (una formación que tenga un bajo gradiente de fractura podría no soportar la presión hidrostática de una lechada de cemento cuya densidad esta alrededor de las 15 lb/gal). La densidad puede ser alterada a través de cambiar la cantidad de agua de mezcla o usando aditivos para la lechada. La densidad de muchas lechadas de cemento varía entre 11 a 18,5 lb/gal (ppg). Se debe recalcar este aspecto de que las lechadas de cemento son relativamente pesadas, sabiendo que las gradientes de presión normal de las formaciones son consideradas generalmente equivalentes a 8,9 lb/gal (ppg). Sin embargo, es inevitable tener una lechada de cemento pesada (alta densidad), si se requiere que el cemento endurecido alcance una alta resistencia a la compresión. La densidad de la lechada se puede medir con una **balanza de lodos atmosférica** que trabaja a temperatura ambientes y presión atmosférica, **balanza de lodos presurizada** este equipo consiste en presurizar el vaso portador de fluido y expulsar todo el aire atrapado.

Agua libre: El proceso de fraguado de la lechada es el resultado de que el cemento empiece a hidratarse con el agua de mezcla. Si se pierde agua de la lechada de cemento antes de que esta haya sido posicionada en el espacio anular, su tiempo de bombeabilidad decrecerá y las

formaciones sensibles al agua pueden ser afectadas de manera adversa. La cantidad de agua perdida que puede ser tolerada depende de operación de cementación y de la formulación de la lechada. La cementación forzada requiere bajos valores de pérdida de agua, debido a que el cemento debe ser inyectado a presión antes que se genere un revoque y bloquee las perforaciones. La cementación primaria no depende tan críticamente de la pérdida del agua. La cantidad de fluido perdido de una lechada en particular debe ser determinada a través de una prueba de laboratorio. Bajo condiciones estándar de laboratorio (1000 psi de presión en la prueba de filtrado, con una malla de 325 mesh).

Resistencia a la corrosión: Las aguas de formación contienen determinados elementos corrosivos, los cuales pueden causar deterioro del cemento. Dos compuestos que son comúnmente hallados en las aguas de formación son el sulfato de sodio y el sulfato de magnesio.

Permeabilidad: La permeabilidad del cemento se refiere a la capacidad del material para permitir el flujo de fluidos a través de sus poros. La permeabilidad se mide en unidades de permeabilidad, como el miliDarcy (mD) o el Darcy, después que el cemento ha endurecido, la permeabilidad es muy baja. (Fonseca et al., n.d.) se puede medir con un **permeámetro**; aparato para medir la permeabilidad de una muestra de roca. Las mediciones se obtienen colocando una muestra en una cámara (también conocida como porta-muestra) o colocando una probeta en la superficie de la muestra. Las mediciones con el porta-muestra se obtienen con gas o bien con líquido, y en condiciones de régimen estacionario o de régimen transitorio. Otras variables incluyen la presión de confinamiento y la dirección de la medición, que puede ser axial (a lo largo del eje de una muestra de núcleo cilíndrica), transversal (perpendicular al eje), o radial (hacia el centro de un cilindro hueco). En las mediciones obtenidas con la probeta, se inyecta gas en la muestra en condiciones de régimen estacionario o de régimen transitorio. Las mediciones obtenidas con la probeta se conocen también como minipermeámetros.

3. NORMAS API APLICABLES A PRUEBAS DE LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y CEMENTACION

Las normas API (American Petroleum Institute) establecen estándares técnicos para la industria del petróleo y el gas. Las normas API aplicables a las pruebas de laboratorio de fluidos de perforación y cementación son:

- **API RP 13B-1:** Práctica recomendada procedimiento estándar para las pruebas de campo con fluidos de perforación de base agua.
- **API RP 13B-2:** Práctica recomendada procedimiento estándar para las pruebas de campo con fluidos de perforación de base aceite.
- **API SPEC 10:** Especificaciones para materiales y pruebas para cementos de pozos.
- **API RP 13D:** Práctica recomendada sobre reología e hidráulica de los fluidos de perforación para pozos de petróleo.
- **API RP 42:** Prácticas recomendadas para la evaluación en laboratorio de agentes para estimulación de pozos

Estas normas describen los métodos recomendados para realizar pruebas en el laboratorio y proporcionar resultados confiables y comparables. Ayudan a garantizar la calidad y seguridad en la perforación y cementación de pozos petroleros.

3.1. RELACIÓN DE PRUEBAS DE LABORATORIO PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y CEMENTACIÓN SEGÚN NORMAS API

En el siguiente cuadro podemos apreciar una breve pero concisa de relación de las pruebas de laboratorio para fluidos de perforación y cementación según las normas API

Tabla 2. Clasificación API de cementos para completamiento de pozos petroleros (profundidad y temperatura)

Relación de pruebas de laboratorio para fluidos de perforación y cementación según normas api				
Fluidos	WBM	OBM	Sintetico	CWO
Normativa	API RP 13 B - 1	API RP 13 B - 2	API	API RP 42
Ensayo				
Alcalinidad	✓ (12)	✓ (9.4)	✓	
Alcalinidad: filtrado alterno (P1 / M2)	✓ (12.3)			

Alcalinidad: filtrado alterno (P1 / P2)	✓ (12.4)			
Concentración de carbonatos				
Contenido de cloruros	✓ (A.5)	✓ (9.5)	✓	✓
Punto de cristalización	✓ (13)			✓
Densidad: balanza boroid para lodos	✓ (4.2.1)	✓ (4)	✓	✓
Densidad: balanza presurizada de lodos	✓ (5.2.1)	✓ (5)	✓	✓
Estabilidad eléctrica		✓ (10)	✓	
Filtrado Api	✓ (7)	✓ (7.2)	✓	
Filtrado Apat	✓ (7)	✓ (7.2.2)	✓	
Dureza: total de calcio	✓ (14)			✓
Contenido de hierro				✓
Ensayo azul de metileno (MBT)	✓ (10)			
Ph: método del papel	✓ (A.3.2.12)			✓
Ph: método de la tira	✓ (14.2.12)			✓
Ph: método del medidor	✓ (11-11.4)			✓
Concentración de polímeros	✓			
Potasio: método de tira	✓			✓
Potasio: método de centrifuga	✓ (A.6.2.3)			✓
Análisis de retorta	✓ (A.3.2.14)	✓ (8)	✓	✓
Propiedades reológicas	✓	✓ ()	✓	✓
Contenido de arena	✓ (9)	✓ (F.2)	✓	✓
Concentración de sulfuros (ggt)	✓ (A.4)	✓ (I.1)	✓	✓
Salinidad fase acuosa	✓	✓ (11.4)		

Nota: Esta tabla contiene la relación de las pruebas de laboratorio que indica la normativa API para los diferentes fluidos de perforación y cementación. Elaborado por los proyectantes.

3.2. PRUEBAS API PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las normas API establecen procedimientos para realizar pruebas en fluidos de perforación. Estas pruebas son esenciales para garantizar la calidad y la seguridad de los fluidos utilizados en la perforación de pozos petroleros. Tales normas son API RP 13B-1, API RP 13 B-2 y API RP 13D

3.2.1. API RP 13B-1: Práctica recomendada procedimiento estándar para las pruebas de campo con fluidos de perforación de base agua.

Esta norma habla de los procedimientos estándares para la determinación de las siguientes características de los fluidos de perforación base-agua:

Densidad del fluido de perforación (peso del lodo), viscosidad y fuerza de gel, filtración, contenido de agua, petróleo y sólidos, contenido de arena, capacidad de azul de metileno, pH, Alcalinidad y contenido de cal, contenido de cloruros, dureza total expresada como calcio.

Los anexos **A, B, C Y E** de la norma proveen métodos de prueba adicionales que pueden ser usados para: Análisis químico de calcio, magnesio, sulfato de calcio, sulfuro, carbonato, potasio; determinación de resistencia al corte, determinación de resistividad, monitoreo de corrosión de tubería de perforación.

Los anexos **D, F, G y H** de la norma proveen procedimientos que pueden ser usados para: Remoción del aire, muestreo, inspección y rechazo, muestreo en taladro de perforación, calibración y verificación de material de vidrio, termómetros, viscosímetros, copa de retorta, balanzas de fluidos de perforación. (Daza Rivera & Garofalo Ortega, 2013)

3.2.2. API RP 13B-2: Práctica recomendada procedimiento estándar para las pruebas de campo con fluidos de perforación de base aceite.

Esta norma tiene los procedimientos estándares para la determinación de las siguientes características de fluidos de perforación base-aceite:

Densidad del fluido de perforación (peso del lodo), Viscosidad y fuerza de gel, Filtración, Contenido de agua, petróleo y sólidos, Análisis químico de lodos base-aceite: alcalinidad, contenido de cloruro de calcio, Prueba de estabilidad eléctrica: equipo, calibración, procedimiento y cálculos. Cálculos de cal, alcalinidad y sólidos.

La norma provee de los siguientes apéndices:

Apéndice A: Medición de resistencia al corte usando reómetro tipo tubo.

Apéndice B: Contenido de agua y aceite para contenidos de ripios mayores de 10 %.

Apéndice C: actividad de la fase acuosa medida por electro hidrómetro.

Apéndice D: punto de Anilina.

Apéndice E: Cálculos de cal, salinidad y sólidos.

Apéndice F: Muestreo, inspección y rechazo

Apéndice G: Muestreo en taladro de perforación.

Apéndice H: método de CHENEVERT para actividad de ripios.

Apéndice I: Análisis Químico de Sulfuros Activos – Método de Garret

Apéndice J: calibración y verificación de material de vidrio, termómetros, viscosímetros, balanzas de fluidos de perforación. (DAZA RIVERA & GAROFALO ORTEGA, 2013)

3.2.3. API RP 13D: Práctica recomendada sobre reología e hidráulica de los fluidos de perforación para pozos de petróleo

El objetivo de esta práctica recomendada (RP) es proporcionar una comprensión básica y una guía sobre la reología y la hidráulica de los fluidos de perforación para ayudar con la perforación de pozos de diversas complejidades, incluida la perforación de alta temperatura/alta presión (HTHP), la perforación de alcance extendido (ERD), y pozos altamente direccionales.

La complejidad de las ecuaciones proporcionadas es tal que un ingeniero competente puede utilizar programas sencillos de hojas de cálculo para realizar análisis. Esta limitación no sugiere que solo los resultados proporcionados por los métodos de hoja de cálculo sean soluciones de ingeniería válidas.

La discusión de la reología en este documento se limita al flujo de líquido monofásico.

Las pruebas recomendadas por la norma son:

- Ensayo de viscosidad dinámica y cinemática: Se miden la viscosidad dinámica y cinemática de un fluido utilizando un viscosímetro.

- Ensayo de capacidad de filtrado y permeabilidad: Se mide la capacidad de filtrado y permeabilidad de un fluido a través de una muestra de formación mediante la aplicación de una presión diferencial.
- Ensayo de determinación de la presión de pérdida de carga y la permeabilidad: Se mide la presión de pérdida de carga y la permeabilidad de un fluido a través de una muestra de formación mediante la aplicación de un flujo controlado.
- Ensayo de estabilidad de la emulsión: Se evalúa la estabilidad de una emulsión de dos o más fluidos mediante la observación de la separación de fases y la estabilidad a lo largo del tiempo.
- Ensayo de determinación de la densidad y la viscosidad aparente: Se miden la densidad y la viscosidad aparente de un fluido utilizando un dispositivo de medición específico, como un densímetro o un viscosímetro.

En esta práctica recomendada (RP) se utiliza el sistema de unidades tradicional de EE. UU. (USC). Sin embargo, se puede usar cualquier sistema consistente de unidades donde así se indique, como en el desarrollo de ecuaciones en la Sección 4. El término "presión" significa "presión manométrica" a menos que se indique lo contrario. Los factores incluidos en la Sección 3, Tabla 2 permiten conversiones de unidades USC a unidades SI o unidades SI a unidades USC.

Los anexos del A al F contienen ejemplos de cálculos para ilustrar cómo se pueden usar las ecuaciones contenidas en el documento para modelar un pozo de muestra. No se incluyen procedimientos paso a paso para todos los casos; sin embargo, los resultados finales sirven como puntos de referencia para replicar casos dados. (Americam Petroleum Institute, 2017)

3.3. PRUEBAS API PARA CEMENTOS

Las normas API proporcionan pautas para realizar pruebas en cementos. Estas pruebas son esenciales para garantizar la calidad y la seguridad del cemento utilizado en la industria petrolera. Tales normas son API SPEC 10 y API RP 42.

3.3.1. API SPEC 10: Especificaciones para materiales y pruebas para cementos de pozos.

Esta norma establece los requisitos y procedimientos para la selección, mezcla, transporte, colocación y ensayo de materiales utilizados en la cementación de pozos.

La norma esta dividida por secciones, desde la sección 1 a la 4 nos habla sobre: el alcance de la norma, clases tipos y características de los de cementos, toma de muestra con procedimientos y aparatos adecuados.

Desde la sección 5 se empiezan a desarrollar los diferentes tipos de pruebas recomendadas tales como la preparación de la lechada, contenido de agua libre, resistencia a la compresión, tiempo de espesamiento (bombeabilidad). Se muestra el manejo y calibración del **Consistómetro** atmosférico.

La norma provee de unos apéndices en los cuales habla de alternativas para la preparación de la lechada, cálculo del máximo y mínimos del contenido de agua libre, determinación de la densidad de la lechada, cálculo de las propiedades reológicas con un viscosímetro rotacional (Americam Petroleum Institute, 1990)

3.3.2. API RP 42: Prácticas recomendadas para la evaluación en laboratorio de agentes para estimulación de pozos

Esta norma es la que rige las pruebas de compatibilidad, viene dividida en 3 secciones.

La sección 1 describe las pruebas de emulsión para caracterización de los surfactantes en acido, salmuera o aceite, detallando los usos y propósitos de las pruebas de emulsión, los equipos y materiales necesarios, procedimientos, entre las pruebas están: Pruebas de acidificación en arenas, pruebas de acidificación en carbonatos. prueba con ácido vivo, pruebas de acidificación en carbonatos. prueba con ácido gastado, prueba de sludge acido.

La sección 2 evalúa los agentes mediante pruebas de flujo en núcleos, recomendando materiales y equipos necesarios para realizar el procedimiento que describe la noma

La sección 3 provee los métodos y procedimientos necesarios para medir la tensión interfacial, calcular el ángulo de contacto, la humectabilidad. En este apartado esta la prueba visual de humectación

Entre las ilustraciones y tablas destacan: la Hoja de datos de emulsión de pruebas de emulsión de petróleo ácido, configuración de caída en pendiente, factores de corrección de caída en pendiente y diseño de celdas, corrección de factores goteo, caída sésil para ángulos de contacto obtusos. (Americam Petroleum Institute, 1977)

4. PREPARATORIO PARA LAS PRUEBAS DE CEMENTACION Y LODOS

4.1. EQUIPOS DISPONIBLES

Los equipos disponibles para la realización de las pruebas del laboratorio son los siguientes:

✓ Consistómetro

Este equipo es especialmente designado para realizar la prueba de tiempo de bombeabilidad, dando estricto cumplimiento a los parámetros mencionados en el API. En este equipo la prueba se realiza a temperatura, variando la temperatura ambiente desde (27°C) hasta unos 100 °C.

✓ Migración de gas

Equipo utilizado para poder simular la migración de gas en pozo, con diferentes presiones hasta un máximo de 70 psi a temperatura ambiente, este equipo no sigue ninguna normativa API y se puede trabajar con presión diferencial o con solo inyección de presión desde el fondo.

✓ Autoclave

Equipo que permite crear las condiciones adecuadas de presión y temperatura para preparar la lechada de cemento de manera controlada y homogénea., existen dos tipos, presurizado y atmosférico. Diseñado para llevar la muestra a temperatura y presión de pozo.

✓ Prensa hidráulica

La prensa hidráulica es un dispositivo mecánico que nos sirve para efectuar presión, está destinado para empaquetar, cortar, destruir.

✓ **Simulador de asentamiento de la lechada de cemento**

Es un equipo que cuenta con un sistema de control de presión y temperatura, así como un recipiente de muestra para recrear el espacio centralizado de la sección a cementar, y las condiciones cercanas al fondo del espacio anular. Representa la estabilidad de la lechada bajo condiciones de presión y temperatura en un espacio anular.

Ver la descripción de la tabla 3, Equipos disponibles, descripción de equipos, estado del equipo y aplicaciones.

4.1.1. Descripción de equipos, mantenimiento y puesta en marcha

Tabla 3. Equipos disponibles, descripción de equipos, estado del equipo y aplicaciones



Equipos disponibles, descripción de equipos, estado del equipo y aplicaciones

Equipos disponibles del laboratorio de lodos y cementación

Equipo	Descripción	Aplicación	Estado	Imagen del equipo
Consistómetro	Este equipo es especialmente designado para realizar la prueba de tiempo de bombeabilidad, dando estricto cumplimiento a los parámetros mencionados en el API. En este equipo la prueba se realiza a temperatura ambiente, desde (27°C) hasta unos 100 °C.	Todas las pruebas que requieran acondicionamiento de la lechada y en especial bombeabilidad.	El equipo requiere de lubricación, para que el rotor funcione correctamente, también requiere la reparación del control de temperatura, porque no está en funcionamiento, además requiere mejorar su aspecto, puesto que ya está deteriorándose (pintura).	
Migración de gas	Equipo utilizado para poder simular la migración de gas en pozo, con diferentes presiones hasta un máximo de 70 psi a temperatura ambiente, este equipo no sigue ninguna normativa API y se puede trabajar con presión diferencial o con solo inyección de presión desde el fondo.	Prueba de simulación de Migración de Gas.	Su estado a nivel general es bueno, necesita tornillos y empaques para su correcto funcionamiento.	

Autoclave

La autoclave es un aparato que se puede controlar manualmente, se usa para curar muestras de lechada, dentro de moldes a determinadas condiciones de pozo (temperatura y presión), básicamente es un controlador de calentamiento.

Prueba para la resistencia a la compresión (acondicionamiento de presión y temperatura de una muestra de lechada).

Equipo fuera de servicio, se debe realizar un mantenimiento a nivel general, puesto que no funciona.

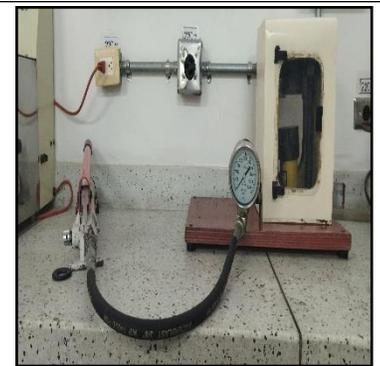


Prensa hidráulica

La prensa hidráulica es un dispositivo mecánico que nos sirve para efectuar presión, está destinado para empaquetar, exprimir, imprimir, cortar, **destruir** y otras funciones más.

Prueba de resistencia a la compresión.

Equipo en buen estado, acto para su uso, requiere mejoras de su aspecto (pintura y caucho para la puerta).



Simulador de asentamiento de la lechada de cemento

Es un equipo que cuenta con un sistema de control de presión y temperatura, así como un recipiente de muestra para recrear el espacio centralizado de la sección a cementar, y las condiciones cercanas al fondo del espacio anular. Representa la estabilidad de la lechada bajo condiciones de presión y temperatura en un espacio anular.

Prueba del asentamiento de la lechada de cemento.

Equipo en buen estado, acto para su uso.



Nota: Esta tabla contiene los equipos, tipo de prueba a realizar, estado del equipo y anexo de imagen del equipo. Elaborado por los proyectantes.

5. MANUALES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS DISPONIBLES EN EL LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACION

5.1 CONSISTOMETRO

5.1.1 Manual de operación consistómetro

Tabla 4. Manual de operación consistómetro

	NO OPERAR EL EQUIPO SIN ANTES LEER ESTA ETIQUETA
---	---

	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE TIEMPO DE BOMBEABILIDAD
---	---

Paso 1. Verifique que el nivel del agua del baño de maría este lleno hasta una ½ pulgada (12.5 mm) abajo del sistema rotario principal
Paso 2. Revisar que el cronómetro esté funcionando adecuadamente
Paso 3. Use el controlador de temperatura y sitúelo en la temperatura deseada
Paso 4. Impregnar el interior del cilindro y las paletas de aceite lubricante con el fin de evitar, la adherencia del cemento y así mismo disminuir la fricción entre las paletas, el cilindro y la lechada
Paso 5. Prepare la muestra
Paso 6. La lechada se verterá rápidamente dentro del cilindro contenedor de lechada, al nivel indicado por una ranura que se encuentra alrededor de la pared interna del contenedor de lechada
Paso 7. Instalar el cilindro contenedor de la muestra en el equipo.
Paso 8. Colocar el interruptor del motor en la posición “ON”
Paso 9. Ubique el interruptor del calentador en la posición “ON”
Paso 10. Iniciar la medición del tiempo
Paso 11. Hacer lecturas periódicas de la consistencia del cemento
Paso 12. Generar una tabla de tiempo vs. unidades de consistencia y realizar una gráfica

Nota: Esta tabla contiene los pasos del manual de operaciones del **Consistómetro** para los diferentes fluidos de perforación y cementación. Elaborado por los proyectantes.

5.1.2 Manual de mantenimiento consistómetro

Tabla 5. Manual de mantenimiento consistómetro

	NO OPERAR EL EQUIPO SIN ANTES LEER ESTA ETIQUETA
---	---

	MANUAL DE MANTENIMIENTO DEL CONSISTOMETRO
---	--

Paso 1. Desconectar la corriente eléctrica
Paso 2. Remover de la parte de atrás la tapa que lo cubre
Paso 3. Aflojar los tornillos que fijan el motor al soporte
Paso 4. Empujar el motor hacia delante
Paso 5. Remover la correa dentada del motor
Paso 6. Remover la polea del motor
Paso 7. Retirar los cuatro tornillos que sujetan el motor
Paso 8. Remover los tornillos exteriores de la cubierta
Paso 9. Remover el montaje entero del baño de María, y colocarlo sobre un bloque para prevenir daño en el sistema rotario
Paso 10. Remover los tornillos interiores de la cubierta y separe el sistema rotario de la lámina de acero inoxidable
Paso 11. Aflojar el tornillo que pina la tuerca sobre la cual se sostienen los balines.
Paso 12. Aflojar la tuerca sobre la cual giran los balines (se debe tener precaución de no perder los balines cuando el sistema rotario sea removido)
Paso 13. Limpiar el sistema rotario, balines y ensamble de balines
Paso 14. Ubicar los balines y los ensambles de balines (se deben colocar el número preciso de balines por cada rotador)
Paso 15. Rearmar el instrumento
Paso 16. Tirar el motor para atrás, solo para evitar que la correa se deslice. Conceder aproximadamente ½ pulgada (12.5 mm) de tolerancia en la correa, para evitar la excesiva fuerza a los lados de los rotadores

Nota: Esta tabla contiene los pasos de la calibración y mantenimiento del **Consistómetro** para los diferentes fluidos de perforación y cementación. Elaborado por los proyectantes.

5.2 PRENSA HIDRAULICA

5.2.1 Manual de operación prensa hidráulica

Tabla 6. Manual de operación prensa hidráulica

	NO OPERAR EL EQUIPO SIN ANTES LEER ESTA ETIQUETA
	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA OPERAR EL EQUIPO API
1. Verificar que la prensa hidráulica se encuentre debidamente conectada	
2. Verificar las dimensiones de la muestra con las medidas específicas de la norma	
3. Retirar de la muestra toda suciedad o humedad que tenga	
4. Colocar la muestra sobre la lámina presionadora inferior en las marcas que ella posee para un concreto centrado	
5. Colocar la tapa protectora de la prensa hidráulica para evitar posibles lesiones	
6. Abrir la válvula interna de la bomba	
7. Cerrar la válvula presurizada del sistema	
8. Accionar la bomba lentamente hasta que la muestra se destruya y observar el manómetro para registrar la máxima presión alcanzada	
9. Abrir la válvula despresurizada para que el aceite regrese al depósito, lo cual se logra empujando el pistón dentro del cilindro	
10. El valor leído del manómetro es el que se debe manipular por el factor de calibración para obtener el valor real de la resistencia al esfuerzo de compresión de la muestra probada	

Nota: Esta tabla contiene los pasos del manual de operaciones de la prensa hidráulica para los diferentes fluidos de perforación y cementación. Elaborado por los proyectantes.

5.2.2 Manual de mantenimiento prensa hidráulica

Tabla 7. Manual de mantenimiento prensa hidráulica

	NO OPERAR EL EQUIPO SIN ANTES LEER ESTA ETIQUETA
---	---

	MANUAL DE MANTENIMIENTO – LAS OPERACIONES DEEBEN REALIZARSE POR UN PERSONAL CALIFICADO
---	---

<ol style="list-style-type: none">1. Liberar la presión de la bomba y desconectar la manguera de la bomba antes de hacer reparaciones2. Cuando el sistema hidráulico es abierto, se puede tapar todos los orificios para impedir la entrada de suciedad y de aire húmedo3. Utilizar aire comprimido para limpiar los elementos del sistema4. Al mostrar las piezas de los componentes, una fina película de aceite hidráulico ayuda ala lubricación inicial hasta que el sistema este bien acabado5. Se recomienda llenar la bomba con aceite hidráulico de alto grado, antes de adicionar aceite se debe devolver el sistema para prevenir sobrellenado del depósito de la bomba.6. Chequear el nivel de aceite en el depósito de la bomba después de cada 10 horas de uso7. Calibrar el equipo al menos una vez cada dos años, o cuando se requiera, si un error es sospechoso. No exceder el rango de presión de los equipos y accesorios8. No cargar cargas desbalanceadas o descentradas al cilindro, inspeccionar periódicamente la manguera.9. Nunca coger con las manos la manguera presurizada, el material de la manguera y los acoples deben ser compatibles con el fluido hidráulico usado, no estar en contacto con materiales corrosivos.

Nota: Esta tabla contiene los pasos del manual de mantenimiento de la prensa hidráulica para los diferentes fluidos de perforación y cementación. Elaborado por los proyectantes

5.3 MIGRACION DE GAS

5.3.1 Manual de operación migración de gas

Tabla 8. Manual de operación de migración de gas

	NO OPERAR EL EQUIPO SIN ANTES LEER ESTA ETIQUETA
	MANUAL DE OPERACIÓN DEL EQUIPO DE MIGRACION DE GAS
1. Utilizar el equipo de seguridad sugerido. Dentro de este equipo se encuentra: gafas de seguridad, bata de laboratorio	
2. Verificar que el equipo se encuentre libre de sustancias y artículos extraños para evitar alteraciones en su funcionamiento y fallas	
3. Asegurarse de que todos los sistemas y componentes se encuentren en su estado y posición óptima para comenzar a operar	
4. El equipo debe trabajar a temperatura ambiente y sin la presencia de factores externos tales como corrientes bruscas de aire y polvo	
5. Comprobar que el espacio donde será colocado el equipo cuente con una superficie totalmente plana, ya que de lo contrario esto afectaría a la operación.	
MONTAJE DEL EQUIPO	
6. Colocar la tapa inferior sobre una superficie plana. Insertar los empaques en las ranuras circulares de la tapa	
7. Unir y atornillar las dos caras del tubo exterior del equipo. Una de las caras debe tener dos empaques, los cuales generaran sello	
8. Montar el tubo exterior sobre la tapa inferior del equipo asegurándose de que se encuentre en la posición correcta y asegurarlo. Seguidamente introducir el tubo interior	
9. Instalar la tapa superior del equipo asegurándose de que el tubo interior encaje en la ranura circular. La tapa debe tener los dos empaques en las ranuras circulares	
DESMONTAJE DEL EQUIPO	
10. Remover los tornillos que aseguran la tapa superior y retirarla	
11. Remover los tornillos de los cierres laterales y del fondo del tubo exterior	
12. Retirar el tubo exterior de la tapa inferior o base del equipo	
13. Separar las dos caras del tubo exterior	
14. Retirar el tubo interior, para que el espacio anular cementado este libre	

Nota: Esta tabla contiene los pasos del manual de operaciones del equipo de migración de gas los diferentes fluidos de perforación y cementación. elaborado por los proyectantes.

5.3.2 Manual de mantenimiento migración de gas

Tabla 9. Manual de mantenimiento de migración de gas

	NO OPERAR EL EQUIPO SIN ANTES LEER ESTA ETIQUETA
	ANUAL DE MANTENIMIENTO DEL EQUIPO DE MIGRACION DE GAS
Existen áreas críticas en la realización del mantenimiento las cuales son inspección, limpieza, lubricación y ajuste	
INSPECCION	
<ol style="list-style-type: none">1. Buscar piezas dañadas, fallas leves o imperfecciones2. Buscar posibles fugas y realizar correcciones3. Reemplazar empaques y tornillos si se encuentran defectuosos	
LUBRICACION	
<ol style="list-style-type: none">1. Lubricar tornillos y tuercas para evitar demasiada fricción2. Aplicar lubricante o grasa sobre las paredes de los tubos del espacio anular antes de cementarlo3. Si durante la prueba hay pérdida de presión por un empaque que este haciendo mal sello, ajustar un poco más las piezas separadas por dicho empaque	
LIMPIEZA	
<ol style="list-style-type: none">1. Realizar limpieza general del equipo después de cada prueba2. Desmostar el equipo y realizar una limpieza al distribuidor de flujo3. Remover la grasa o lubricante que se aplica para prevenir que el cemento se adhiera a las paredes del equipo	

Nota: Esta tabla contiene los pasos del manual de mantenimiento del equipo de migración de gas para los diferentes fluidos de perforación y cementación. Elaborado por los proyectantes

5.4 AUTOCLAVE

5.4.1 Manual de operación autoclave

Tabla 10. Manual de operación de la autoclave

	NO OPERAR EL EQUIPO SIN ANTES LEER ESTA ETIQUETA
---	---

	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA EL EQUIPO AUTOCLAVE
---	--

1.	Verificar que el equipo autoclave se encuentre debidamente conectado
2.	Verificar las dimensiones de la muestra con las medidas específicas de la norma
3.	Retirar de la cámara toda suciedad o humedad que tenga, llenar la cámara de presión con agua
4.	Engrasar el recipiente de la cámara, verter la muestra sobre el recipiente de la cámara de presión, tener presente la marca del recipiente para obtener un concreto centrado
5.	Tapar la cámara de presión
6.	Llevar la muestra a una temperatura no mayor de 90 °F y a una presión máxima de 30 (Ipc)
7.	Accionar la bomba lentamente hasta que la muestra llegue a las condiciones de presión
8.	Observar el manómetro para llegar a la presión establecida
9.	Una vez alcanzada la temperatura y presión se debe dejar la muestra por 24 horas (reposo)
10.	Una vez pasadas las 24 horas se procede a retirar la muestra, (debe de estar enfriada)
1.1	proceder a la determinación de la resistencia a la comprensión por medio del equipo de la prensa hidráulica

Nota: Esta tabla contiene los pasos del manual de operación del equipo de autoclave para los diferentes fluidos de perforación y cementación. Elaborado por los proyectantes.

5.4.2 Manual de operación autoclave

Tabla 11. Manual de mantenimiento de la autoclave

	NO OPERAR EL EQUIPO SIN ANTES LEER ESTA ETIQUETA
---	---

	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS LA CALIBRACION Y MANTENIMIENTO DE LA AUTOCLAVE
---	--

1.	Retirar del equipo toda suciedad o humedad que tenga (cilindro de la cámara de presión)
2.	La calibración de este equipo se debe realizar a diferentes temperaturas, temperatura baja, media y alta
TEMPERATURA BAJA	
3.	Para este procedimiento debemos de hacer uso de un termómetro ASTM No. 34°F – 75 , con una precisión de +/- 0.5°F , y un rango de temperatura de 0 – 250°F
4.	Se procede a llenar la cámara de presión con agua, tapar y poner distribuidor, luego desmontar el medidor de presión y colocar el termómetro (la temperatura del termómetro y el controlador varia más de 2°F, ajustar el dial del controlador a la temperatura que indica el termómetro)
TEMPERATURA MEDIA	
5.	Para la temperatura media se debe poner el controlador a 150°F y la perrilla del reóstato en el 50% de la escala
6.	Cuando la temperatura de 150°F, la comparamos con la temperatura registrada por el controlador, si la temperatura difiere más de 3°F, se debe ajustar el dial del controlador a la temperatura que nos indica el termómetro
TEMPERATURA ALTA	
7.	Girar el dial del controlador hasta 220°F, girar la perrilla del reóstato hasta 100% de la escala
8.	Cuando alcance la temperatura de 220 °F, comparar con la temperatura registrada por el controlador, la diferencia debe dar mayor de 4°F (si es mayor, se debe ajustar el controlador)

Nota: Esta tabla contiene los pasos del manual de mantenimiento del equipo autoclave para los diferentes fluidos de perforación y cementación. Elaborado por los proyectantes.

5.5 SIMULADOR DEL ASENTAMIENTO A LA LECHADA

5.5.1 Manual de operación simulador del asentamiento de la lechada

Tabla 12. Manual de operación asentamiento de la lechada

	NO OPERAR EL EQUIPO SIN ANTES LEER ESTA ETIQUETA
---	---

	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA OPERAR EL SIMULADOR DE ASENTAMIENTO DE LA LECHADA
---	--

1. Verificar que el equipo se encuentre debidamente conectado
2. Verificar las que todas sus partes se encuentren en buen estado (que el manómetro se encuentre funcionando)
3. Retirar de molde cilíndrico contenedor toda suciedad o humedad que tenga
4. Engrasar el molde
5. Verter la muestra al contenedor cilíndrico
6. Agitar o golpear suavemente la celda para desalojar el aire atrapado
7. Colocar el cilindro contenedor en la cámara de presión, posterior a ello, introducir la cámara de presión en la cámara de calentamiento
8. Llenar con agua la cámara de calentamiento a una temperatura de (140 – 302°F)
9. Enroscar el equipo del manómetro y aire a presión
10. Inyectar una presión de 3000 psi
11. Dejamos fraguar la lechada por 16 horas
12. Pasadas las 16 horas, observar (como las partículas más pesadas tienden a quedarse en el fondo de la mezcla y las más livianas suben)
13. Reportar contenido de agua libre
Una vez registrado el contenido de agua, retirar la muestra del contenedor cilíndrico, dejar secar.

Nota: Esta tabla contiene los pasos del manual de mantenimiento de la prensa hidráulica para los diferentes fluidos de perforación y cementación. Elaborado por los proyectantes.

5.5.2 Manual de mantenimiento del simulador del asentamiento de la lechada

Tabla 13. Manual de mantenimiento del asentamiento de la lechada

	NO OPERAR EL EQUIPO SIN ANTES LEER ESTA ETIQUETA
---	---

	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA EL MANTENIMIENTO DEL EQUIPO DE LA SIMULACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE LA LECHADA
---	--

1. Verificar que la prensa hidráulica se encuentre debidamente conectada
2. Verificar las dimensiones de la muestra con las medidas específicas de la norma
3. Retirar de la muestra toda suciedad o humedad que tenga
4. Colocar la muestra sobre la lámina presionadora inferior en las marcas que ella posee para un concreto centrado
5. Colocar la tapa protectora de la prensa hidráulica para evitar posibles lesiones
6. Abrir la válvula interna de la bomba
7. Cerrar la válvula presurizada del sistema
8. Accionar la bomba lentamente hasta que la muestra se destruya y observar el manómetro para registrar la máxima presión alcanzada
9. Abrir la válvula despresurizada para que el aceite regrese al depósito, lo cual se logra empujando el pistón dentro del cilindro
10. El valor leído del manómetro es el que se debe manipular por el factor de calibración para obtener el valor real de la resistencia al esfuerzo de compresión de la muestra probada

Nota: Esta tabla contiene los pasos del manual de mantenimiento del equipo de simulación del asentamiento de la lechada para los diferentes fluidos de perforación y cementación. Elaborado por los proyectantes.

6. ADITIVOS

6.1. Inventario de aditivos requeridos

Lista de los aditivos disponibles en el laboratorio

- | | | |
|--------------------------------|---------------------------------|--|
| ✓ Anaranjado de metilo | ✓ Cloruro de calcio | ✓ Kwik-seal |
| ✓ Arena | ✓ Cloruro de potasio | ✓ Latex dl 460na |
| ✓ Arena de sílice | ✓ Cloruro de sodio | ✓ Mica |
| ✓ Azul de metileno | ✓ Cromato de potasio 5% líquido | ✓ Microbond ht cement |
| ✓ Azul hidroxinaftol en nacl | ✓ Desco | ✓ Miel sintetica |
| ✓ Barita | ✓ Dispersante | ✓ Negro eriocromo |
| ✓ Bentonita | ✓ Drill beads | ✓ Nitrato de plata solución 0.0282n |
| ✓ Bfn-f-y polímero | ✓ Duo vis | ✓ Peptina o pectina |
| ✓ Bicarbonato de sodio | ✓ E.D.T.A (sólido) | ✓ Peroxido de hidrogeno |
| ✓ Black magic | ✓ E.D.T.A 0,1 m | ✓ Polipacr |
| ✓ Buffer amoniacal | ✓ Estearato de alumino | ✓ Retardador de frague |
| ✓ Buffer ph 10 | ✓ Fenolftaleína | ✓ Sinterball bauxite |
| ✓ Buffer ph 4 | ✓ Formiato de sodio | ✓ Soda caustica |
| ✓ Buffer ph 7 | ✓ Gilsonita | ✓ Sulfato de cobre |
| ✓ Cal hidratada | ✓ Grafito | ✓ Synerfloc a 25 d polimero |
| ✓ Calver ii | ✓ Gastop | ✓ Thinner |
| ✓ Carbonato de calcio | ✓ Hidroxido de amonio | ✓ Titriplex® iii en solucion c (na2-edta2 h2o) = 0.1 mol/l titripur® |
| ✓ Cemento clase g construcción | ✓ Hidroxido de calcio (cal) | |
| ✓ Solvente para tuberia pavco | ✓ Kelzan xcd polímero | |

✓ Versamul ic	✓ Aceite de recino	✓ Ácido clorhídrico
✓ Wall nut plus (nuez molida)	✓ Aceite hidráulico ISO 68	fumante 37%
✓ Wel -hib a	✓ Aceite lubricante 20w-40	✓ Ácido nítrico 57%
✓ Wel -pac lv	✓ Aceite lubricante 20w-50	✓ Ácido sulfúrico 0,02 n
✓ Wel zan	✓ Aceite lubricante sae 50	✓ Ácido sulfúrico 0,5 n
✓ Wel-gel	✓ Ácido cítrico	✓ Agente gelificante
✓ Wel-lube	✓ Ácido clorhídrico 0.02n	✓ Agua destilada
✓ Xileno		
✓ 1 butanol		
✓ Aceite de cocina		

Nota: Ver en **anexos C**, tabla con contenido de la identificación de las sustancias y clasificación del sistema global armonizado (**adictivos mencionados anteriormente**). Los adictivos son sustancias fundamentales para el manejo y buen uso de las condiciones que se requieren en el momento de hacer uso de los fluidos de cementación y lodos (fluidos de perforación).

Los aditivos de lechada y lodos pueden ayudar a variar la densidad de la lechada y del lodo, ayudan a cambiar la resistencia a la compresión, ayudan a acelerar o retardar el tiempo de fragüe, ayudan al control de filtrado y pérdida de fluido y a reducir la viscosidad. Los aditivos pueden estar en estado granular o líquido, pueden ser mezclados con el cemento en polvo o ser añadidos al agua de la mezcla antes de que la lechada de cemento sea mezclada, de igual forma sucede con el lodo de perforación.

7. PRUEBAS DE LABORATORIOS

7.1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Todos los videos los podemos encontrar en el siguiente Link:

https://drive.google.com/drive/folders/1uLwpichajTUmeu70CUw2gf2_UNi3toHM?usp=drive_link

7.1.1. Preparación de un lodo, toma y ajuste de densidad

7.1.1.1. *Guía de laboratorio*

Ver en anexos A

7.1.1.2. *Video de respaldo*

https://drive.google.com/file/d/1yYzMMHBD1kH7FM1jcXdgNfp-9-GO-2LJ/view?usp=drive_link

7.1.2. Viscosidad marsh y rotatoria con y sin extendedor de bentonita

7.1.2.1. *Guía de laboratorio*

Ver en anexos A

5.1.2.2 *Videos de respaldo*

https://drive.google.com/file/d/1xPMdoH5MUoyP5gai_FARHdpzB0a2e0-m/view?usp=drive_link

7.1.3. Viscosidad embudo de Marsh y Viscosímetro FANN 35A, a temperatura ambiente y a 65°

7.1.3.1. *Guía de laboratorio*

Ver en anexos A

7.1.3.2. *Videos de respaldo*

https://drive.google.com/file/d/1K_YDagvYnFVMYtAp9ZSXqcOPxCEX4xq/view?usp=drive_link

7.1.4. Filtrado API sin y con controlador de perdida de filtrado

7.1.4.1. *Guía de laboratorio*

Ver en anexos A

https://drive.google.com/file/d/1YLz-3M8bYkxwPner9eKEX05faPP0jOi5/view?usp=drive_link

7.1.5. Sólidos en los lodos de perforación retorta – arenas - MBT

7.1.5.1. Guía de laboratorio

Ver en anexos A

7.1.5.2. Video de respaldo

https://drive.google.com/file/d/1WUINOXEgr2PMJvvhxnvOxjZdDOoLLfp/view?usp=drive_link

7.2. CEMENTACION

Todos los videos se pueden encontrar en el siguiente link:

https://drive.google.com/drive/folders/1MY8M1-qaKKS8ea-53ZIXGBIsMp2t3TOq?usp=drive_link

7.2.1. Preparación de la lechada

7.2.1.1. Guía de laboratorio

Ver en anexos B

7.2.1.2. Video de respaldo

https://drive.google.com/file/d/1oXDt7hHigWhJZPtzDHSt9s2YE6hOaha9/view?usp=drive_link

7.2.2. Densidad

7.2.2.1. Guía de laboratorio

Ver en anexos B

7.2.2.2. Video de respaldo

https://drive.google.com/file/d/1E398X6B6Io0tWMA7OO17I3IdaLlOvAlg/view?usp=drive_link

7.2.3. Agua libre

7.2.3.1. Guía de laboratorio

Ver en anexos B

7.2.3.2. Video de respaldo

[https://drive.google.com/file/d/1aVZekS0SD743vIr02a6ttuEtcGT4Hxoq/view?usp=drive link](https://drive.google.com/file/d/1aVZekS0SD743vIr02a6ttuEtcGT4Hxoq/view?usp=drive_link)

7.2.4. Reología

7.2.4.1. Guía de laboratorio

Ver en anexos B

7.2.4.2. Video de respaldo

[https://drive.google.com/file/d/1hkejPU_WWWupsDII-PxRaOJEKoDwgv0q/view?usp=drive link](https://drive.google.com/file/d/1hkejPU_WWWupsDII-PxRaOJEKoDwgv0q/view?usp=drive_link)

7.2.5. tixotropía

7.2.5.1. Guía de laboratorio

Ver en anexos B

7.2.5.2. Video de respaldo

[https://drive.google.com/file/d/1YU_-UHR8LXvHUcwOL2hJHjIgFweKA4DD/view?usp=drive link](https://drive.google.com/file/d/1YU_-UHR8LXvHUcwOL2hJHjIgFweKA4DD/view?usp=drive_link)

7.2.6. Resistencia a la comprensión

7.2.6.1. Guía de laboratorio

Ver en anexos B

7.2.6.2. Video de respaldo

https://drive.google.com/file/d/1Gkh55RYnXvSrZ2p0hGio0DRJ61D14Lld/view?usp=drive_link

7.2.7. Compatibilidad

7.2.7.1. Guía de laboratorio

Ver en anexos B

7.2.7.2. Video de respaldo

https://drive.google.com/file/d/1o41txBw2kn27gO0HmWWWh9rCTLiVmtRmd/view?usp=drive_link

7.2.8. Asentamiento de la lechada

7.2.8.1. Guía de laboratorio

Ver en anexos B

7.2.8.2. Video de respaldo

https://drive.google.com/file/d/1_NftO1Hjm74bT6dLttXw72f4_MTZO3fV/view?usp=drive_link

7.2.9. Bombeabilidad de la lechada

7.2.9.1. Guía de laboratorio

Ver en anexos B

7.2.9.2. Video de respaldo

https://drive.google.com/file/d/1D9X3ksvXV8ue4zaSeLD3vGs4V70Ervnh/view?usp=drive_link

7.2.10. Migración de gas

7.2.10.1. Guía de laboratorio

Ver en anexos B

7.2.10.2. Video de respaldo

https://drive.google.com/file/d/1FXRjyU8awYdK_2zO0cdrRqIpief72Hua/view?usp=drive_link

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ✓ La Universidad Surcolombiana cuenta con instalaciones, adictivos y equipos en buen estado para la realización de las pruebas de fluidos de perforación (lodos y cementación).
- ✓ Las pruebas realizadas demuestran que los equipos son aptos para las pruebas de lodos y cementación, obteniendo resultados que se simulan el estado real de estos fluidos en pozos petroleros.
- ✓ Desde el punto de vista financiero, los estudiantes de la Universidad Surcolombiana tienen todos los adictivos y equipos necesarios para la simulación de los fluidos de perforación en pozo sin costos significativos.
- ✓ Se realizo material audiovisual y guías de las pruebas de cementación y lodos:
 - Pruebas de cementación:** preparación de la lechada, densidad, agua libre, reología, tixotropía, resistencia a la compresión, compatibilidad, asentamiento de la lechada, bombeabilidad y migración de gas.
 - Pruebas de lodos:** preparación de lodo, toma y ajuste de la densidad, fluidos API, contenido de arenas, cloruros, medición de líquidos y sólidos - retorta, azul de metileno, viscosidad de embudo de Marsh a temperatura ambiente y 65 C°, viscosidad de FANN 35 A temperatura ambiente y 65 C°, viscosidad Marsh con y sin extendedor de bentonita y viscosidad rotatoria con y sin extendedor de bentonita.
- ✓ Se realizo material audio visual y educativo como apoyo y un mayor acceso a la información de las pruebas de los fluidos de perforación para los estudiantes de la Universidad Surcolombiana.
- ✓ Se realizo un formato de guías de las pruebas de los fluidos de perforación y completamiento, que permitirá que los estudiantes sean direccionados a lo que se debe realizar en el laboratorio de la universidad Surcolombiana.

- ✓ Se evaluó el uso de los equipos disponibles de la Universidad Surcolombiana, que permitan la realización de las pruebas de fluidos de perforación.

- ✓ Se realizó un inventario de todos los equipos y aditivos disponibles en el laboratorio de fluidos y perforación de la Universidad Surcolombiana.

- ✓ Se realizaron las pruebas de los fluidos de perforación (lodos y cementación), de la universidad Surcolombiana, para verificar el buen estado de los equipos y aditivos disponibles en el laboratorio.

BIBLIOGRAFIA

American Petroleum Institute. (1977, January). *API RP 42: Recommended Practices for Laboratory Evaluation of Surface-Active Agents for Well Stimulation*.

https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20RP%2042&item_s_key=00010552

American Petroleum Institute. (1990, June 1). *API SPEC 10: Specification for Materials and Testing for Well Cements*.

https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20SPEC%2010&item_s_key=00504639#abstract-section

American Petroleum Institute. (2017, July). *API RP 13D: Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids*.

https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20RP%2013D&item_s_key=00010453#referenced-documents

Badillo Duran, A. M., & Cienfuegos, V. M. (2016). *Analisis de un Fluido Base Aceite Sintetico Para la Perforacion en Ambientes Marinos para Aguas Profundas*.

Escuela Superior de Ingenierias y Arquitecturas Unidad de Ticoman.

Bautista Maldonado, M. A. (2006). *Formulacion y Evaluacion de Fluidos de Perforacion de Base Agua de Alto de Rendimiento Aplicados al Campo Balcon como Sustitutos de Lodo Base Aceite*. Universidad Industrial de Santander.

Cementaciones. (2020, April 19). <http://chontalpa.tecnm.mx/Cementaciones2021.pdf>

Daza Rivera, A. J., & Garofalo Ortega, M. A. (2013). *Normativas para el Control de Operaciones de Perforación de Pozos de Petróleo en la Cuenca Oriente del Ecuador*. Escuela Politecnica Nacional.

Fonseca, R., David, J., Velandia, S., & Ferney, N. (n.d.). *Sistema de Control y Automatización para Unidades de Cementación de Pozos Petroleros Control System for Oil Well Cementation Units*. 1–15.

Ingenieria de Cementacion Petrolera. (n.d.). Retrieved February 2, 2023, from <https://actiweb.one/marcus/archivo2.pdf>

Pinzon Sebastian. (n.d.). *Calidad de agua en procesos de cementación de pozos / HANNA Instruments Colombia*. Retrieved February 2, 2023, from

<https://www.hannacolombia.com/blog/post/571/calidad-agua-en-procesos-cementacion-pozos>.

Salazar f., A. J. (2015). *Practicas Recomendadas para Pruebas de Cementacion de Pozos* (pp. 1–83).

Smith, D. K. (1976). *CEMENTING* (2nd ed., Vol. 4).

LISTA DE ANEXOS A

Anexo 1 Preparación de un lodo, toma y ajuste de densidad.....	2
Anexo 2 Determinación de la viscosidad rotatoria con y sin extendedor de bentonita.....	16
Anexo 3 Determinación de la viscosidad de Marsh con y sin extendedor de bentonita	26
Anexo 4 Determinación del contenido de azul de metileno.....	37
Anexo 5 Determinación del contenido de sólidos y líquidos – retorta.....	62
Anexo 6 Determinación del filtrado api sin y con controlador de perdida de filtrado	91
Anexo 7 Determinación de cloruros.....	106
Anexo 8 Determinación d contenido de arena.....	127
Anexo 9 Determinación de la viscosidad embudo de marsh y viscosimetro fann 35a, a temperatura ambiente y a 65°c	150

ANEXO A

GUIAS DE LODOS

ANEXO 1. Preparación de un lodo, toma y ajuste de densidad

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO CURRICULAR
PREPARACIÓN Y PRUEBAS DE FLUIDOS DE
PERFORACION**

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA: PETRÓLEOS

NOMBRE DEL CURSO: FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

ENSAYO DE LABORATORIO: N°1 DE 9

PRÁCTICA PARA REALIZARSE SEGÚN LA NORMA API RP13 B-1

NOMBRE DE LA PRÁCTICA DE LABORATORIO: **PREPARACION DE UN LODO,
TOMA Y AJUSTE DE DENSIDAD**

1. JUSTIFICACIÓN

Saber preparar un lodo y ajustar su densidad permite controlar la presión del pozo, transportar adecuadamente los recortes de roca y proteger la formación rocosa circundante. Si la densidad del lodo es demasiado baja, se pueden producir pérdidas de circulación, filtraciones y una obstrucción del pozo, mientras que una densidad demasiado alta puede provocar fracturas en la formación rocosa, sedimentación de los recortes de roca y daños a la formación rocosa en sí. La preparación de un lodo y el ajuste de su densidad son esenciales para garantizar la seguridad y el éxito de la operación de perforación.

2. OBJETIVOS

- Preparar un lodo bentonítico, base agua.
- Medir y ajustar su densidad por varios métodos.

3. MATERIALES Y EQUIPOS

- ✓ Balanza convencional
- ✓ Agua
- ✓ Bentonita
- ✓ Carbonato de Calcio
- ✓ Barita

4. MARCO TEÓRICO

4.1. DENSIDAD DEL LODO – PESO ESPECIFICO DEL LODO

El peso específico de una sustancia hace referencia al peso de una sustancia por unidad de volumen, en tanto que la densidad se refiere a la masa de una sustancia por unidad de volumen. Si bien con la balanza de lodos se mide el peso específico del fluido, se reporta como densidad y se utiliza directamente en las ecuaciones de presión hidrostática para el control de presiones en pozo. El control de la densidad del lodo garantiza el control de las presiones en pozo, debido a que la presión hidrostática es función directa de la densidad del lodo. (Ramirez Hernandez F & Martinez Miranda D, 2020)

4.2. BALANZA DE LODOS

La balanza de lodo se compone de una base sobre la cual descansa un brazo graduado con un vaso, tapa, cuchillo o apoyo, nivel de burbuja de aire, jinete y contrapeso. Se coloca el vaso de volumen constante en un extremo del brazo graduado, el cual tiene un contrapeso en el otro extremo. El vaso y el brazo oscilan perpendicularmente al cuchillo horizontal, el cual descansa sobre el soporte, y son equilibrados desplazando el jinete a lo largo del brazo graduado. (mirar partes de la balanza en los anexos)

4.3. CALIBRACION DE LA BALANZA DE LODOS

La calibración del instrumento se logra con la medición de la densidad de agua a temperatura ambiente; se debe llenar la copa con agua y equilibrar el instrumento para leer el valor de la densidad, tal valor debe corresponder a 8.33 PPG o 1.00 g/cm³, de no ser así se debe quitar

el tornillo del contrapeso para calibrar la balanza aumentando o quitando bolitas de plomo (lastre), incluso el dejar el tornillo más alto o más bajo, cambia el centro de gravedad y por ende permite hacer ajustes en la calibración de la balanza.

4.4.ERRORES MÁS FRECUENTES

Los errores más frecuentes responsables de la imprecisión en la medición de la densidad son:

- Balanza calibrada incorrectamente.
- Gas o aire atrapado en el lodo.
- Falla en llenar la copa con el volumen exacto.
- Balanza sucia.

5. ACTIVIDADES PREVIAS A LA PREPARACION DEL LODO

5.1.CÁLCULO DE MATERIALES REQUERIDOS.

El lodo para preparar es un lodo bentonítico, homogéneo, resultante de la mezcla de agua y bentonita en proporciones determinadas y usando un material densificante ya sea Carbonato de calcio o barita.

Cuando se requiere preparar un lodo de perforación, es muy común conocer la densidad del lodo deseado (dd) mientras las masas de bentonita (mB) y agua (mW) serán las incógnitas. Para el cálculo de tales incógnitas se debe realizar el siguiente balance de materia:

$$mB + mW = md \quad (1)$$

Es evidente que solo con la ecuación (1) no se puede determinar la masa de Bentonita necesaria para preparar un lodo bentonítico de una determinada densidad dd. pero también es evidente que tal masa de Bentonita puede ser calculada si se conoce el volumen de Bentonita involucrado en la preparación del lodo.

Entonces:

$$mB = VB * dB \quad (2)$$

VB se calculará como sigue:

De ecuación (1):

$$VB * dB + VW * dW = Vd * dd \quad (3)$$

Y considerando volúmenes aditivos

$$Vd = VB + VW \quad (4)$$

Donde:

VB, VW y Vd: Volumen de Bentonita, volumen de agua y volumen del lodo deseado respectivamente.

dB, dW y dd *: Densidad de Bentonita, densidad de agua y densidad del lodo deseado respectivamente.

De las ecuaciones (3) y (4) se determina la ecuación (5) para la determinación del volumen de Bentonita necesario, y por lo tanto la masa de Bentonita necesaria.

$$VB = Vd * \frac{(d_d - d_w)}{(d_b - d_w)} \quad (5)$$

Para el uso de esta ecuación se debería conocer el volumen de lodo a preparar o de lo contrario suponer un volumen determinado.

Existe otra forma para hacer los cálculos y es mucho más pertinente, y es con la utilización de la ecuación (6), la cual involucra no solo las propiedades de la bentonita, sino de todos los aditivos que puedan utilizarse en la fabricación del lodo de perforación.

$$\rho = \frac{8,34(350 + w_1 + w_2 + \dots + w_n)}{350 + \frac{w_1}{SG_1} + \frac{w_2}{SG_2} + \dots + \frac{w_n}{SG_N}} \quad (6)$$

5.2.AJUSTE DE LA DENSIDAD

En caso en que la densidad del lodo de perforación deba aumentarse, se puede utilizar la ecuación (7) para un incremento del peso usando como material densificante la barita.

Incremento del peso: (X: ScS de barita/ 100bbls L)

$$X = 1490x(W2 - W1) \quad (W1: \text{Peso Inicial en Lb/gal})$$

$$35.4 - W2 \quad (W2: \text{Peso Final en Lb/gal})$$

(7)

En tanto que si el aditivo densificante es el carbonato de calcio (CaCO_3), se recomienda el uso de la ecuación (8).

Incremento del peso: (X: ScS CaCo_3 / 100bbls L)

$$X = 944.6x(W2 - W1) \quad (W1: \text{Peso Inicial en Lb/gal}) \quad (8)$$

$$22.5 - W2 \quad (W2: \text{Peso Final en Lb/gal})$$

Para disminuir la densidad del fluido, se diluye con el fluido base que se esté utilizando, en este caso agua, pero se debe verificar el ajuste de la concentración de todos los aditivos involucrados en la fabricación del lodo.

La ecuación general de dilución es:

$$(W1 \times D1) + (W2 \times D2) = W3 \times D3$$

Despejando

$$W2 = (W3 \times D3 - W1 \times D1) / D2 \quad (9)$$

donde:

W1 = Peso del lodo inicial (en barriles)

D1 = Densidad del lodo inicial (en lb/gal)

W2 = Cantidad de agua que se va a agregar (en barriles)

D2 = Densidad del agua (en lb/gal)

W3 = Volumen total del lodo después de la dilución (en barriles)

D3 = Densidad final deseada del lodo (en lb/gal)

Para utilizar esta ecuación, se deben conocer la densidad y el peso del lodo de perforación inicial, la densidad del agua que se va a agregar y la densidad final deseada del lodo. Al resolver la ecuación, se puede determinar la cantidad de agua que se debe agregar al lodo para obtener la densidad final deseada. (Gomez Patiño P, 2017)

5.3. TIPS PARA APLICAR EN EL LABORATORIO.

- 5.3.1.** Considere que 1 lb de aditivo equivale a 1 gramo en laboratorio y un barril equivalente corresponde a 350 cc en laboratorio.
- 5.3.2.** Rendimiento de las arcillas. Es un término utilizado para especificar la calidad de una arcilla de acuerdo con el número de barriles de lodo de 30 cp de viscosidad que produciría una tonelada de arcilla. Aunque rara vez se lo utiliza hoy en día, las arcillas se clasifican como bentonitas de alto, medio o bajo rendimiento. Una bentonita “buena” produciría al menos 85 bbl de lodo por tonelada. Las arcillas de alto rendimiento producen de 30 a 50 bbl/ton y las arcillas de bajo rendimiento producen de 15 a 30 bbl/ton.
- 5.3.3.** La densidad del agua es de 8,33 lb por galón, la gravedad específica de la bentonita es 2,3, la gravedad específica del carbonato de calcio es 2,9 y la G.E. de la barita 4,2.
- 5.3.4.** Los minerales de bentonita comerciales varían mucho en la cantidad y calidad de la arcilla que se hincha, la montmorillonita de sodio. Los minerales de menor calidad, los que tienen más montmorillonita del tipo de calcio, son tratados durante la trituración con la adición de uno o más de los siguientes: carbonato de sodio, polímeros sintéticos de cadena larga, carboximetilcelulosa (CMC), almidón o polifosfatos. Estos ayudan a hacer que el producto final cumpla con las especificaciones de calidad. Desafortunadamente, los aditivos pueden perder su

eficacia en "el mundo real del lodo" cuando se utilizan en el equipo de perforación, debido a los iones de dureza en el agua, altas temperaturas, ataques bacterianos, la degradación por cizalladura mecánica y otros factores que pueden hacer que estos aditivos resulten ineficaces.

- 5.3.5. La concentración máxima de bentonita que puede usarse en la fabricación de un lodo base agua es de 30 a 40 lpb debido a que a concentraciones mayores la capacidad de mezcla y bombeo es imposible de llevar a cabo, debido al aumento exagerado en la viscosidad.
- 5.3.6. Inicialmente debe ajustarse el pH del agua de fabricación del fluido (8.5 a 10 u 11), siempre verifique esta característica conforme a la hoja de seguridad y las características de mezcla sugeridas por el fabricante. Para el aumento del pH se utiliza soda cáustica, para posteriormente ir adicionando la bentonita lentamente por el embudo (tolva) de materiales secos. Se continúa con agitación enérgica y permanente para que las partículas de arcilla se incorporen a la fase acuosa y se hidraten.
- 5.3.7. Una vez hidratada la bentonita se van adicionando los demás químicos asegurándose de seguir las instrucciones del fabricante en cuanto a secuencia y a pH.

6. PROCEDIMIENTO

6.1.Preparación del lodo.

- 6.1.1. Preparar un total de 5 barriles equivalentes de lodo. Tome un volumen de 350 cc de agua por barril equivalente y adiciónelo en el agitador.
- 6.1.2. Ajuste el Ph.
- 6.1.3. Pese los aditivos: bentonita y densificante (barita o carbonato de calcio), recuerde que 1 gramo en laboratorio equivale a 1 libra en campo. Asegúrese que la balanza analítica se encuentre debidamente calibrada.
- 6.1.4. Adición la bentonita lentamente y en agitación permanente, evitando la formación de grumos, si se llegan a formar aumente la velocidad de agitación. Permita que la bentonita se hidrate por algunos minutos.
- 6.1.5. Adicione el material densificante en agitación.

6.2.MEDICIÓN DE LA DENSIDAD.

En primera medida haga los cálculos usando la ecuación 6, de tal manera que tenga un valor estequiométrico del peso específico de la mezcla.

Proceda a la medida de la densidad usando la balanza de lodos. Asegúrese de que la balanza de lodo esté calibrada.

Procedimiento para la medición de la densidad:

1. Quitar la tapa del vaso y llenar completamente el vaso con el lodo recientemente agitado.
2. Volver a poner la tapa y girar hasta que esté firmemente asentada, asegurándose que parte del lodo sea expulsado a través del agujero de la tapa.
3. Limpiar el lodo que esta fuera del vaso y secar el vaso.
4. Colocar el brazo de la balanza sobre la base, con el cuchillo descansando sobre el punto de apoyo.
5. Desplazar el jinete hasta que el nivel de burbuja de aire indique que el brazo graduado esta nivelado.
6. En el borde del jinete más cercano al vaso, leer la densidad o el peso del lodo.
7. Ajustar el resultado a la graduación de escala más próxima, en lb/gal, lb/pie³, psi/1.000 pies de profundidad o en Gravedad Específica (SG).
8. Afortunadamente la densidad es una de las mediciones más precisas; con una simple balanza de lodo es posible medir densidades de 0.1 ppg (equivalente a 5.2 psi/1000 ft de columna de lodo).

Para verificar utilice un método gravimétrico utilizando un recipiente con volumen conocido (Picnómetro) y pese en la balanza analítica y haga los cálculos correspondientes.

6.3. Ajuste de la densidad.

Lleve el lodo a una densidad de 8.9 lpg, conforme a las ecuaciones 7 y 8 de acuerdo con el densificante utilizado, si requiere disminuir la densidad, diluya y considere los cálculos

estequiométricos para llegar al valor de densidad requerido, usando la ecuación 6.(American Petroleum Institute, 2019)

7. Reporte

El informe o reporte debe contener lo manifestado Reporte del ensayo , caculos y cuestionario, se presentará en medio magnético y será enviado al correo institucional en el plazo estipulado.

7.1.Reporte de ensayo 1.

Tabla 1. Concentración de aditivos y densidad de los lodos en estudio.

Grupo	Ensayo	Agua	Bentonita		Carbonato de Calcio		Barita		Densidad (lb/gal)		Balanza de Lodos
		ml	Bl	Lbs	Bl	Lbs	Bl	Lbs	Calculada	Analítica	
1	Inicial										
	Final										
2	Inicial										
	Final										
3	Inicial										
	Final										
4	Inicial										
	Final										
5	Inicial										
	Final										

6	Inicial
	Final

7	Inicial
	Final

8	Inicial
	Final

Nota: En esta tabla se registran todos los datos obtenidos por los diferentes grupos de laboratorio sobre la cantidad de agua, bentonita carbonato de calcio y barita utilizados, el resultado de la densidad calculada, analítica y medida por la balanza

7.2.CALCULOS

- 7.3.Indique los cálculos realizados para la preparación del lodo, densificación, dilución y/o mezcla de este.
- 7.4.Estimar el error porcentual en cuanto a la calibración de la balanza.
- 7.5.Calcular los gradientes de presión de los lodos medidos.
- 7.6.Indicar los grados API para los lodos medidos.

8. CUESTIONARIO

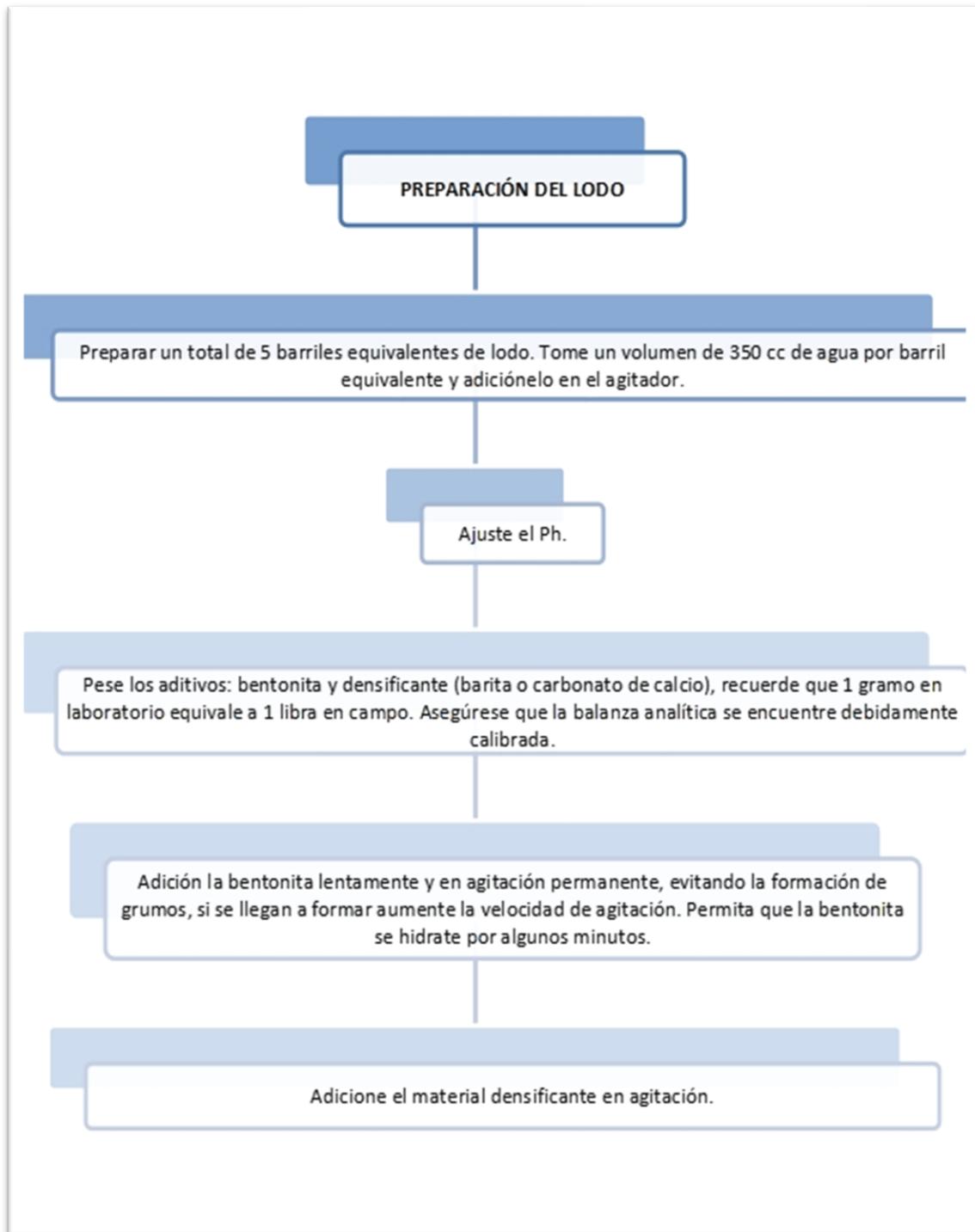
- 8.1.Defina lo que es un fluido de control o lodo de perforación.
- 8.2.¿Qué importancia tiene el fluido de control en la perforación de pozos?
- 8.3.¿Qué son las propiedades del fluido de control?
- 8.4.¿Qué son las propiedades fisicoquímicas del fluido de perforación?
- 8.5.¿Cuáles son las funciones de un fluido de control?
- 8.6.¿De tales funciones cuales usted considera las más importantes?
- 8.7.¿Qué tipos de fluidos de perforación existen, dé a conocer su clasificación?
- 8.8.¿Qué es fase continua, como se aplica esta definición en lo que respecta a los fluidos de control?
- 8.9.¿Qué es fase discontinua, como se aplica esta definición en lo que respecta a los fluidos de control?

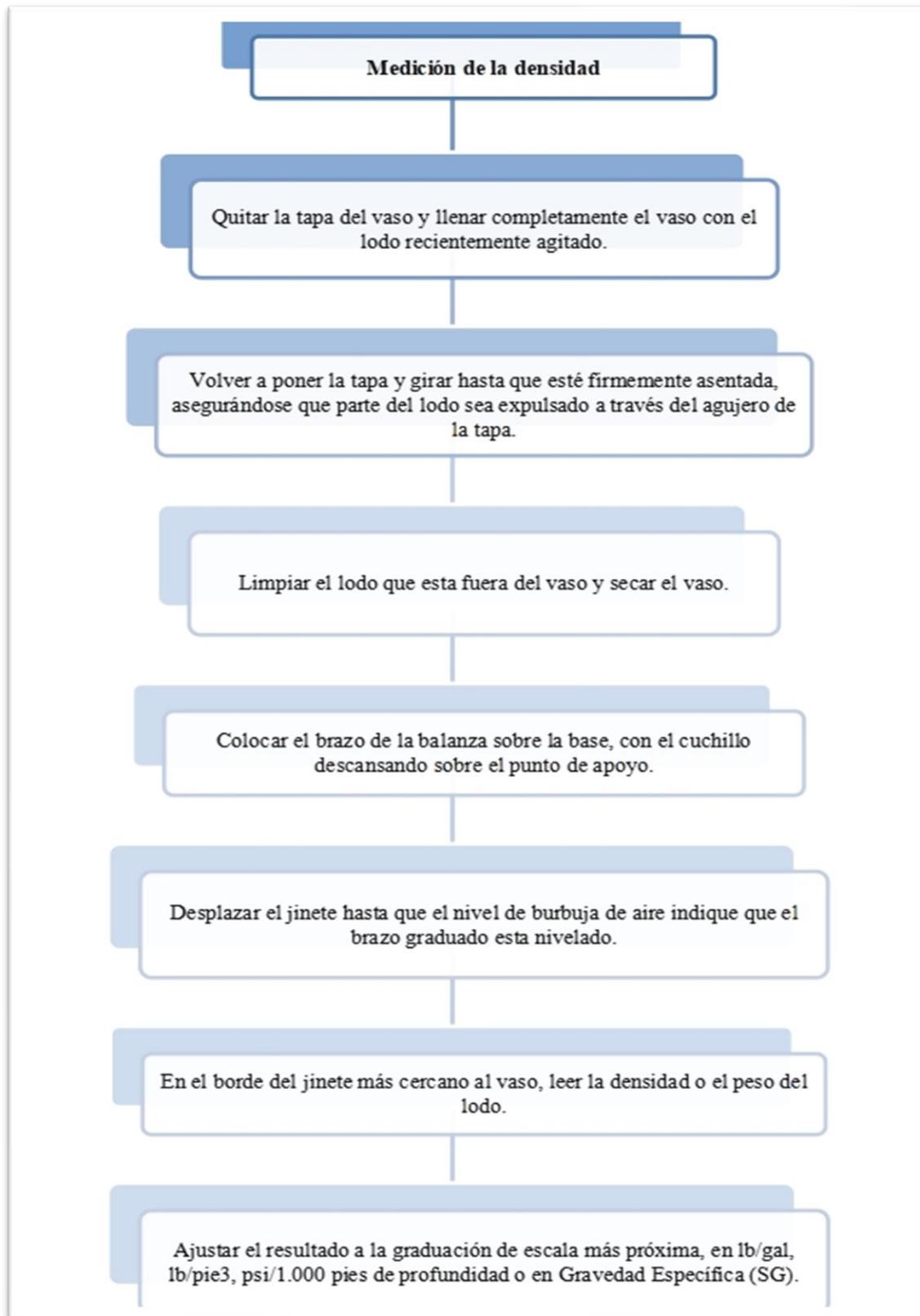
- 8.10. Indique las características de un fluido disperso – no inhibido.
- 8.11. Indique las características de un fluido disperso – inhibido.
- 8.12. Indique las características de un fluido base aceite.
- 8.13. ¿Cuántos tipos de arcilla hay y cuáles son?
- 8.14. ¿Qué tipo de arcillas son usadas para la preparación del lodo de perforación?
- 8.15. ¿Cómo pueden ser encontradas las arcillas en la naturaleza?
- 8.16. ¿Qué son las Illitas, cloritas y las Kaolinitas?
- 8.17. ¿Cuál es la definición de hidratación de arcillas?
- 8.18. ¿Existe alguna diferencia entre un lodo usado para un pozo exploratorio y el usado para un pozo de desarrollo?
- 8.19. ¿Qué relación existe entre la presión hidrostática del lodo y la presión de formación?

9. OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES.

Plantee sus observaciones a la experiencia y defina sus conclusiones frente a la fabricación del fluido, a la medición y ajuste de la densidad.

10. DIAGRAMA DE FLUJO





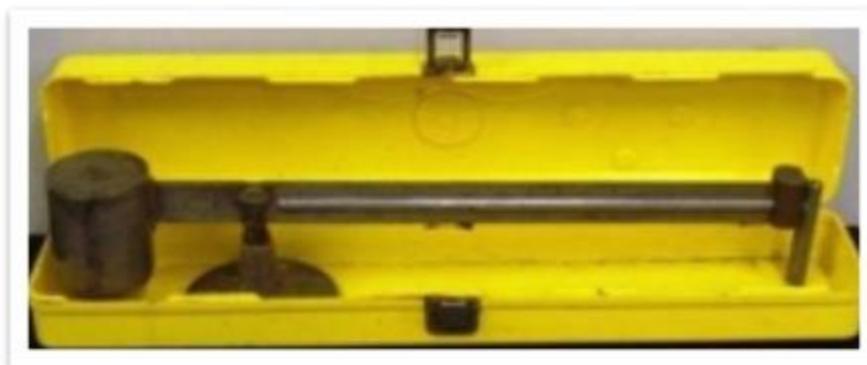
BIBLIOGRAFIA

- American Petroleum Institute. (2019, mayo). *API RP 13B-1: Field Testing Water-based Drilling Fluids*.
https://global.ihp.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20RP%2013B%2D1&item_s_key=00116814
- Gomez Patiño P. (2017). *PRUEBAS DEL LABORATORIO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION*. 1–114.
- Ramirez Hernandez F, & Martinez Miranda D. (2020). *FLUIDOS DE PERFORACION*. 1–116.

ANEXOS

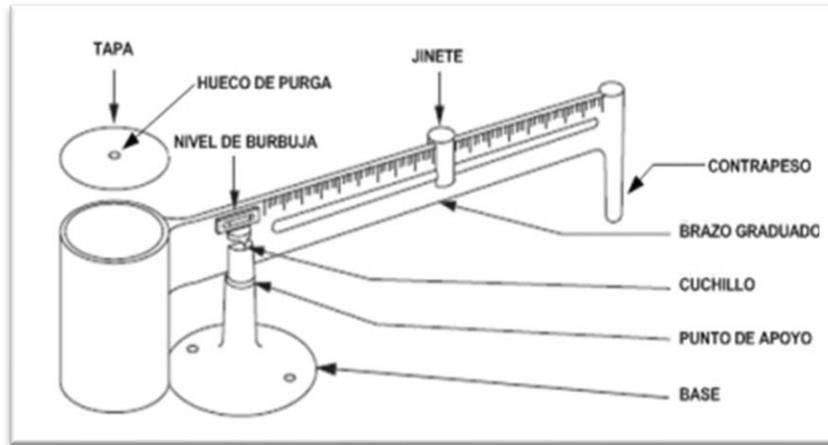
EQUIPO PARA DETERMINAR LA DENSIDAD DEL LODO

Figura 1. Balanza convencional



Nota: Balanza utilizada para medir la densidad del lodo foto tomada por los proyectantes en el laboratorio de lodos en la Universidad Surcolombiana

Figura 2. Balanza de lodos convencional con sus respectivas partes



Nota: descripción detallada de cada parte de la balanza de lodos, imagen elaborada por los proyectantes.

ANEXO 2. Determinación de la viscosidad rotatoria con y sin extendedor de bentonita

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO
CURRICULAR PREPARACIÓN Y ENSAYOS DE LOS
FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA: PETRÓLEOS

NOMBRE DEL CURSO: FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

ENSAYO DE LABORATORIO: 2 N° 9 DE

ENSAYO PARA REALIZARSE SEGÚN LA NORMA API

NOMBRE DE LA PRÁCTICA DE LABORATORIO:

**DETERMINACION DE LA VISCOSIDAD ROTATORIA CON Y SIN
EXTENDEDOR DE BENTONITA**

JUSTIFICACIÓN

El procedimiento del viscosímetro rotatorio ha sido estandarizado y validado a través de estudios rigurosos que han identificado los parámetros que afectan el comportamiento de la viscosidad en los fluidos. La viscosidad plástica y el punto de cedencia son fundamentales para asegurar una adecuada colocación y fijación del cemento en el pozo, lo que a su vez garantiza la integridad del pozo y la seguridad en la producción de petróleo y gas.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Medir la viscosidad del lodo usando, haciendo uso del viscosímetro rotatorio
- Analizar la modificación de las propiedades reológicas de un fluido al utilizar un extendedor de bentonita.

OBJETIVO ESPECÍFICO

- Reconocer el comportamiento de la viscosidad rotatoria con la temperatura
- Relacionar el índice de capacidad de acarreo con los parámetros reológicos.

MATERIALES Y EQUIPOS

Viscosímetro rotatorio

- ✓ Cronometro
- ✓ Lodo

MARCO TEÓRICO

VISCOSIDAD

Definición.

La viscosidad del lodo se refiere a la medición de la resistencia del lodo a fluir. La función principal de la viscosidad de un fluido de perforación es la de transportar los recortes a superficie y suspender los materiales densificante. La viscosidad del lodo debe ser lo bastante alta para que el material densificante permanezca en suspensión; y debe ser lo

suficientemente baja para permitir que la arena y los recortes sean separados en la unidad de control de sólidos, además de permitir el escape a superficie del gas entrampado. Una viscosidad excesiva puede causar altas presiones de bombeo, lo que incrementaría los efectos de pistoneo o surgencia durante las operaciones de maniobra. (Barisca Laurenis B, 2015)

Propiedades reológicas relevantes

Las propiedades de flujo (o reológicas) de un lodo son aquellas propiedades las cuales describen las características de flujo de un lodo bajo varias condiciones de flujo. En un sistema de circulación de lodo, el flujo ocurre en una variedad de velocidades en conductos de diferentes tamaños y formas. Para conocer o predecir los efectos de este flujo, necesitamos conocer el comportamiento de flujo del lodo en varios puntos de interés del sistema de circulación. Y para simplificar el procedimiento de medición se realiza solo un determinado número de mediciones. (Macosko, 1994)

La reología en la industria petrolera (específicamente en lo que respecta al control de las propiedades de los fluidos de perforación), se generaliza en el control de las siguientes propiedades reológicas:

1. Viscosidad Aparente (VA)
2. Viscosidad Efectiva (μ_e)
3. Viscosidad Plástica (VP)
4. Punto Cedente (PC o YP)
5. Esfuerzo Gel

Tales propiedades pueden ser medidas con el Viscosímetro Fann 35A.

TIXOTROPÍA Y FUERZA GEL

La Tixotropía de un fluido de perforación es su capacidad para desarrollar un esfuerzo de gel con el tiempo, o la propiedad de un fluido que hace que éste desarrolle una estructura rígida o semirrígida de gel cuando está en reposo, pero que puede volver a un estado fluido bajo agitación mecánica. Este cambio es reversible.

Esfuerzo de Gel es la capacidad o medida de la capacidad de un coloide para formar geles. El esfuerzo de gel es una unidad de presión reportada generalmente en lb/100 pies². Constituye una medida de las mismas fuerzas entre partículas de un fluido que las que son determinadas por el punto cedente, excepto que el esfuerzo de gel se mide bajo condiciones estáticas, mientras que el punto cedente se mide en condiciones dinámicas. Las medidas comunes de esfuerzo de gel son los geles iniciales y los geles a 10 minutos. Esfuerzo de Gel, 10-Seg. El esfuerzo de gel inicial medido de un fluido es la indicación máxima (deflexión) registrada por un viscosímetro de indicación directa, después de que el fluido haya permanecido estático por 10 segundos. Se reporta en lb/100 pies². Efecto de la temperatura y presión sobre la viscosidad. Esfuerzo de Gel, 10-Min. El esfuerzo de gel medido a 10 minutos de un fluido es la indicación máxima (deflexión) registrada por un viscosímetro de indicación directa, después de que el fluido haya permanecido estático por 10 minutos. Se reporta en lb/100 pies². (Gomez Patiño P, 2017)

Esfuerzo de Gel, 30-Min. El esfuerzo de gel medido a 30 minutos de un fluido es la indicación máxima (deflexión) registrada por un viscosímetro de indicación directa, después de que el fluido haya permanecido estático por 30 minutos. Se reporta en lb/100 pies². (Americam Petroleum Institute, 2017)

EXTENDEDOR DE BENTONITA

Extendedores

Cuando se habla de cloruros en lodos, se hace referencia a la cantidad de iones cloro presentes en el filtrado del fluido de perforación. Los extendedores de bentonita son polímeros

adicionados a un mineral de arcilla para perforación durante la trituración o adicionado directamente a un sistema de lodo bentónico para mejorar el rendimiento reológico de la arcilla.

Conceptualmente, los polímeros extendedores de la arcilla logran el tipo de reología necesaria para una rápida perforación con menos sólidos coloidales y viscosidad más baja a una elevada velocidad de corte (en la broca). Esto es lo que se conoce como un sistema de lodo no disperso con bajo contenido de sólidos. Los extendedores normalmente son polímeros aniónicos de cadena larga que enlazan entre sí plaquetas de arcilla formando grandes redes, son muy eficaces, pero pueden ser precipitados por los iones de dureza. Los polímeros no iónicos son menos eficaces, pero también mucho menos sensibles a los iones de dureza. Los polímeros lineales excesivamente largos pueden romperse en condiciones de cizallamiento mecánico; ya sea por precipitación o ruptura; los polímeros extendedores pueden perder su eficiencia rápidamente si se eligen mal y se usan inadecuadamente. (Barisca Laurenis B, 2015)

Una arcilla de grado de perforación que no tiene extendedor es la que cumple con la norma para bentonita API no tratada. La bentonita API y la bentonita API grado OCMA usualmente contienen polímeros extendedores. (Bird et al., 1987)

EQUIPO PARA LA MEDICION DE LA VISCOSIDAD

Viscosímetro rotatorio

El viscosímetro Fann es un viscosímetro de indicación directa de tipo rotativo accionado por un motor eléctrico o una manivela.

Posee dos cilindros concéntricos en cuyo espacio anular está contenido el fluido de perforación. El cilindro exterior o manguito de rotor es accionado a una velocidad rotacional (RPM – Revoluciones Por Minuto) constante. La rotación del manguito de rotor en el fluido impone un torque sobre el balancín (BOB) o cilindro interior. Un resorte de torsión limita el movimiento del balancín y su desplazamiento es indicado por un cuadrante acoplado al balancín.

De este instrumento se puede obtener la viscosidad plástica y el punto cedente usando las indicaciones derivadas de las velocidades del manguito de rotor de 600 y 300 RPM. Que son controladas por la palanca de selección de velocidad (la velocidad está dada en alta y baja).

PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

PROCEDIMIENTO PARA LA MEDICIÓN DE LA VISCOSIDAD CON EL VISCOSÍMETRO ROTATORIO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD APARENTE, LA VISCOSIDAD PLÁSTICA Y EL PUNTO CEDENTE

Colocar la muestra recién agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el manguito de rotor.

Calentar o enfriar la muestra hasta 65°C. Agitar lentamente mientras se ajusta la temperatura.

Arrancar el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar la indicación obtenida a 600 RPM. Cambiar las velocidades solamente cuando el motor está en marcha.

Ajustar el conmutador a la velocidad de 300 RPM. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar el valor indicado para 300 RPM.

Viscosidad plástica en centipoise = indicación a 600 RPM menos indicación a 300 RPM

Ajustar Punto Cedente en lb/100 pies² = indicación a 300 RPM menos viscosidad plástica en centipoise.

Procedimiento para la determinación del esfuerzo de gel

Viscosidad Agitar la muestra a 600 RPM durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutral.

Viscosidad Apagar el motor y esperar 10 segundos.

Poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$ como esfuerzo de gel inicial. Si el indicador del cuadrante no vuelve a ponerse a cero con el motor apagado, no se debe reposicionar el conmutador.

Repetir las etapas 1 y 2, pero dejar un tiempo de 10 minutos y luego poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos. Indicar la temperatura medida.

ERRORES MÁS COMUNES

Los errores más frecuentes responsables de la imprecisión en la medición de la viscosidad con el viscosímetro de Fann son:

Lecturas erróneas por falta de correcta visual del dial. El observador debe ver por encima.

Lodo que no permite que la aguja se estabilice.

Falta de pericia al leer máxima deflexión de la aguja.

PROCEDIMIENTO DEL VISCOSIMETRO DE FANN

VISCOSIMETRO ROTATORIO DE FANN

Procedimiento para la determinación de la viscosidad aparente, la viscosidad plástica y el punto cedente

Colocar la muestra recién agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el manguito de rotor.

Arrancar el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar la indicación obtenida a 600 RPM. Cambiar las velocidades solamente

cuando el motor está en marcha.

Ajustar el conmutador a la velocidad de 300 RPM. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar el valor indicado para 300 RPM.

Viscosidad plástica en centipoise = indicación a 600 RPM menos indicación a 300 RPM.

Punto Cedente en lb/100 pies² = indicación a 300 RPM menos viscosidad plástica en centipoise.

Punto Viscosidad aparente en centipoise = indicación a 600 RPM dividida por 2.

Procedimiento para la determinación del esfuerzo de gel

Agitar la muestra a 600 RPM durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutral.

Apagar el motor y esperar 10 segundos.

Poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en lb/100 pies² como esfuerzo de gel inicial. Si el indicador del cuadrante no vuelve a ponerse a cero con el motor apagado, no se debe reposicionar el conmutador.

Repetir las etapas 1 y 2, pero dejar un tiempo de 10 minutos y luego poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos. Indicar la temperatura medida.

LUEGO DE REALIZAR LAS MEDICIONES CON EL LODO ORIGINAL ADICIONAR EXTENDEDOR DE BENTONITA A TODO EL LODO ORIGINAL Y REALIZAR DE NUEVO LAS MEDICIONES DE VISCOSIDAD MARSH Y FANN.

Se le aplican aproximadamente 0.002 lb/bbl de extendedor de bentonita

SOPORTE

Reporte del ensayo: Considerando la imposibilidad de realizar el laboratorio de manera presencial, se recomienda observar el video: <https://youtu.be/ngO5q-ELko0>,

<https://youtu.be/CHkA18L3IZg>, y con la información suministrada a continuación en la tabla, realizar los cálculos pertinentes.

CALCULOS

Calcular las viscosidades plásticas, aparentes y puntos cedentes.

Determinar el esfuerzo gel tanto con el Viscosímetro Fann.

Dibuje las curvas: Fuerza Gel versus Tiempo, determinados por el viscosímetro Fann 35 A

Indique las diferencias de las curvas graficadas para cada lodo.

Calcule el índice de capacidad de acarreo con los parámetros.

CUESTIONARIO

El petróleo liviano es un claro ejemplo de fluido Newtoniano ¿Por qué?

¿Cuándo se usa la viscosidad efectiva?

¿Qué tipos de viscosidad existen?

Explique la diferencia de los procedimientos con el viscosímetro de FANN y embudo de Marsh

¿Qué consecuencias acarrearía una viscosidad alta del fluido de perforación en el sistema de control de sólidos?

¿Cómo se solucionaría el problema anterior?

Tabla 1. Reporte de las características reológicas de los lodos en estudio

Ensayo	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6	Grupo 7	Grupo 8
Temperatura								
Agua (seg)								

EMBUDO DE MARSH	Lodo sin Extendedor de bentonita (seg)		
	Lodo Base Aceite (seg)		
	Lodo con Extendedor de bentonita (seg)		
Agua	Tipo de agua		
	Densidad		
	pH		
	Ø3		
	Ø6		
	Ø100		
	Ø200		
	Ø300		
	Ø600		
	Ø3 a 10 seg		
	Ø3 a 10 min		
	VISCOSIDAD ROTATORIA FANN	Densidad	
		pH	
		Ø3	
		Ø6	
Lodo sin Extendedor de bentonita con 3 lb/bb eq adicional			
Ø100			
Ø200			
Ø300			
Ø600			
Ø3 a 10 seg			
Ø3 a 10 min			
Lodo Base Aceite	Tipo de lodo base aceite		
	Densidad		
	pH		
	Ø3		
	Ø6		
	Ø100		

Nota: En esta tabla se registran todos los datos obtenidos por los diferentes grupos de laboratorio sobre la cantidad de agua, bentonita carbonato de calcio y barita utilizados, el resultado de viscosidad rotatoria FANN y embudo Marsh.

ANEXO 3. Determinación de la viscosidad de Marsh con y sin extendedor de bentonita

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO
CURRICULAR PREPARACIÓN Y ENSAYOS DE LOS
FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

FACULTAD: **INGENIERÍA**

PROGRAMA: **PETRÓLEOS**

NOMBRE DEL CURSO: **FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO**

ENSAYO DE LABORATORIO: **3 N° 9 DE**

ENSAYO PARA REALIZARSE SEGÚN LA NORMA API

NOMBRE DE LA PRÁCTICA DE LABORATORIO:

**DETERMINACION DE LA VISCOSIDAD DE MARSH CON Y SIN EXTENDEDOR
DE BENTONITA**

JUSTIFICACIÓN

El procedimiento del viscosímetro de embudo de Marsh ha sido estandarizado y validado a través de estudios rigurosos que han identificado los parámetros que afectan el comportamiento de la viscosidad en los fluidos. La viscosidad plástica y el punto de cedencia son fundamentales para asegurar una adecuada colocación y fijación del cemento en el pozo, lo que a su vez garantiza la integridad del pozo y la seguridad en la producción de petróleo y gas.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Medir la viscosidad de los fluidos usando embudo de Marsh

- Analizar la modificación de las propiedades reológicas de un fluido al utilizar un extendedor de bentonita.

OBJETIVO ESPECÍFICO

- Reconocer el comportamiento de la viscosidad Marsh con la temperatura
- Relacionar el índice de capacidad de acarreo con los parámetros reológicos.

MATERIALES Y EQUIPOS

Viscosímetro de embudo de Marsh

- ✓ Cronometro
- ✓ Lodo

MARCO TEÓRICO

VISCOSIDAD

Definición.

La viscosidad del lodo se refiere a la medición de la resistencia del lodo a fluir. La función principal de la viscosidad de un fluido de perforación es la de transportar los recortes a superficie y suspender los materiales densificantes. La viscosidad del lodo debe ser lo bastante alta para que el material densificante permanezca en suspensión; y debe ser lo suficientemente baja para permitir que la arena y los recortes sean separados en la unidad de control de sólidos, además de permitir el escape a superficie del gas atrapado. Una viscosidad excesiva puede causar altas presiones de bombeo, lo que incrementaría los efectos de pistoneo o surgencia durante las operaciones de maniobra. (Barisca Laurenis B, 2015)

Propiedades reológicas relevantes

Las propiedades de flujo (o reológicas) de un lodo son aquellas propiedades las cuales describen las características de flujo de un lodo bajo varias condiciones de flujo. En un

sistema de circulación de lodo, el flujo ocurre en una variedad de velocidades en conductos de diferentes tamaños y formas. Para conocer o predecir los efectos de este flujo, necesitamos conocer el comportamiento de flujo del lodo en varios puntos de interés del sistema de circulación. Y para simplificar el procedimiento de medición se realiza solo un determinado número de mediciones. (Macosko, 1994)

La reología en la industria petrolera (específicamente en lo que respecta al control de las propiedades de los fluidos de perforación), se generaliza en el control de las siguientes propiedades reológicas:

1. Viscosidad Aparente (VA)
2. Viscosidad Efectiva (μ_e)
3. Viscosidad Plástica (VP)
4. Punto Cedente (PC o YP)
5. Esfuerzo Gel

Tales propiedades pueden ser medidas con el Viscosímetro Fann 35A.

TIXOTROPÍA Y FUERZA GEL

La tixotropía de un fluido de perforación es su capacidad para desarrollar un esfuerzo de gel con el tiempo, o la propiedad de un fluido que hace que éste desarrolle una estructura rígida o semirrígida de gel cuando está en reposo, pero que puede volver a un estado fluido bajo agitación mecánica. Este cambio es reversible. (Gomez Patiño P, 2017)

Esfuerzo de Gel es la capacidad o medida de la capacidad de un coloide para formar geles. El esfuerzo de gel es una unidad de presión reportada generalmente en $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$. Constituye una medida de las mismas fuerzas entre partículas de un fluido que las que son determinadas por el punto cedente, excepto que el esfuerzo de gel se mide bajo condiciones

estáticas, mientras que el punto cedente se mide en condiciones dinámicas. Las medidas comunes de esfuerzo de gel son los geles iniciales y los geles a 10 minutos. Esfuerzo de Gel, 10-Seg. El esfuerzo de gel inicial medido de un fluido es la indicación máxima (deflexión) registrada por un viscosímetro de indicación directa, después de que el fluido haya permanecido estático por 10 segundos. Se reporta en $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$. Efecto de la temperatura y presión sobre la viscosidad.

Esfuerzo de Gel, 10-Min. El esfuerzo de gel medido a 10 minutos de un fluido es la indicación máxima (deflexión) registrada por un viscosímetro de indicación directa, después de que el fluido haya permanecido estático por 10 minutos. Se reporta en $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$. Esfuerzo de Gel, 30-Min. El esfuerzo de gel medido a 30 minutos de un fluido es la indicación máxima (deflexión) registrada por un viscosímetro de indicación directa, después de que el fluido haya permanecido estático por 30 minutos. Se reporta en $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$. (Americam Petroleum Institute, 2017)

EXTENDEDOR DE BENTONITA

Extendedores

Cuando se habla de cloruros en lodos, se hace referencia a la cantidad de iones cloro presentes en el filtrado del fluido de perforación.

Los extendedores de bentonita son polímeros adicionados a un mineral de arcilla para perforación durante la trituración o adicionado directamente a un sistema de lodo bentónico para mejorar el rendimiento reológico de la arcilla.

Conceptualmente, los polímeros extendedores de la arcilla logran el tipo de reología necesaria para una rápida perforación con menos sólidos coloidales y viscosidad más baja a una elevada velocidad de corte (en la broca). Esto es lo que se conoce como un sistema de lodo no disperso con bajo contenido de sólidos.

Los extendedores normalmente son polímeros aniónicos de cadena larga que enlazan entre sí plaquetas de arcilla formando grandes redes, son muy eficaces, pero pueden ser precipitados por los iones de dureza. Los polímeros no iónicos son menos eficaces, pero también mucho

menos sensibles a los iones de dureza. Los polímeros lineales excesivamente largos pueden romperse en condiciones de cizallamiento mecánico; ya sea por precipitación o ruptura; los polímeros extendedores pueden perder su eficiencia rápidamente si se eligen mal y se usan inadecuadamente. (Barisca Laurenis B, 2015)

Una arcilla de grado de perforación que no tiene extendedor es la que cumple con la norma para bentonita API no tratada. La bentonita API y la bentonita API grado OCMA usualmente contienen polímeros extendedores. (Bird et al., 1987)

EQUIPO PARA LA MEDICION DE LA VISCOSIDAD

Embudo de Marsh

El viscosímetro Marsh (Figura N° 2a) se utiliza en campo para la medición de rutina de la viscosidad del fluido de perforación, lo que permite al personal reportar periódicamente la consistencia del lodo, parámetro que le sirve al ingeniero de lodos para notar cambios significativos en las propiedades del lodo. Esta viscosidad es denominada viscosidad embudo o viscosidad Marsh.

El viscosímetro de Marsh tiene un diámetro de 6 pulgadas en la parte superior y una longitud de 12 pulgadas. En la parte inferior esta un tubo de orificio liso de 2 pulgadas de largo, con un diámetro interior de 3/16 pulgada y una capacidad de 1500 ml.

Tiene una malla de tela metálica con orificios de 1/16 de pulgada cubre la mitad del embudo que está fijada a 3/4 de pulgada debajo de la parte superior del embudo.

PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

Procedimiento para la medición de la viscosidad Marsh

Manteniendo el embudo en posición vertical, tapar el orificio con un dedo y verter una muestra de lodo recién obtenida a través de la malla dentro de un embudo limpio, hasta que el nivel del fluido llegue a la parte inferior de la malla (1.500 ml).

Retirar inmediatamente el dedo del orificio y medir el tiempo requerido para que el lodo

Llene el vaso receptor hasta el nivel de 1 qt indicado en el vaso.

Ajustar el resultado al segundo entero más próximo como indicación de viscosidad Marsh.

Registrar la temperatura del fluido en grados Fahrenheit o Celsius.

ERRORES MÁS COMUNES

Los errores más frecuentes responsables de la imprecisión en la medición de la viscosidad con embudo de Marsh son:

1. Al ser una prueba que requiere la sincronización ojo mano, esta puede fallar.
2. Inclinação del embudo.
3. Mala lectura del momento de llenado del cuarto de galón.
4. Taponamiento de la boquilla de salida del embudo.

CALIBRACION

Antes de medir la viscosidad embudo, se debe calibrar el embudo Marsh de la siguiente manera:

1. Llenar el embudo hasta la parte inferior de la malla con agua dulce a 70 ± 5 °F.
2. Mida el tiempo requerido para descargar 1 qt (946 ml) de agua dulce.
3. Reportar los segundos requeridos para la descarga total del quart de agua dulce.

El tiempo requerido para la descarga del quart de agua debería ser $26 \pm 0,5$ segundos.

PROCEDIMIENTO DE MARSH

Embudo de Marsh

Calibre del embudo de Marsh. Llenar el embudo hasta la parte inferior de la malla (1.500 ml) con agua dulce a $70 \pm 5^\circ\text{F}$. El tiempo requerido para descargar 1 qt (946 ml) debería ser 26 seg. $\pm 0,5$ sec.

Manteniendo el embudo en posición vertical, tapar el orificio con un dedo y verter la muestra de lodo recién obtenida a través de la malla dentro de un embudo limpio, hasta que el nivel del fluido llegue a la parte inferior de la malla (1.500 ml).

Retirar inmediatamente el dedo del orificio y medir el tiempo requerido para que el lodo llene el vaso receptor hasta el nivel de 1-qt indicado en el vaso.

Ajustar el resultado al segundo entero más próximo como indicación de viscosidad Marsh. Registrar la temperatura del fluido en grados Fahrenheit o Celsius.

Luego de realizar las mediciones con el lodo original adicionar extendedor de bentonita a todo el lodo original y realizar de nuevo las mediciones de viscosidad marsh.

Aplicar aproximadamente 0.002 lb/bbl de extendedor de bentonita

SOPORTE

Reporte del ensayo: Considerando la imposibilidad de realizar el laboratorio de manera presencial, se recomienda observar el video: <https://youtu.be/ngO5q-ELko0>, <https://youtu.be/CHkA18L3IZg>, y con la información suministrada a continuación en la tabla, realizar los cálculos pertinentes.

CALCULOS

Determine el error porcentual de calibración del embudo Marsh.

CUESTIONARIO

¿Qué tipos de viscosidad existen?

Explique la diferencia de los procedimientos con el viscosímetro de rotatorio y embudo de Marsh

¿Qué consecuencias acarrearía una viscosidad alta del fluido de perforación en el sistema de control de sólidos?

¿Cómo se solucionaría el problema anterior?

El petróleo liviano es un claro ejemplo de fluido Newtoniano ¿Por qué?

¿Existe alguna diferencia entre viscosidad embudo y viscosidad efectiva?

¿Cuándo se usa la viscosidad efectiva?

Tabla 1. Reporte de las características reológicas de los lodos en estudio

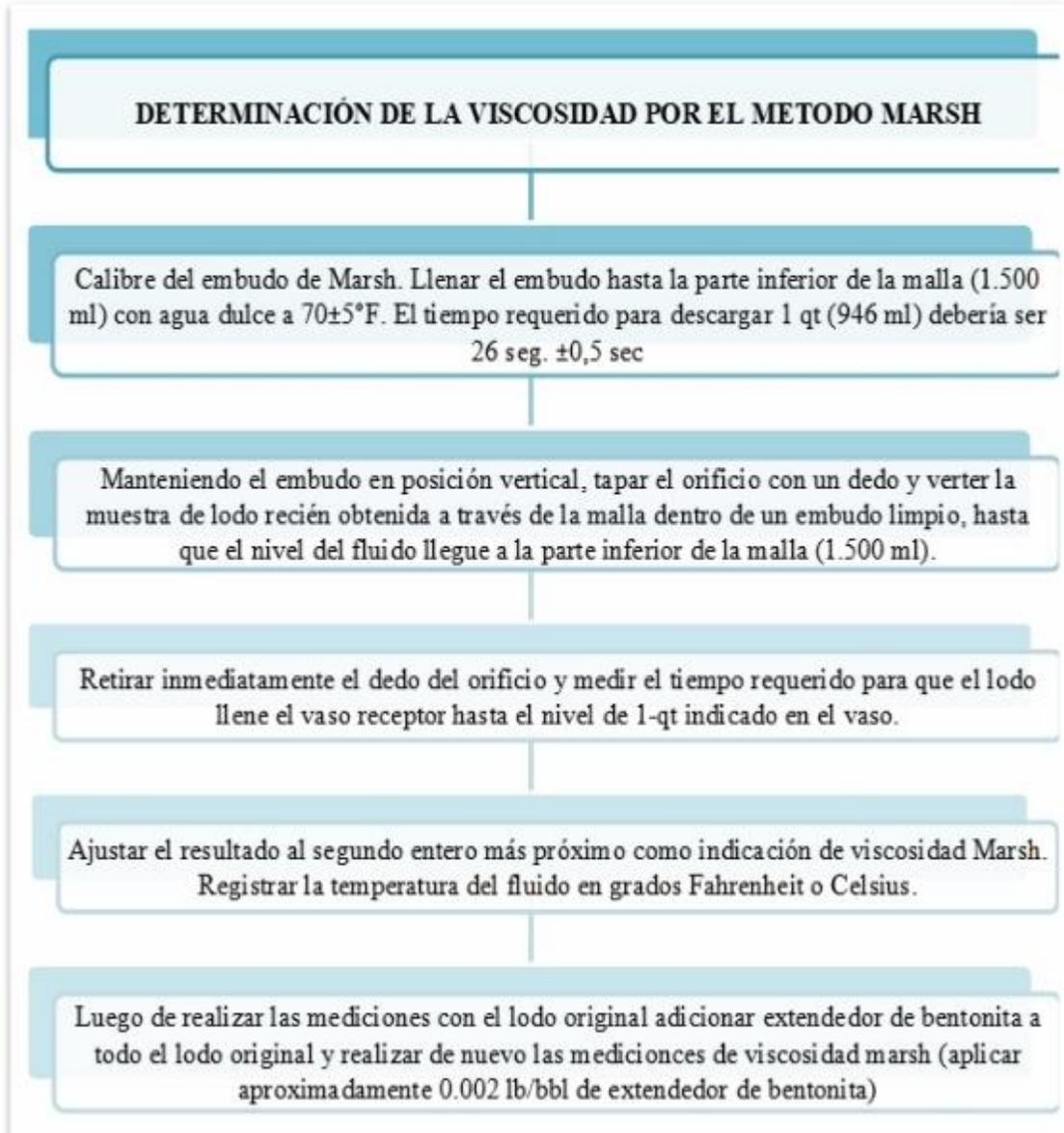
Ensayo		Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6	Grupo 7	Grupo 8
EMBUDO DE MARSH	Temperatura								
	Agua (seg)								
	Lodo sin Extendedor de bentonita (seg)								
	Lodo Base Aceite (seg)								
	Lodo con Extendedor de bentonita (seg)								
		Tipo de agua							
VISCOSIDA D ROTATORIA FANN	Agua	Densidad							
		pH							
		Ø3							
		Ø6							
		Ø100							
		Ø200							
		Ø300							
		Ø600							
		Ø3 a 10 seg							
		Ø3 a 10 min							

Lodo sin Extendedor de bentonita con 3 lb/bb eq adicional	Densidad
	pH
	Ø3
	Ø6
	Ø100
	Ø200
	Ø300
	Ø600
	Ø3 a 10 seg
	Ø3 a 10 min
	Tipo de lodo base aceite
	Densidad
Lodo Base Aceite	pH
	Ø3
	Ø6
	Ø100
	Ø200
	Ø300
	Ø600
	Ø3 a 10 seg
	Ø3 a 10 min
	Densidad
	pH
	Lodo con Extendedor de bentonita
Ø6	
Ø100	
Ø200	
Ø300	
Ø600	
Ø3 a 10 seg	
Ø3 a 10 min	

Nota: Esta tabla contiene la información necesaria para los cálculos de la viscosidad de embudo de Marsh y viscosidad rotatoria, con diferentes fluidos, designada para los diferentes grupos de laboratorio de la Universidad Surcolombiana. Tabla elaborada por los

proyectantes.

DIAGRAMA DE FLUJO



BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute. (2017, July). *API RP 13: Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids*.

https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20RP%2013D&item_s_key=

00010453#referenced-documents

Barisca Laurenis B. (2015). *VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD Y LA CALIDAD DEL LODO UTILIZADO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE PILOTES, CONSIDERANDO LA CANTIDAD DE SÓLIDOS SUSPENDIDOS.*

Bird, R. B., ARMOSTRONG C., R., & HASSAGER, O. (1987). *Dynamics of Polymer Liquids Vol. 1* (2nd ed., Vol. 1).

Gomez Patiño P. (2017). *PRUEBAS DEL LABORATORIO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.* 1–114.

Macosko, C. W. (1994). *Reología: principles, measurements, and applications.* VCH.

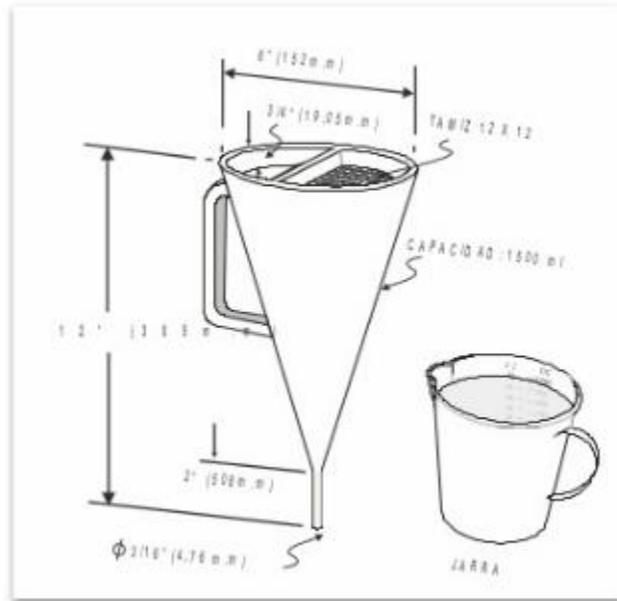
ANEXOS

Figura 1. Equipo de viscosidad de embudo de Marsh



Nota: Esta imagen representa el equipo de viscosidad de Marsh, usado para calcular la viscosidad de los fluidos de perforación (lodos). Tomada de (Gomez Patiño P, 2017)

Figura 2. Equipo de viscosidad de embudo de Marsh con sus respectivas dimensiones



Nota: Esta imagen representa el equipo de viscosidad de Marsh con sus respectivas dimensiones, usado para calcular la viscosidad de los fluidos de perforación (lodos). Tomada de (Gomez Patiño P, 2017)

ANEXO 4. Determinación del contenido de azul de metileno

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO
CURRICULAR PREPARACIÓN Y ENSAYOS DE LOS
FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA: PETRÓLEOS

NOMBRE DEL CURSO: FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

ENSAYO DE LABORATORIO: 4 N° 9 DE

ENSAYO PARA REALIZARSE SEGÚN LA NORMA API 13B-1

NOMBRE DE LA PRÁCTICA DE LABORATORIO:

DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AZUL DE METILENO

JUSTIFICACIÓN

Los usada para aumentar la viscosidad, reducir las pérdidas por filtrado, y aumentar la capacidad de transporte del fluido de perforación. Los iones de sodio de la bentonita presentes en la estructura de este tipo de arcilla intercambian fácilmente iones y algunos compuestos orgánicos. El tinte orgánico, de azul de metileno, reemplaza fácilmente los cationes intercambiables de bentonita y algunas otras arcillas.

La capacidad de azul de metileno de un fluido de perforación es un indicador de la cantidad de arcillas reactivas (bentonita y/o sólidos de la perforación) presentes para ser determinadas por la prueba MBT

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Reconocer las implicaciones de un alto y un bajo contenido de sólidos en los lodos de perforación, además de conocer las diferentes pruebas de laboratorio para este fin.

OBJETIVO ESPECÍFICO

- Identificar los diferentes tipos y tamaños de sólidos contenidos en un fluido de perforación.
- Determinar la concentración de sólidos en un lodo de perforación: Ensayo Azul de Metileno. Determinar la concentración de sólidos tamaño arena y la determinar el contenido de bentonita.
- Identificar los diferentes métodos para el control de sólido

MATERIALES Y EQUIPOS

- ✓ Jeringa de 3 ml, bureta de 10 ml.

- ✓ Micropipeta de 0,5 ml.
- ✓ Matraz Erlenmeyer de 250 ml con tapón de caucho.
- ✓ Bureta o pipeta de 10 ml.
- ✓ Cilindro graduado de 50 ml.
- ✓ Varilla de agitación.
- ✓ Placa calentadora.
- ✓ Papel filtro: 11 cm de diámetro, Whatman N° 1 o equivalente.

MARCO TEÓRICO

CONTROL DE SÓLIDOS

Definición.

El control de los sólidos tiene como finalidad su remoción económica y eficiente. Esto implica remover los sólidos de perforación tan pronto como sea posible en cuanto entran al sistema de lodo, mientras las partículas tienen el tamaño más grande.

El control de los sólidos

Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales de peso y los aditivos bajo una amplia gama de condiciones, además de permitir que los recortes sean removidos por el equipo de control de sólidos. (Schlumberger & Mi-swaco, 2010)

Las altas concentraciones de sólidos de perforación van en detrimento de la operación de perforación, perjudicando la eficiencia de la perforación y la velocidad de perforación (ROP). Además de las condiciones operacionales, se afecta grandemente las condiciones económicas, ya que el incremento del peso del lodo y la viscosidad aumenta los costos de mantenimiento del lodo, aumenta los requerimientos de fuerza durante la perforación, engrosamiento de revoque, aumento de la torsión y del arrastre; lo que probablemente puede llevar a la pega de tubería por presión diferencial. (María & García, 2016)

Las propiedades del fluido de perforación que permiten la suspensión de los cortes requieren estar balanceadas con las propiedades que ayudan en la remoción de los cortes en el equipo de control de sólidos. Es así como para suspender los cortes se requiere de alta viscosidad, propiedades tixotrópicas con bajo esfuerzo cortante, mientras que en el equipo de remoción de sólidos se trabaja más eficientemente con fluidos de baja viscosidad; por tanto, el equipo de control de sólidos no es tan efectivo en los fluidos de perforación cuando tienen alto contenido de sólidos y alta viscosidad plástica paralelo a un alto esfuerzo de gel. (Schlumberger & Mi-swaco, 2010)

Para un control efectivo de sólidos, estos deben ser removidos del fluido en la primera circulación desde el pozo; ya que, si son recirculados, se rompen en partículas más pequeñas que son más difíciles de remover.

Un lodo de perforación en buenas condiciones debe presentar un contenido en fracciones arenosas prácticamente nulo (inferior al 2 – 3%), puesto que en su fabricación se usan aditivos de bajo tamaño de partícula; sin embargo, a lo largo de la perforación es inevitable que esta se incorpore al lodo modificando sus propiedades reológicas básicamente. (Americam Petroleum Institute, 2019)

Se ha comprobado que, si se tienen contenidos de arena superior al 15%, los lodos sufren un incremento “ficticio” de la densidad, repercutiendo en la viscosidad y la tixotropía; además, el contenido de arena resulta nocivo para las bombas de inyección al desgastarlas prematuramente. (Gomez Patiño P, 2017)

Impacto del control de sólidos

La experiencia en campo y los ensayos de laboratorio, han demostrado los grandes beneficios de mantener un control de sólidos estricto, entre los cuales se encuentra:

a) Mayor velocidad de perforación

- b) Mayor durabilidad de la broca
- c) Mayor vida útil de las bombas
- d) Menores costos de perforación

El tratamiento de lodos con problemas de sólidos puede analizarse de la siguiente manera:

- a) Dispersión química: involucra el uso excesivo de floculantes y dispersantes.
- b) Dilución: es una solución temporal y antieconómica.
- c) Remoción mecánica: es el medio más eficiente y económico para solucionar un problema de sólidos. El equipo debe diseñarse de acuerdo con el programa del pozo y debe al menos contar con: vibrador de doble malla de alto impacto, desarenador con conos de 12", desarcillador de 16 conos de 4" y mallas de 12 mesh; además de centrifugas para sólidos de alta y baja gravedad. (Bridges & Robinson, 2020)

Para controlar adecuadamente un fluido de perforación, el Ingeniero de Fluidos, deberá usar diversos métodos para la caracterización de los sólidos presentes en el lodo, tomando métodos separados acorde al fluido base constitutivo del lodo. (Torres Rodrigo N, 2013)

Métodos de caracterización de sólidos de acuerdo con la base del fluido

Fluidos base agua

Los datos necesarios para los ensayos de determinación de sólidos en lodos base agua, se conocida como método de SHELL, son:

- a) Densidad del fluido (D, gr/cm³)
- b) Porcentaje de sólidos (Vs)

c) Porcentaje de agua (V_w)

d) Porcentaje de aceite (V_o)

e) Salinidad (Z mg/l)

f) Mililitros de azul de metileno (MBT, meq/100 gr de formación (CEC=12), o meq/100 gr de bentonita ($A=70$))

g) Densidad del agua (D_w)

h) Densidad del aceite (D_o)

i) Factor de corrección por salinidad (F)

Con estos datos se puede calcular

Volumen de agua corregido en %:

$$V_{cw} = V_w \times F$$

Contenido de sólidos en %:

$$V_{sc} = 100 - V_{wc} = V_o$$

Gravedad específica de los sólidos en gr /cc:

$$S_s = (100 \times D_1) = (V_{wc} = D_w) = (V_o = D_o) / V_{sc}$$

Cantidad de sólidos (no disueltos) en Kg/ m²:

$$S_w = 10 (V_{sc} \times S_s)$$

Cantidad de barita en el lodo en Kg/ m²:

$$W_b = W_s \times (4.2 \times S_s) = (4.2 \times 2.6) / (4.2 \times 2.6) \times S_s$$

Cantidad de sólidos de baja gravedad en Kg/ m²:

$$S_{bg} = W_s = W_b$$

Cantidad de bentonita en Kg/ m²:

$$E = 14.2 \times MTB$$

Cantidad de bentonita comercial en Kg/ m²:

$$B = (A \times E) = (CEC \times Sbg)/A = CEC$$

Cantidad de sólidos perforados en Kg/ m²:

$$D = Sgb = B$$

Cantidad de bentonita de formación:

$$Bent. = E = B$$

Fluidos base aceite

Para la determinación de los sólidos en un sistema de fluido emulsión inversa se requieren los siguientes datos:

a) Densidad del fluido (D, gr/cm³)

b) Porcentaje de sólidos (Vs)

c) Porcentaje de agua (Vw)

d) Porcentaje de aceite (Vo)

e) Salinidad (Z mg/l)

f) Densidad de la barita (Db, gr/cc)

Con estos datos se puede calcular:

Coefficiente fraccional de sólidos disueltos:

$$Xds = Cx 10^4/1 = Cx 10^4$$

Volumen de sólidos disueltos, %:

$$Vds = Vw \times Xds / 4.91 = 3.652 \times C \times 10^4$$

Volumen corregido de sólidos, %:

$$Vcs = 100 = Vb = Wb = Vds$$

Gravedad específica de los sólidos, gr/cc:

$$Asg = D_1 = \frac{(Dw = Vw) = (Do = Vo) = (Vds \times Ads)}{Vcs}$$

Sólidos de baja gravedad en gr/cc:

$$Vgs = Vcs (Db = Asg) / (Db = 2.6)$$

Sólidos de baja gravedad en gr/cc:

$$Vhsg = Vcs = Vlgs$$

ARCILLAS, CARACTERÍSTICAS Y SU ORDEN

4.2.1 Las arcillas - características

Son una gran familia de minerales complejos que contienen los elementos magnesio, aluminio, silicio y oxígeno (silicatos de magnesio y aluminio) combinados en una estructura similar a la de una lámina.

Básicamente son rocas blandas que se hacen plásticas al contacto con el agua, siendo frágiles en seco, y con gran capacidad de absorción.

Las arcillas, tal como se hallan en la naturaleza, están constituidas por ciertos minerales de origen primario y por otros de origen secundario.

Minerales primarios: Son aquellos que ya existían en las rocas ígneas y que han llegado hasta nuestros días sin sufrir alteración apreciable en su composición. (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

Minerales secundarios: Son aquellos que se han formado por las diversas acciones de los agentes químicos y físicos sobre algunos minerales de las rocas originales. Por lo tanto, las arcillas se crean por una serie de procesos geológicos. (Ramirez Hernandez F & Martinez Miranda D, 2020)

4.2.2 Textura

La textura de un suelo es la proporción de cada elemento, representada por el porcentaje de arena (Ar), arcilla (Ac) y limo (L); la cual depende de la naturaleza de la roca madre y de los procesos erosivos a que haya estado sometida.

Fracciones arena y limo Las partículas de arena son casi siempre fragmentos de roca, sobre todo de cuarzo, existiendo además cantidades variables de otros minerales primarios. La composición mineralógica de estas fracciones sigue los principios vistos anteriormente y varía para los distintos suelos según la roca madre y el grado de meteorización.

El limo está constituido por materiales heredados o transformados, pero no tienen carácter coloidal. Es una fracción donde las transformaciones son mayores y su composición mineralógica se parece a la de las arcillas. Son partículas monominerales en las que hay un alto contenido en filosilicatos de transformación o neoformación.

La sílice es un material muy duro que se encuentra en casi todas las rocas, debido a que es un compuesto de silicio y oxígeno. Los silicatos son el grupo de minerales de mayor abundancia, pues constituyen más del 95% de la corteza terrestre, es por ello por lo que se encuentra en la mayoría de las rocas. (Bridges & Robinson, 2020)

Se debe tener un cuidado especial para que no exista una gran cantidad de este, debido a que la sílice es el componente principal de la arena, arenisca, cuarcita, granito, etc. Ya que puede llegar a dañar las tuberías y las camisas de las bombas por donde circula el fluido de perforación, así como cambiar las propiedades del lodo. También se debe tomar en cuenta que una roca será ácida cuando contenga grandes cantidades de Sílice y será alcalina cuando contenga pocas cantidades de este. (Ramirez Hernandez F & Martinez Miranda D, 2020)

4.2.3 Abrasión Desgaste

Daño producido por el rozamiento entre dos superficies, en al menos una de ellas. Esta pérdida de material conlleva a pérdidas en las dimensiones de la pieza con la consecuente disminución de la vida útil de cualquier máquina. El desgaste abrasivo o abrasión. Es la pérdida de masa resultante de la interacción entre partículas o asperezas duras que son forzadas contra una superficie y se mueven a lo largo de ella. En la pérdida de material pueden intervenir cuatro mecanismos de desgaste. (Schlumberger & Mi-swaco, 2010)

MEZCLAS

4.3.1 Tipos de mezclas

Cuando se desean separar los componentes de una mezcla, es necesario conocer el tipo de mezcla que se va a utilizar:

Mezcla de sólidos

Mezcla de sólido con líquido

Mezcla de líquidos

4.3.1 Método de separación de mezclas

Los procedimientos físicos por los cuales se separan las mezclas se denominan métodos de separación, que son los siguientes:

Decantación: Es la separación mecánica de un sólido de grano grueso, insoluble, en un líquido; consiste en verter cuidadosamente el líquido, después de que se ha sedimentado el sólido. Por este proceso se separan dos líquidos miscibles, de diferente densidad, por ejemplo, agua y aceite.

Filtración: Es un tipo de separación mecánica, que sirve para separar sólidos insolubles de grano fino de un líquido en el cual se encuentran mezclados; este método consiste en verter

la mezcla a través de un medio poroso que deje pasar el líquido y retenga el sólido. Los aparatos usados se llaman filtros; el más común es el de porcelana porosa, usado en los hogares para purificar el agua.

Los medios más porosos más usados son: el papel filtro, la fibra de vidrio o asbesto, telas etc. En el laboratorio se usa el papel filtro, que se coloca en forma de cono en un embudo de vidrio, a través del cual se hace pasar la mezcla, reteniendo el filtro la parte sólida y dejando pasar el líquido.

Evaporación: Es la separación de un sólido disuelto en un líquido, por calentamiento, hasta que hierve y se transforma en vapor. Como no todas las sustancias se evaporan con la misma rapidez, el sólido disuelto se obtiene en forma pura.

Destilación: Es el proceso mediante el cual se efectúa la separación de dos o más líquidos miscibles y consiste en una evaporación y condensación sucesivas, aprovechando los diferentes puntos de ebullición de cada uno de los líquidos, también se emplea para purificar un líquido eliminando sus impurezas. En la industria, la destilación se efectúa por medio de alambiques, que constan de caldera o retorta, el refrigerante en forma de serpentín y el recolector; mediante este procedimiento se obtiene el agua destilada o bidestilada, usada en las ampulas o ampollitas que se usan para preparar las suspensiones de los antibióticos, así como el agua destilada para las planchas de vapor; también de esta manera se obtiene la purificación del alcohol, la destilación del petróleo, etc. (Bridges & Robinson, 2020)

Centrifugación: Proceso mecánico que permite, por medio de un movimiento acelerado de rotación, provocar la sedimentación de los componentes de una mezcla con diferente densidad. Para ello se usa una máquina especial llamada centrífuga. Ejemplo: se pueden separar las grasas mezcladas en los líquidos, como la leche, o bien los paquetes celulares de la sangre, separándolos del suero sanguíneo.

Cromatografía: Es un procedimiento para separar, identificar y determinar con exactitud la cantidad de cada uno de los componentes de una mezcla.

Como se vio en la primera práctica, un fluido de control o de perforación es una mezcla compuesta por una fase continua, formada por el líquido y por una fase dispersa formada por sólidos en suspensión. Es importante conocer el valor de cada una de estas fases, ya que esto solo relaciona con las propiedades y comportamiento de un fluido de perforación y será posible modificar las fases y las propiedades como densidad, viscosidad, Gelatinosidad e impermeabilidad, conforme se requiera para realizar eficientemente las operaciones de perforación, reparación y terminación de pozo. (Schlumberger & Mi-swaco, 2010)

Utilizando varios de los métodos de separación mencionados anteriormente como filtración y destilación, es como definiremos el siguiente equipo:

PRUEBAS ASOCIADAS AL CONTROL DE SÓLIDOS EN LODOS DE PERFORACION

La medida de sólidos en el campo está orientada a la determinación del contenido total de sólidos, tales como contenido de arena, y del contenido de arcillas bentoníticas en el fluido de perforación. Estos datos se pueden usar en conjunto con la densidad del lodo y el análisis de filtrado para el cálculo de las cantidades respectivas de bentonita, barita, y de sólidos de baja gravedad específica presentes en el lodo. Las pruebas requeridas para la caracterización de los sólidos en un fluido de perforación son:

Contenido de sólidos y líquidos

Contenido de arenas

MBT o prueba de azul de metilenos

Seguidamente se presenta las generalidades, equipos, procedimientos para cada una de ellas y cálculos. (Laura Guarachi F, 2015)

PRUEBA DE MBT (METHYLEN BLUE TEST)

Generalidades de la prueba de MBT (METHYLEN BLUE TEST)

La bentonita (montmorillonita) es una arcilla hidratable usada para aumentar la viscosidad, reducir las pérdidas por filtrado, y aumentar la capacidad de transporte del fluido de perforación. Los iones de sodio de la bentonita presentes en la estructura de este tipo de arcilla intercambian fácilmente iones y algunos compuestos orgánicos. El tinte orgánico, de azul de metileno, reemplaza fácilmente los cationes intercambiables de bentonita y algunas otras arcillas. (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

La capacidad de azul de metileno de un fluido de perforación es un indicador de la cantidad de arcillas reactivas (bentonita y/o sólidos de la perforación) presentes para ser determinadas por la prueba MBT. Esta prueba es realizada a fluidos base agua y la prueba se basa en la capacidad que tienen las arcillas reactivas presentes en el lodo para absorber tintura de azul de metileno. La prueba es cualitativa, porque la materia orgánica y algunas otras arcillas presentes en el lodo adsorben el azul de metileno, por lo que la muestra de lodo normalmente se trata con peróxido de hidrógeno para oxidar la mayor parte de la materia orgánica, como el CMC, los poliacrilatos, los lignosulfonatos y los lignitos. La capacidad de intercambio catiónico (CEC) se define como la capacidad que tiene material para retener y liberar iones positivos, merced a su contenido en arcillas. Éstas están cargadas negativamente, por lo que suelos con mayores concentraciones de arcillas exhiben capacidades de intercambio catiónico mayores. La capacidad de azul de metileno ofrece un estimado de la CEC de los sólidos del fluido de perforación. (Schlumberger & Mi-swaco, 2010)

Equipo MBT (METHYLEN BLUE TEST)

Esta prueba no requiere el uso de un equipo sino de una serie de elementos de laboratorio y reactivos como son:

REACTIVOS

Solución de azul de metileno: 1 ml = 0,01 miliequivalentes 3,74 g azul de metileno calidad USP (C₁₆H₁₈N₃SCl•3H₂O) por litro.

Peróxido de hidrógeno, solución al 3%.

Solución de ácido sulfúrico 5 N.

PROCEDIMIENTO DE ENSAYO MTB (METHYLEN BLUE TEST)

Añadir 2 ml de lodo (o un volumen adecuado de lodo que requiera de 2 a 10 ml de reactivo) a 10 ml de agua en el matraz Erlenmeyer. Añadir 15 ml de peróxido de hidrógeno de 3% y 0,5 ml de la solución de ácido sulfúrico 5 N, y mezclar revolviendo antes de calentar. Hervir a fuego lento durante 10 minutos. Diluir con agua hasta obtener una solución de aproximadamente 50 ml.

Desmontar Añadir la solución de azul de metileno, agregando cada vez una cantidad de 0,5 ml de la bureta o pipeta al matraz. Después de cada adición, introducir el tapón de caucho y agitar el contenido del matraz durante unos 30 segundos. Mientras que los sólidos están suspendidos, extraer una gota del matraz con una varilla de vidrio y colocarla sobre el papel filtro. Se alcanza el punto final de la valoración cuando el colorante aparece en la forma de un círculo azul verdoso alrededor de los sólidos teñidos.

Añadir la solución de azul de metileno, agregando cada vez una cantidad de 0,5 ml de la bureta o pipeta al matraz. Después de cada adición, introducir el tapón de caucho y agitar el contenido del matraz durante unos 30 segundos. Mientras que los sólidos están suspendidos, extraer una gota del matraz con una varilla de vidrio y colocarla sobre el papel filtro. Se alcanza el punto final de la valoración cuando el colorante aparece en la forma de un círculo azul verdoso alrededor de los sólidos teñidos.

Registrar el volumen (ml) de solución de azul de metileno usado.

Capacidad de azul de metileno (MBC) del lodo

MBC según el sistema inglés (lb/bbl) = (cm³ de azul de metileno/cm³ de lodo) x 5

MBC según el sistema métrico (kg/m³) = (cm³ de azul de metileno/cm³ de lodo) x 14

CAPACIDAD DE AZUL DE METILENO DE LA LUTITA

Capacidad de azul de metileno (equiv. bentonita)

MBC según el sistema inglés (lb/bbl) = CEC x 5

MBC según el sistema métrico (kg/m³) = CEC x 14

OBSERVACIÓN: No permitir que el tubo de drenaje quede restringido.

TOMA DE DATOS: Se toman cuatro medidas:

- A. Peso del lodo.
- B. Peso de la retorta (incluyendo las virutas de acero y el vaso).
- C. Peso de la retorta con lodo entero.
- D. Peso de la retorta con los sólidos del lodo.

Procedimiento General:

- a) Preparar la retorta con las virutas de acero y el vaso de muestra. Determinar el peso en gramos. Éste es el valor B.
- b) Desmontar la retorta y añadir lodo para llenar el vaso de muestra. No se requiere medir el volumen ni usar la tapa porque los volúmenes son calculados durante este procedimiento de pesaje. Pesarse la retorta reensamblada. Éste es el valor de la capacidad del azul de metileno.
- c) Operar la retorta normalmente, captando el destilado (agua y cualquier cantidad de petróleo).
- d) Dejar enfriar la retorta y pesar de nuevo el montaje. Éste es el valor D.

REPORTE

El informe o reporte debe contener lo manifestado en los numerales, **9.1, 9.2, 10 y 10.1**, se presentará en medio magnético y será enviado al correo institucional en el plazo estipulado.

REPORTE DEL ENSAYO

Considerando la imposibilidad de realizar el laboratorio de manera presencial, se recomienda observar el video <https://www.youtube.com/watch?v=G5hJD11mYUQ>

Con la información suministrada a continuación en la tabla, realizar los cálculos pertinentes.

Tabla 1. Características del ensayo de Azul de Metileno y otros

Ensayo	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6	Grupo 7	Grupo 8	
Temperatura	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C	
Densidad	8.7	8.9	8.9	8.7	8.9	8.9	8.9	8.9	
pH	8.9	8.9	9.3	9.2	9.4	9.1	8.9	9.1	
Retorta	A	1.043478	1.067466	1.067466	1.043478	1.067466	1.067466	1.067466	1.067466
	B (gr)	250.84	256.23	250.84	256.23	250.84	256.23	250.84	256.23
	C (gr)	261.27	266.90	261.51	266.66	261.51	266.90	261.51	266.90
	D (gr)	251.37	257.72	252.28	256.86	251.59	256.32	250.92	257.30
MBT	Volumen (ml) de AZUL DE METILENO (CEC)	2.0	3.5	3.0	4.0	4.5	4.0	4.5	2.0
	MBC (CECX5)	10.0	17.5	15.0	20.0	22.5	20.0	22.5	10.0
Arenas	% arena	2	12	11	3	5	11	10	8
Volumen de filtrado	Instantáneo ml	0.4	0.0	0.2	0.3	0.7	1.0	0.0	0.0
	7,5 min ml	4.5	1.5	3.4	3.1	6.0	7.2	2.1	1.5
	30 min ml	9.0	3.2	6.0	6.0	14.0	14.4	5.2	4.0
pH	Lodo	8.9	8.9	9.3	9.2	9.4	9.1	8.9	9.1
	Filtrado	8.6	8.7	9.0	9.0	9.2	8.8	8.7	8.7
Revoque	Espesor mm	1.5	0.2	0.6	0.7	2.0	2.0	0.4	0.2
	Flexibilidad	flexible	flexible	flexible	flexible	quebrad	quebrad	flexible	flexible
	Apariencia	liso							
Embudo de Marsh	Tiempo seg	32.28	39.15	35.00	33.14	37.14	40.89	28.98	43.55
Reómetro de Fann	Ø3	2	1	2	1	1	2	2	1
	Ø6	3	1	3	1	3	3	4	2
	Ø100	8	9	8	4	5	8	12	2
	Ø200	13	12	13	6	8	13	15	3
	Ø300	15	19	15	10	12	15	19	4

Ø600	20	30	20	15	15	20	27	8
Ø3 a 10 seg	3	3	3	3	2	3	5	1
Ø3 a 10 min	9	7	9	4	3	9	7	4

Nota: Esta tabla contiene la caracterización de los diferentes ensayos que pueden realizar los estudiantes por medio de método de control de la determinación del ensayo de Azul de y otros. Tabla elaborada por los proyectantes.

CÁLCULOS

$$\text{Capacidad de azul de metileno} = \text{Azul de metileno (Cm}^3\text{)}/\text{fluido (Cm}^3\text{)}$$

$$\text{Bentonita equivalente} = 5 \times \text{Capacidad de azul de metileno}$$

Cuando la prueba de azul de metileno (MBT) se realiza sobre una muestra del fluido de perforación, el total de la capacidad de intercambio catiónico de las arcillas presentes en un fluido de perforación se puede cuantificar mediante un proceso de titulación. Los valores MBT se deberán monitorear muy de cerca a medida que se prepara el sistema inicial, sin arcillas reactivas. Un aumento en el valor MBT indica que perforando estratos de Lutita. Estos aumentos ayudarán a determinar cuándo se requieren volúmenes de desplazamiento para mantener el sistema dentro de intervalos óptimos. Una estimación de la cantidad real de arcillas en un fluido de perforación se puede obtener si se conoce la relación de intercambio de capacidades y las arcillas sólidas perforadas.

EJEMPLO

Un cm³ de lodo de perforación se diluye con 50 cm³ de agua destilada y se trata con ácido sulfúrico y peróxido de hidrogeno para oxidar cualquier material orgánico presente. La muestra se valora utilizando solución de azul de metileno 0,01 N. Calcular el contenido aproximado de bentonita si el lodo de perforación requiere 5,0 cm³ de azul de metileno para llegar al punto final.

SOLUCION:

El contenido de bentonita es aproximadamente cinco veces la capacidad de intercambio catiónico. Ya que, para una solución al 0,01 N de azul de metileno, la capacidad de intercambio catiónico es igual a los centímetros cúbicos de solución utilizada por centímetro cúbico de muestra de lodo, el contenido de bentonita es: $5 (5,0) = 25 \text{ Lbm/bbl}$.

Un análisis de contenido de sólidos (Retorta) de un lodo base agua de densidad 16 lbm/gal, indica un contenido de sólidos de 32,5% y un contenido de aceite de 0%. La titulación de azul de metileno demuestras de lodo, arcilla (bentonita) y sólidos perforados indica una CEC lodo de 6 meq/100 mL, una CEC arcilla de 15 meq/100 g, y una CECs.perf de 15 meq/100 gr.

Determinar:

La fracción de volumen total de sólidos de baja gravedad,

La fracción de volumen de bentonita,

La fracción de volumen de los sólidos perforados.

Calcule todos los valores a calcular sugeridos en el componente teórico para la prueba

CUESTIONARIO

1) La abrasión es:

- a) Es un desgaste químico por la sosa
- b) Pérdida de la materia de una superficie por la fricción de un material solido
- c) Es el proceso de recubrimiento a las tuberías
- d) ninguna de las anteriores

2) El porcentaje de sílice debe ser:

- a) El mínimo posible
- b) El suficiente para densificar
- c) Aproximadamente 15 %

3) Si observamos un gran porcentaje de líquido se debe a:

- a) Diseminación de líquido de la formación al lodo de perforación
- b) Perdidas de circulación
- c) El lodo fue mal preparado

4) Conocer la densidad del sólido después de la prueba nos sirve para:

- a) Correlacionar con las formaciones
- b) Analizar si se tienen sólidos contaminantes
- c) Verificar la calidad de los aditivos

5) ¿Por qué se debe mantener el valor de MBT constante mientras se perfora?

6) ¿Cuándo hay un aumento de MBT, que puede afirmar respecto al funcionamiento del sistema de control de sólidos?

Lecturas complementarias sugeridas:

ARTICULO 1: SPE – 23660 - Drilling Mud Solids Control and Waste Management,

ARTICULO 2: SPE – AADE - 06 – Dilution – Mud Engineer’s Core Business

ARTICULO 3: SPE – AADE - 06 - Economic Consequences of Poor Solids Control,

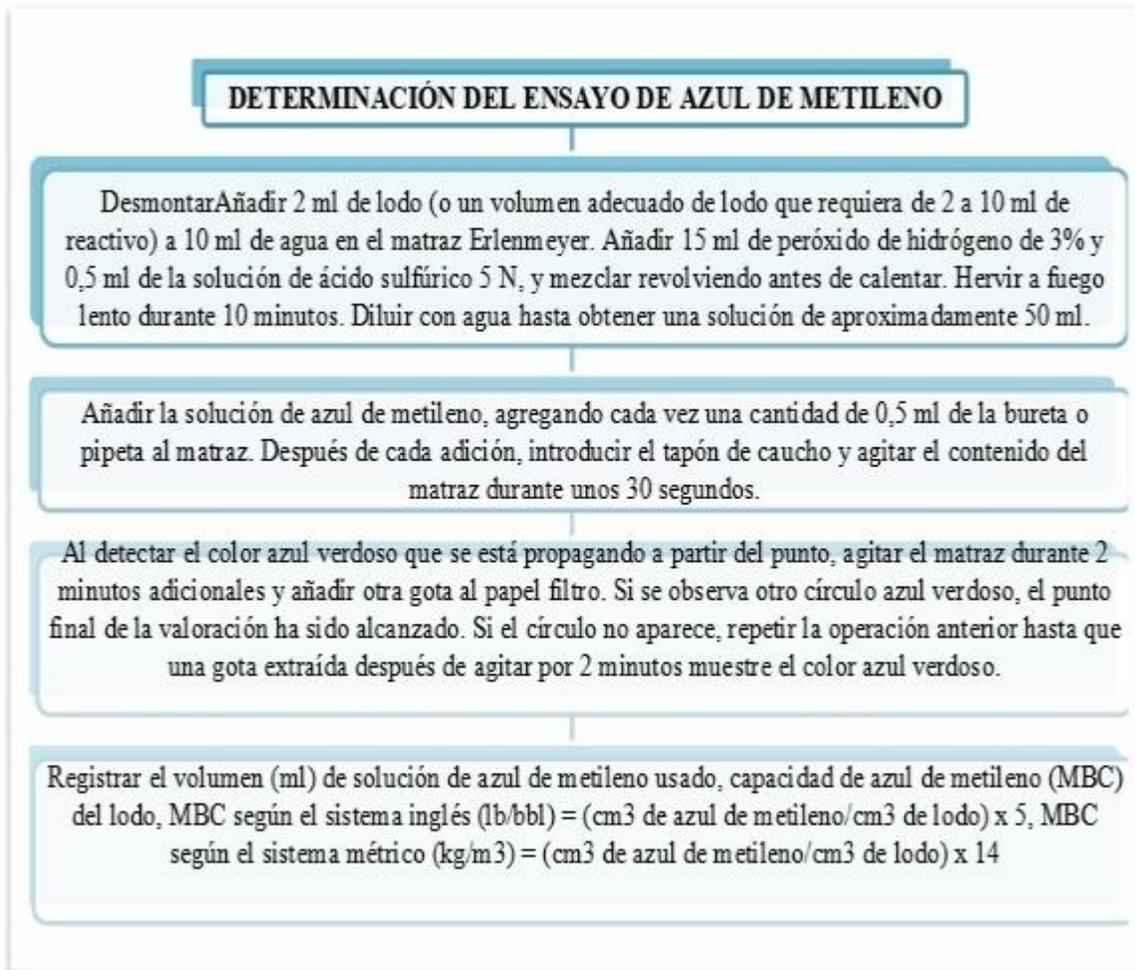
ARTICULO 4: SPE – AADE - 19 - Using a System Cost Analysis to Quantify Drilling Fluids and Solids Control.

OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES

Plantee sus observaciones a la experiencia y defina sus conclusiones frente a la medición de contenido de líquidos y sólidos, contenido de arenas y MBT.

1. Análisis comparativo de los resultados, incluyendo comparación con los laboratorios anteriores.
2. Análisis comparativo considerando los tipos de lodo
3. Conclusiones

DIAGRAMA DE FLUJO



BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute. (2019, May). *API RP 13B-1: Field Testing Water-based Drilling Fluids*.

https://global.ih.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20RP%2013B%2D1&item_s_key=00116814

BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS. (2006). *Drilling Fluids Reference Manual Chapter 3-Water-Base Drilling Fluids Chapter 4-Contamination of Water-Base Muds Chapter 5-Oil/Synthetic Drilling Fluids Chapter 6-Reservoir Application Fluids*.

Bridges, Samuel., & Robinson, L. H. (2020). *A practical handbook for drilling fluids processing*. Gulf Professional.

Gomez Patiño P. (2017). *DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN MITIGANDO EL DAÑO DE*. 1–114.

Laura Guarachi F. (2015). *GUIAS DE FLUIDOS DE PERFORACION DE LODS*. 1–100.

María, A., & García, F. (2016). *Evaluación de diferentes sistemas de lodos de perforación para disminuir el daño de formación en un Campo de crudo pesado*.

Ramirez Hernandez F, & Martinez Miranda D. (2020). *FLUIDOS DE PERFORACION*. 1–116.

Schlumberger, & Mi-swaco. (2010). *Solid Control, Cuttings Management and Fluids Processing Drilling Environmental Solutions*.

Torres Rodrigo N. (2013). *METODOLOGIA PARA TRATAMIENTOS DE LODOS*. 1–190.

ANEXOS

Tabla 1. Grafica de los sólidos presentes en los fluidos de perforación

Sólidos solubles	Sólidos de alta gravedad específica (densificantes)	Sólidos de alta gravedad específica (viscosificantes)	Sólidos apartados por la formación
NaCl	Barita	Bentonita	Grava
KCL	Hematita	Polimeros	Arena
CaCl ₂	Galena	Dispersantes	Limo
	Carbonato de calcio		Arcillas
			Coloides

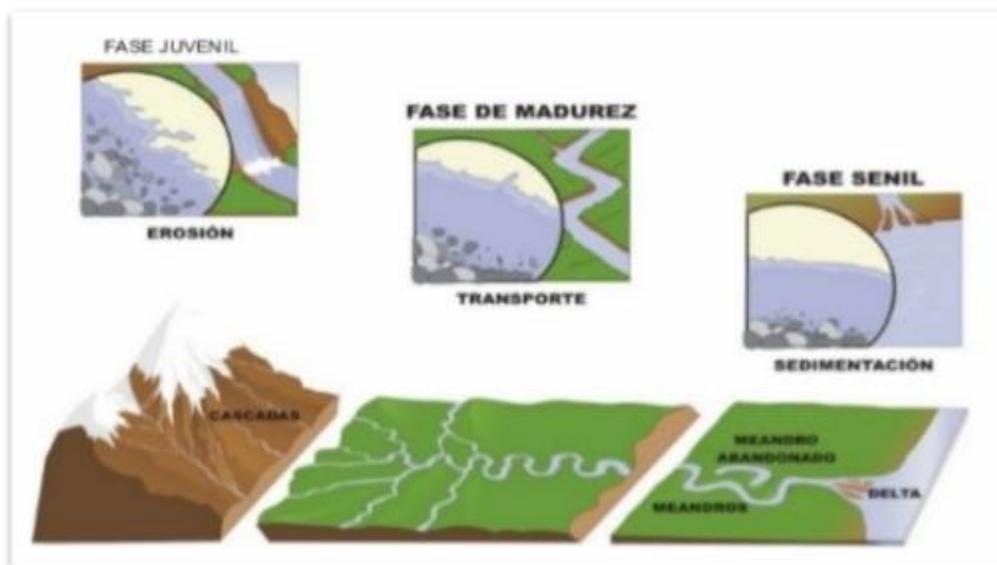
Nota: Esta tabla contiene los sólidos presentes en los fluidos de perforación, sólidos de alta gravedad específica (densificantes), sólidos de alta gravedad específica (viscosificantes) y sólidos apartados por la formación. Tabla elaborada por los proyectantes.

Tabla 2. Grafica de los tipos de sólidos perforados y tamaño

Tipos de sólido perforados	Tamaño de la partícula (micras)
Grueso	Mayor que 2000
Intermedio	Entre 250 y 2000
Medio	Entre 74 y 250
Fino	Entre 44 y 74
Superfino	Entre 2 y 44
Coloidal	Menor a 2

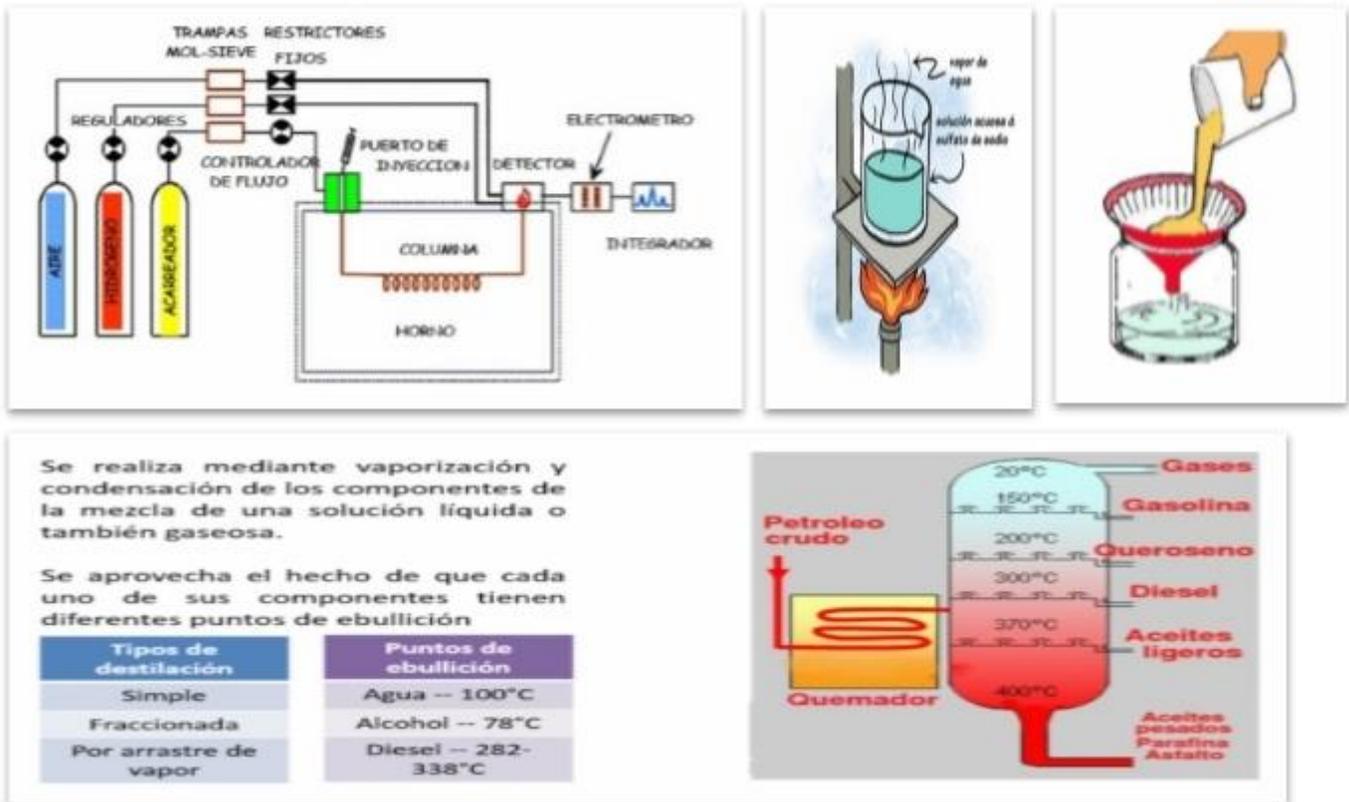
Nota: Esta tabla contiene los tipos de sólidos perforados y tamaño. Tabla elaborada por los proyectantes.

Figura 1. Las arcillas y sus características



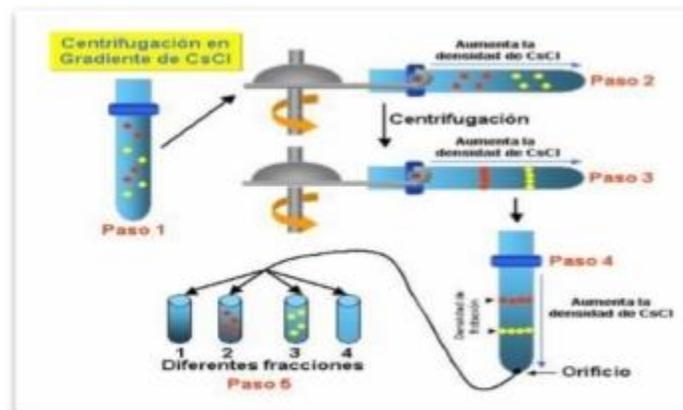
Nota: Esta figura contiene las características de las arcillas y sus fases, fase juvenil, fase de madurez y fase senil. Figura tomada de (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

Figura 4. Métodos de separación de mezclas, filtración, evaporación y destilación



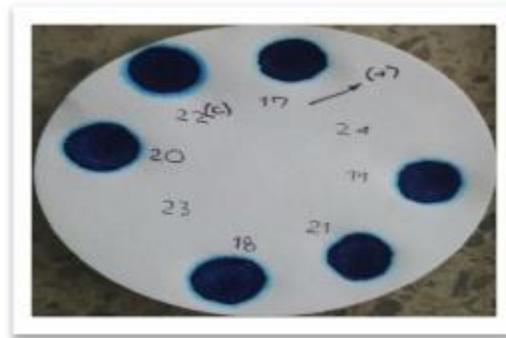
Nota: Esta figura contiene los métodos de separación de mezclas, filtración, evaporación y destilación. Figuras tomadas de (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

Figura 5. Métodos de separación de mezclas, centrifugación y cromatografía



Nota: Esta figura contiene los métodos de separación de mezclas, centrifugación y cromatografía. Figuras tomadas de (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

Figura 6. Montaje del ensayo de Azul de Metileno



Nota: Esta figura contiene el montaje de la prueba de azul de metileno. Foto tomada por los proyectantes

ANEXO 5. Determinación del contenido de sólidos y líquidos - retorta

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO
CURRICULAR PREPARACIÓN Y ENSAYOS DE LOS
FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA: PETRÓLEOS

NOMBRE DEL CURSO: FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

ENSAYO DE LABORATORIO: 5 N° 9 DE

ENSAYO PARA REALIZARSE SEGÚN LA NORMA API 13B-1

NOMBRE DE LA PRÁCTICA DE LABORATORIO:

DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE SÓLIDOS Y LÍQUIDOS - RETORTA

JUSTIFICACIÓN

Los análisis exactos de la retorta son esenciales para evaluar con precisión las cantidades respectivas de los diferentes tipos de sólidos presentes en el lodo. La retorta se usa para determinar el porcentaje por volumen de aceite, agua, y el total de sólidos suspendidos y en solución en el fluido de perforación.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Reconocer las implicaciones de un alto y un bajo contenido de sólidos en los lodos de perforación, además de conocer las diferentes pruebas de laboratorio para este fin

OBJETIVO ESPECÍFICO

- Identificar los diferentes tipos y tamaños de sólidos contenidos en un fluido de perforación.
- Determinar la concentración de sólidos en un lodo de perforación: Ensayo Retorta. Determinar la concentración de sólidos tamaño arena y la determinar el contenido de bentonita.
- Identificar los diferentes métodos para el control de sólido

MATERIALES Y EQUIPOS

La retorta

MARCO TEÓRICO

CONTROL DE SOLIDOS

Definición.

El control de los sólidos tiene como finalidad su remoción económica y eficiente. Esto implica remover los sólidos de perforación tan pronto como sea posible en cuanto entran al sistema de lodo, mientras las partículas tienen el tamaño más grande.

El control de los sólidos

Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales de peso y los aditivos bajo una amplia gama de condiciones, además de permitir que los recortes sean removidos por el equipo de control de sólidos.

Las altas concentraciones de sólidos de perforación van en detrimento de la operación de perforación, perjudicando la eficiencia de la perforación y la velocidad de perforación (ROP). Además de las condiciones operacionales, se afecta grandemente las condiciones económicas, ya que el incremento del peso del lodo y la viscosidad aumenta los costos de mantenimiento del lodo, aumenta los requerimientos de fuerza durante la perforación, engrosamiento de revoque, aumento de la torsión y del arrastre; lo que probablemente puede llevar a la pega de tubería por presión diferencial. (María & García, 2016)

Las propiedades del fluido de perforación que permiten la suspensión de los cortes requieren estar balanceadas con las propiedades que ayudan en la remoción de los cortes en el equipo de control de sólidos. Es así como para suspender los cortes se requiere de alta viscosidad, propiedades tixotrópicas con bajo esfuerzo cortante, mientras que en el equipo de remoción de sólidos se trabaja más eficientemente con fluidos de baja viscosidad; por tanto, el equipo de control de sólidos no es tan efectivo en los fluidos de perforación cuando tienen alto contenido de sólidos y alta viscosidad plástica paralelo a un alto esfuerzo de gel. (Schlumberger & Mi-swaco, 2010)

Para un control efectivo de sólidos, estos deben ser removidos del fluido en la primera circulación desde el pozo; ya que, si son recirculados, se rompen en partículas más pequeñas que son más difíciles de remover.

Un lodo de perforación en buenas condiciones debe presentar un contenido en fracciones arenosas prácticamente nulo (inferior al 2 – 3%), puesto que en su fabricación se usan aditivos de bajo tamaño de partícula; sin embargo, a lo largo de la perforación es inevitable que esta se incorpore al lodo modificando sus propiedades reológicas básicamente. (Americam Petroleum Institute, 2019)

Se ha comprobado que, si se tienen contenidos de arena superior al 15%, los lodos sufren un incremento “ficticio” de la densidad, repercutiendo en la viscosidad y la tixotropía; además, el contenido de arena resulta nocivo para las bombas de inyección al desgastarlas prematuramente. (Gomez Patiño P, 2017)

Impacto del control de sólidos

La experiencia en campo y los ensayos de laboratorio, han demostrado los grandes beneficios de mantener un control de sólidos estricto, entre los cuales se encuentra:

- a) Mayor velocidad de perforación
- b) Mayor durabilidad de la broca
- c) Mayor vida útil de las bombas
- d) Menores costos de perforación

El tratamiento de lodos con problemas de sólidos puede analizarse de la siguiente manera:

- a) **Dispersión química:** involucra el uso excesivo de floculantes y dispersantes.
- b) **Dilución:** es una solución temporal y antieconómica.
- c) **Remoción mecánica:** es el medio más eficiente y económico para solucionar un problema de sólidos. El equipo debe diseñarse de acuerdo con el programa del pozo y debe al menos contar con: vibrador de doble malla de alto impacto, desarenador con conos de 12”, desarcillador de 16 conos de 4” y mallas de 12 mesh; además de centrifugas para sólidos de alta y baja gravedad. (Bridges & Robinson, 2020)

Para controlar adecuadamente un fluido de perforación, el Ingeniero de Fluidos, deberá usar diversos métodos para la caracterización de los sólidos presentes en el lodo, tomando métodos separados acorde al fluido base constitutivo del lodo. (Torres Rodrigo N, 2013)

Métodos de caracterización de sólidos de acuerdo con la base del fluido

Fluidos base agua

Los datos necesarios para los ensayos de determinación de sólidos en lodos base agua, se conocida como método de SHELL, son:

- a) Densidad del fluido (D , gr/cm³)
- b) Porcentaje de sólidos (V_s)
- c) Porcentaje de agua (V_w)
- d) Porcentaje de aceite (V_o)
- e) Salinidad (Z mg/l)
- f) Mililitros de azul de metileno (MBT, meq/100 gr de formación (CEC=12), o meq/100 gr de bentonita (A=70))
- g) Densidad del agua (D_w)
- h) Densidad del aceite (D_o)
- i) Factor de corrección por salinidad (F)

Con estos datos se puede calcular

Volumen de agua corregido en %:

$$V_{cw} = V_w \times F$$

Contenido de sólidos en %:

$$V_{sc} = 100 - V_{wc} = V_o$$

Gravedad específica de los sólidos en gr /cc:

$$Ss = (100 \times D_1) = (Vwc = Dw) = (Vo = Do)/Vsc$$

Cantidad de sólidos (no disueltos) en Kg/ m²:

$$Sw = 10 (Vsc \times Ss)$$

Cantidad de barita en el lodo en Kg/ m²:

$$Wb = Ws \times (4.2 \times Ss) = (4.2 \times 2.6)/(4.2 \times 2.6) \times Ss$$

Cantidad de sólidos de baja gravedad en Kg/ m²:

$$Sbg = Ws = Wb$$

Cantidad de bentonita en Kg/ m²:

$$E = 14.2 \times MTB$$

Cantidad de bentonita comercial en Kg/ m²:

$$B = (A \times E) = (CEC \times Sbg)/A = CEC$$

Cantidad de solidos perforados en Kg/ m²:

$$D = Sgb = B$$

Cantidad de bentonita de formación:

$$Bent. = E = B$$

Fluidos base aceite

Para la determinación de los sólidos en un sistema de fluido emulsión inversa se requieren los siguientes datos:

a) Densidad del fluido (D, gr/cm³)

b) Porcentaje de sólidos (Vs)

c) Porcentaje de agua (Vw)

d) Porcentaje de aceite (V_o)

e) Salinidad (Z mg/l)

f) Densidad de la barita (D_b , gr/cc)

Con estos datos se puede calcular:

Coefficiente fraccional de sólidos disueltos:

$$X_{ds} = Cx \cdot 10^4 / 1 = Cx \cdot 10^4$$

Volumen de sólidos disueltos, %:

$$V_{ds} = V_w \times X_{ds} / 4.91 = 3.652 \times Cx \cdot 10^4$$

Volumen corregido de sólidos, %:

$$V_{cs} = 100 = V_b = W_b = V_{ds}$$

Gravedad específica de los sólidos, gr/cc:

$$A_{sg} = D_1 = \frac{(D_w = V_w) = (D_o = V_o) = (V_{ds} \times A_{ds})}{V_{cs}}$$

Sólidos de baja gravedad en gr/cc:

$$V_{gs} = V_{cs} (D_b = A_{sg}) / (D_b = 2.6)$$

Sólidos de baja gravedad en gr/cc:

$$V_{hsg} = V_{cs} = V_{lgs}$$

ARCILLAS, CARACTERÍSTICAS Y SU ORDEN

4.2.1 Las arcillas - características

Son una gran familia de minerales complejos que contienen los elementos magnesio, aluminio, silicio y oxígeno (silicatos de magnesio y aluminio) combinados en una estructura similar a la de una lámina.

Básicamente son rocas blandas que se hacen plásticas al contacto con el agua, siendo frágiles en seco, y con gran capacidad de absorción.

Las arcillas, tal como se hallan en la naturaleza, están constituidas por ciertos minerales de origen primario y por otros de origen secundario. (Schlumberger & Mi-swaco, 2010)

Minerales primarios: Son aquellos que ya existían en las rocas ígneas y que han llegado hasta nuestros días sin sufrir alteración apreciable en su composición.

Minerales secundarios: Son aquellos que se han formado por las diversas acciones de los agentes químicos y físicos sobre algunos minerales de las rocas originales. Por lo tanto, las arcillas se crean por una serie de procesos geológicos. (Ramirez Hernandez F & Martinez Miranda D, 2020)

4.2.2 Textura

La textura de un suelo es la proporción de cada elemento, representada por el porcentaje de arena (Ar), arcilla (Ac) y limo (L); la cual depende de la naturaleza de la roca madre y de los procesos erosivos a que haya estado sometida.

Fracciones arena y limo Las partículas de arena son casi siempre fragmentos de roca, sobre todo de cuarzo, existiendo además cantidades variables de otros minerales primarios. La composición mineralógica de estas fracciones sigue los principios vistos anteriormente y varía para los distintos suelos según la roca madre y el grado de meteorización.

El limo está constituido por materiales heredados o transformados, pero no tienen carácter coloidal. Es una fracción donde las transformaciones son mayores y su composición mineralógica se parece a la de las arcillas. Son partículas monominerales en las que hay un alto contenido en filossilicatos de transformación o neoformación. (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

La sílice es un material muy duro que se encuentra en casi todas las rocas, debido a que es un compuesto de silicio y oxígeno. Los silicatos son el grupo de minerales de mayor

abundancia, pues constituyen más del 95% de la corteza terrestre, es por ello por lo que se encuentra en la mayoría de las rocas.

Se debe tener un cuidado especial para que no exista una gran cantidad de este, debido a que la sílice es el componente principal de la arena, arenisca, cuarcita, granito, etc. Ya que puede llegar a dañar las tuberías y las camisas de las bombas por donde circula el fluido de perforación, así como cambiar las propiedades del lodo. También se debe tomar en cuenta que una roca será ácida cuando contenga grandes cantidades de Sílice y será alcalina cuando contenga pocas cantidades de este. (Ramirez Hernandez F & Martinez Miranda D, 2020)

4.2.3 Abrasión Desgaste

Daño producido por el rozamiento entre dos superficies, en al menos una de ellas. Esta pérdida de material conlleva a pérdidas en las dimensiones de la pieza con la consecuente disminución de la vida útil de cualquier máquina El desgaste abrasivo o abrasión. Es la pérdida de masa resultante de la interacción entre partículas o asperezas duras que son forzadas contra una superficie y se mueven a lo largo de ella. En la perdida de material pueden intervenir cuatro mecanismos de desgaste. (Gomez Patiño P, 2017)

MEZCLAS

4.3.1 Tipos de mezclas

Cuando se desean separar los componentes de una mezcla, es necesario conocer el tipo de mezcla que se va a utilizar:

Mezcla de sólidos

Mezcla de sólido con líquido

Mezcla de líquidos

4.3.1 Método de separación de mezclas

Los procedimientos físicos por los cuales se separan las mezclas se denominan métodos de separación, que son los siguientes:

Decantación: Es la separación mecánica de un sólido de grano grueso, insoluble, en un líquido; consiste en verter cuidadosamente el líquido, después de que se ha sedimentado el sólido. Por este proceso se separan dos líquidos miscibles, de diferente densidad, por ejemplo, agua y aceite.

Filtración: Es un tipo de separación mecánica, que sirve para separar sólidos insolubles de grano fino de un líquido en el cual se encuentran mezclados; este método consiste en verter la mezcla a través de un medio poroso que deje pasar el líquido y retenga el sólido. Los aparatos usados se llaman filtros; el más común es el de porcelana porosa, usado en los hogares para purificar el agua. (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

Los medios más porosos más usados son: el papel filtro, la fibra de vidrio o asbesto, telas etc. En el laboratorio se usa el papel filtro, que se coloca en forma de cono en un embudo de vidrio, a través del cual se hace pasar la mezcla, reteniendo el filtro la parte sólida y dejando pasar el líquido.

Evaporación: Es la separación de un sólido disuelto en un líquido, por calentamiento, hasta que hierve y se transforma en vapor. Como no todas las sustancias se evaporan con la misma rapidez, el sólido disuelto se obtiene en forma pura.

Destilación: Es el proceso mediante el cual se efectúa la separación de dos o más líquidos miscibles y consiste en una evaporación y condensación sucesivas, aprovechando los diferentes puntos de ebullición de cada uno de los líquidos, también se emplea para purificar un líquido eliminando sus impurezas. En la industria, la destilación se efectúa por medio de alambiques, que constan de caldera o retorta, el refrigerante en forma de serpentín y el recolector; mediante este procedimiento se obtiene el agua destilada o bidestilada, usada en las ampollas o ampollitas que se usan para preparar las suspensiones de los antibióticos, así

como el agua destilada para las planchas de vapor; también de esta manera se obtiene la purificación del alcohol, la destilación del petróleo, etc. (Bridges & Robinson, 2020)

Centrifugación: Proceso mecánico que permite, por medio de un movimiento acelerado de rotación, provocar la sedimentación de los componentes de una mezcla con diferente densidad. Para ello se usa una máquina especial llamada centrífuga. Ejemplo: se pueden separar las grasas mezcladas en los líquidos, como la leche, o bien los paquetes celulares de la sangre, separándolos del suero sanguíneo.

Cromatografía: Es un procedimiento para separar, identificar y determinar con exactitud la cantidad de cada uno de los componentes de una mezcla.

Como se vio en la primera práctica, un fluido de control o de perforación es una mezcla compuesta por una fase continua, formada por el líquido y por una fase dispersa formada por sólidos en suspensión. Es importante conocer el valor de cada una de estas fases, ya que esto solo relaciona con las propiedades y comportamiento de un fluido de perforación y será posible modificar las fases y las propiedades como densidad, viscosidad, Gelatinosidad e impermeabilidad, conforme se requiera para realizar eficientemente las operaciones de perforación, reparación y terminación de pozo. (Schlumberger & Mi-swaco, 2010)

Utilizando varios de los métodos de separación mencionados anteriormente como filtración y destilación, es como definiremos el siguiente equipo:

PRUEBAS ASOCIADAS AL CONTROL DE SÓLIDOS EN LODOS DE PERFORACION

La medida de sólidos en el campo está orientada a la determinación del contenido total de sólidos, tales como contenido de arena, y del contenido de arcillas bentoníticas en el fluido de perforación. Estos datos se pueden usar en conjunto con la densidad del lodo y el análisis de filtrado para el cálculo de las cantidades respectivas de bentonita, barita, y de sólidos de baja gravedad específica presentes en el lodo. Las pruebas requeridas para la caracterización de los sólidos en un fluido de perforación son:

Contenido de sólidos y líquidos

Contenido de arenas

MBT o prueba de azul de metilenos

Seguidamente se presenta las generalidades, equipos, procedimientos para cada una de ellas y cálculos. (Laura Guarachi F, 2015)

PRUEBA DE CONTENIDO DE SÓLIDOS Y LÍQUIDOS O PRUEBA DE RETORTA

Generalidades de la prueba de la retorta

La retorta se usa para determinar el porcentaje por volumen de aceite, agua, y el total de sólidos suspendidos y en solución en el fluido de perforación. Las retortas más usadas son las retortas de 10, 20, y 50 cm³.

La prueba se realiza colocando la cámara con la tapa, el cilindro de extensión (con lana de acero), y la sección condensadora dentro del sistema de calentamiento. Como la muestra es destilada, los vapores formados por agua y/o aceite salen a través del conducto superior, a través de la lana de vidrio donde cualquier sólido que pudiera ser arrastrado con el vapor es retenido, llegando finalmente el vapor al condensador. Los fluidos condensados son recuperados en una probeta graduada de 10, 20 o 50 cm³. (Schlumberger & Mi-swaco, 2010)

La diferencia entre el volumen de líquido recuperado y el volumen de muestra original es el porcentaje total de sólidos suspendidos y en solución. Se debe tener cuidado de que no quede aire con la muestra de lodo cuando ésta es vertida dentro de la cámara. También, la lana de acero se debe cambiar después de cada prueba. Como conclusión de la prueba el contenido de aceite, agua y los sólidos totales se deben leer directamente de la probeta graduada.

La altura del fluido debe ser leída siempre en el punto más bajo o en el punto más alto de la curvatura del menisco. El contacto agua-aceite siempre tendrá un menisco cóncavo y con curvatura hacia abajo. El volumen correcto de agua se lee de la línea horizontal tangente al punto plano más alto del menisco. De otro lado, el contacto aceite-aire o agua-aire tendrá un menisco que siempre tiene concavidad hacia arriba y la altura del nivel de fluido debe ser leída de la tangente horizontal en el punto plano más bajo del menisco. (Bridges & Robinson, 2020)

Otra fuente de error que a menudo es pasada por alto es causada por no iniciar la prueba a una temperatura suficientemente alta o durante un período suficiente de tiempo. Esto conduce a una retención de humedad de los sólidos en la cámara y en la lana de acero. Los análisis exactos de la retorta son esenciales para evaluar con precisión las cantidades respectivas de los diferentes tipos de sólidos presentes en el lodo. (Betancur-Márquez & Alzate-Espinosa, 2014)

Equipos. La retorta

Está compuesta por una cámara aislante con capacidad de calefacción, una copa o caso de muestra, una cámara de evaporación, un condensador y una probeta graduada para determinar la cantidad de líquidos y sólidos contenidos en un fluido de perforación. Se coloca una muestra de lodo (retortas de 10, 20 y 50 ml) dentro del vaso y se añade la tapa para expulsar parte del líquido. esto garantiza un volumen correcto. la muestra es calentada hasta que los componentes líquidos se evaporen. los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en un cilindro graduado que suele ser graduado en porcentajes. El volumen de líquido, petróleo y agua se mide directamente en porcentajes. Los sólidos suspendidos y disueltos son determinados restando de 100% o leyendo el espacio vacío en la parte superior del cilindro. (Schlumberger & Mi-swaco, 2010)

Este instrumento es indispensable cuando se maneja lodos bentoníticos, fluidos cromolignosulfonatos emulsionados (CLSE) y emulsiones inversas para controlar la relación agua-aceite. (Betancur-Márquez & Alzate-Espinosa, 2014)

PROCEDIMIENTO DE ENSAYO DE RETORTA

Esta prueba consiste en colocar el fluido por analizar en el recipiente y calentarlo vaporizando los componentes líquidos. Los vapores pasan a través de una unidad condensadora y el líquido es recolectado en la probeta que esta graduada en tanto por ciento (%); de esta forma se mide el volumen de líquidos. La diferencia de este con el del fluido analizado, será la medida del volumen de los sólidos. Los sólidos serán extraídos de la unidad de calentamiento al igual que de la lana metálica, esto con ayuda de un imán y obtener su masa, como ya conocemos su volumen y la masa podemos determinar la densidad de los sólidos, esto se compara con los sólidos usados en la preparación del fluido, y así relacionar los sólidos y líquidos agregados por la operación en el que se utilizó.

Dejar que la muestra de lodo se enfríe a la temperatura ambiente.

Desmontar la retorta y lubricar las roscas del vaso de muestra con grasa para altas temperaturas (Never-Seez®). Llenar el vaso de muestra con el fluido a probar casi hasta el nivel máximo. Colocar la tapa del vaso de muestra girando firmemente y escurriendo el exceso de fluido para obtener el volumen exacto – se requiere un volumen de 10, 20 ó 50 ml. Limpiar el fluido derramado sobre la tapa y las roscas.

Llenar la cámara de expansión superior con virutas finas de acero y luego atornillar el vaso de muestra a la cámara de expansión. Las virutas de acero deberían atrapar los sólidos extraídos por ebullición. Mantener el montaje vertical para evitar que el lodo fluya dentro del tubo de drenaje.

Introducir o atornillar el tubo de drenaje dentro del orificio en la extremidad del condensador, asentándolo firmemente. El cilindro graduado que está calibrado para leer en porcentajes debería estar sujetado al condensador con abrazaderas.

Enchufar el cable de alimentación en el voltaje correcto y mantener la unidad encendida hasta que termine la destilación, lo cual puede tardar 25 minutos según las características del contenido de petróleo, agua y sólidos.

Dejar enfriar el destilado a la temperatura ambiente.

Leer el porcentaje de agua, petróleo y sólidos directamente en la probeta graduada. Una o dos gotas de solución atomizada ayudarán a definir el contacto petróleo-agua, después de leer el porcentaje de sólidos.

Al final de la prueba, enfriar completamente, limpiar y secar el montaje de retorta.

Hacer circular un producto limpiador de tubos a través del orificio del condensador y del tubo de drenaje de la retorta para limpiar y mantener íntegro el calibre de los orificios.

OBSERVACIÓN: No permitir que el tubo de drenaje quede restringido.

TOMA DE DATOS: Se toman cuatro medidas:

- A. Peso del lodo.
- B. Peso de la retorta (incluyendo las virutas de acero y el vaso).
- C. Peso de la retorta con lodo entero.
- D. Peso de la retorta con los sólidos del lodo.

Procedimiento General:

- a) Preparar la retorta con las virutas de acero y el vaso de muestra. Determinar el peso en gramos. Éste es el valor B.
- b) Desmontar la retorta y añadir lodo para llenar el vaso de muestra. No se requiere medir el volumen ni usar la tapa porque los volúmenes son calculados durante este procedimiento de pesaje. Pesar la retorta reensamblada. Éste es el valor C.
- c) Operar la retorta normalmente, captando el destilado (agua y cualquier cantidad de petróleo).

d) Dejar enfriar la retorta y pesar de nuevo el montaje. Éste es el valor D.

REPORTE

El informe o reporte debe contener lo manifestado en los numerales **9.1, 9.2, 9.3, 10 y 10.1**, se presentará en medio magnético y será enviado al correo institucional en el plazo estipulado.

REPORTE DEL ENSAYO

Considerando la imposibilidad de realizar el laboratorio de manera presencial, se recomienda observar el video <https://www.youtube.com/watch?v=52FQFGzTbJ0>

Con la información suministrada a continuación en la tabla, realizar los cálculos pertinentes.

Tabla 1. Características del ensayo de la retorta y otros

Ensayo	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6	Grupo 7	Grupo 8
Temperatura	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C
Densidad	8.7	8.9	8.9	8.7	8.9	8.9	8.9	8.9
pH	8.9	8.9	9.3	9.2	9.4	9.1	8.9	9.1
Retorta	A	1.043478	1.067466	1.067466	1.043478	1.067466	1.067466	1.067466
	B (gr)	250.84	256.23	250.84	256.23	250.84	256.23	250.84
	C (gr)	261.27	266.90	261.51	266.66	261.51	266.90	261.51
	D (gr)	251.37	257.72	252.28	256.86	251.59	256.32	250.92
MBT	Volumen (ml) de AZUL DE METILENO (CEC)	2.0	3.5	3.0	4.0	4.5	4.0	4.5
	MBC (CECX5)	10.0	17.5	15.0	20.0	22.5	20.0	22.5
Arenas	% arena	2	12	11	3	5	11	10
Volumen de filtrado	Instantáneo ml	0.4	0.0	0.2	0.3	0.7	1.0	0.0
	7,5 min ml	4.5	1.5	3.4	3.1	6.0	7.2	2.1
	30 min ml	9.0	3.2	6.0	6.0	14.0	14.4	5.2
pH	Lodo	8.9	8.9	9.3	9.2	9.4	9.1	8.9
	Filtrado	8.6	8.7	9.0	9.0	9.2	8.8	8.7
Revoque	Espesor mm	1.5	0.2	0.6	0.7	2.0	2.0	0.4
	Flexibilidad	flexible	flexible	flexible	flexible	quebrad	quebrad	flexible
	Apariencia	liso						

Embudo de Marsh	Tiempo seg	32.28	39.15	35.00	33.14	37.14	40.89	28.98	43.55
Reómetro de Fann	Ø3	2	1	2	1	1	2	2	1
	Ø6	3	1	3	1	3	3	4	2
	Ø100	8	9	8	4	5	8	12	2
	Ø200	13	12	13	6	8	13	15	3
	Ø300	15	19	15	10	12	15	19	4
	Ø600	20	30	20	15	15	20	27	8
	Ø3 a 10 seg	3	3	3	3	2	3	5	1
Ø3 a 10 min	9	7	9	4	3	9	7	4	

Nota: Esta tabla contiene la caracterización de los diferentes ensayos que pueden realizar los estudiantes por medio de método de control de la determinación de sólidos y líquidos – Retorta de y otros. Tabla elaborada por los proyectantes.

CÁLCULOS

Un análisis de contenido de sólidos (Retorta) de un lodo base agua de densidad 16 lbm/gal, indica un contenido de sólidos de 32,5% y un contenido de aceite de 0%. La titulación de azul de metileno demuestras de lodo, arcilla (bentonita) y sólidos perforados indica una CEC lodo de 6 meq/100 mL, una CEC arcilla de 15 meq/100 g, y una CECs.perf de 15 meq/100 gr.

Determinar:

- a) La fracción de volumen total de sólidos de baja gravedad,
- b) La fracción de volumen de bentonita,
- c) La fracción de volumen de los sólidos perforados.

Cálculos directos

1. Densidad de lodo (g/cm³); SGLODO = peso del lodo (lb/gal) x 0,11994.
2. Gramos de lodo en la retorta: g de lodo = Valor C – Valor B.

3. Gramos o cm³ de agua destilada Valor C – Valor D.

Calcular el porcentaje en volumen de sólidos:

$$\text{Fracción de sólidos} = \frac{(C - B) - SG \text{ Lodo} \times (C - D)}{C - B}$$

$$\% \text{ Sólidos} = 100 \times \text{Fracción Volumétrica de sólidos}$$

Cálculos específicos

Los cálculos requeridos en la valoración de sólidos y líquidos son:

$$\% V_w = \text{Volumen de agua} \times 100 / \text{Volumen de la muestra}$$

$$\% V_o = \text{Volumen de aceite} \times 100 / \text{Volumen de la muestra}$$

$$\% V_s = 100 - (\% V_w + \% V_o)$$

El cálculo de los sólidos de baja gravedad se realiza utilizando la ecuación:

$$\% V_{LGS} = \left[\frac{1}{\rho_B - \rho_{LGS}} \right] [100 \rho_f + (\rho_B - \rho_f) V_{SS} - 12 \rho_{pf} - (\rho_f - \rho_o) V_o]$$

Donde V_{wf} , V_o , V_s son volúmenes de agua, aceite y sólidos respectivamente. El volumen de la muestra depende del tamaño de la retorta.

Donde:

$$\% V_{LGS} = \text{Porcentaje de volumen de sólidos de baja gravedad}$$

$$\rho_{fp} = \text{Densidad del lodo, (Lbm/gal)}$$

$$\rho_t = \text{Densidad de filtrado, (g/ cm}^3 \text{)}$$

ρ_B = Densidad del material densificante, (g/ Cm^3)

ρ_{LGS} = Densidad de los sólidos de baja gravedad (usar 2.6 si se desconoce el dato)

ρ_o = Densidad aceite, (g/ $10Cm^3$), (usar 0.84vsi se desconoce el dato)

V_o = Porcentaje en volumen de aceite

V_{ss} = Porcentaje en volumen de sólidos suspendidos

La densidad del filtrado es función de la concentración de cloruros y es calculada con la siguiente ecuación:

$$\rho_f = 1.0 + (6.45 \times 10^{-7}[NaCl]) + (1.67 \times 10^{-3}[KCl]) + (7.6 \times 10^{-7}[CaCl_2]) + (7.5 \times 10^{-7}[MgCl_2])$$

La concentración de cloruros está en mg/L, excepto la expresión de KCL, que está en Lb/bbl

El volumen de sólidos suspendidos se obtiene con la expresión:

$$V_{ss} = 100 - V_o - V_w / (\rho_f - 10^{-6}([NaCl] + [CaCl] + [MgCl_2]) - 0.00286[KCl])$$

Donde:

V_{Ba} = Porcentaje en volumen de sólidos incorporados en la perforación

V_B = Porcentaje en volumen de bentonita

El porcentaje en volumen del material densificante (V_{Ba})

$$V_{Ba} = V_{ss} - V_{LGS}$$

Los sólidos calculados anteriormente incluyen la bentonita, por lo tanto:

$$V_{ds} = V_{LGS} - V_B$$

El contenido de arena es definido por la API como el porcentaje por volumen de partículas que son retenidas en una malla de 74 micras. Esta medida se hace comúnmente a una muestra tomada de la línea de retorno, y solamente indica la cantidad de partículas más grandes a 74 micrones que han sido llevadas a superficie. Con el objeto de chequear la efectividad de la remoción de estos sólidos del lodo, el contenido de arena también debe medirse a una muestra tomada del tanque de succión. Sin importar el contenido de arena de la muestra tomada en la línea de retorno, el contenido de arena de la muestra tomada en el tanque de succión debe ser mínimo.

La medida del contenido de arena es un indicativo de cómo efectivamente las partículas que son retenidas en la malla de 74 micras están siendo removidas del fluido de perforación. Puede ser usado como una base para el tratamiento del lodo, pero principalmente se usa como una base para evaluar el funcionamiento apropiado del equipo de control de sólidos, de las facilidades de asentamiento y de los procedimientos de operación. La prueba del contenido de arena no es una prueba cuantitativa en la determinación de algún sólido excepto para las partículas tamaño arena. Si el lodo contiene material de control de pérdidas de circulación, este material debe ser retenido en la malla, y no deben ser reportados como contenido de arena.

El volumen de sólidos es leído directamente de las calibraciones marcadas en el tubo como porcentaje de sólidos. Debido a que la malla sólo retendrá partículas del tamaño de arena, el volumen de sólidos se supone compuesto sólo de arena. Normalmente esta cifra es menor al 0.5% pero puede llegar a estar por encima del 3% especialmente si el equipo de control de sólidos está sobrecargado como cuando se perfora a alta ROP en un agujero de 17½" a través de una formación de arena.

CUESTIONARIO

Seleccione la respuesta correcta. Explique

1) La arena presente en el lodo produce:

- a) Mayor agitación
- b) Viscosidad

c) Abrasión

2) El porcentaje de sílice debe ser:

a) El mínimo posible

b) El suficiente para densificar

c) Aproximadamente 15 %

Que principios de separación de fases se usa en el ensayo de retorta:

a) Ebullición y destilación

b) Centrifugación destilación

c) Destilación y filtración

3) Que fluidos podemos analizar con la Retorta:

a) Lechadas de cemento e hidrocarburo producido

b) Fluidos de control

c) Fluidos neumáticos y espumas

4) Conocer la densidad del solido después de la prueba nos sirve para:

a) Correlacionar con las formaciones

b) Analizar si se tienen solidos contaminantes

c) Verificar la calidad de los aditivos

5) El principal problema que enfrentaremos al usar la Retorta es:

a) Se calienta mucho

b) Tiene fugas

c) El templamiento del equipo

Lecturas complementarias sugeridas:

ARTICULO 1: SPE – 23660 - Drilling Mud Solids Control and Waste Management,

ARTICULO 2: SPE – AADE - 06 – Dilution – Mud Engineer’s Core Business

ARTICULO 3: SPE – AADE - 06 - Economic Consequences of Poor Solids Control,

ARTICULO 4: SPE – AADE - 19 - Using a System Cost Analysis to Quantify Drilling Fluids and Solids Control.

OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES

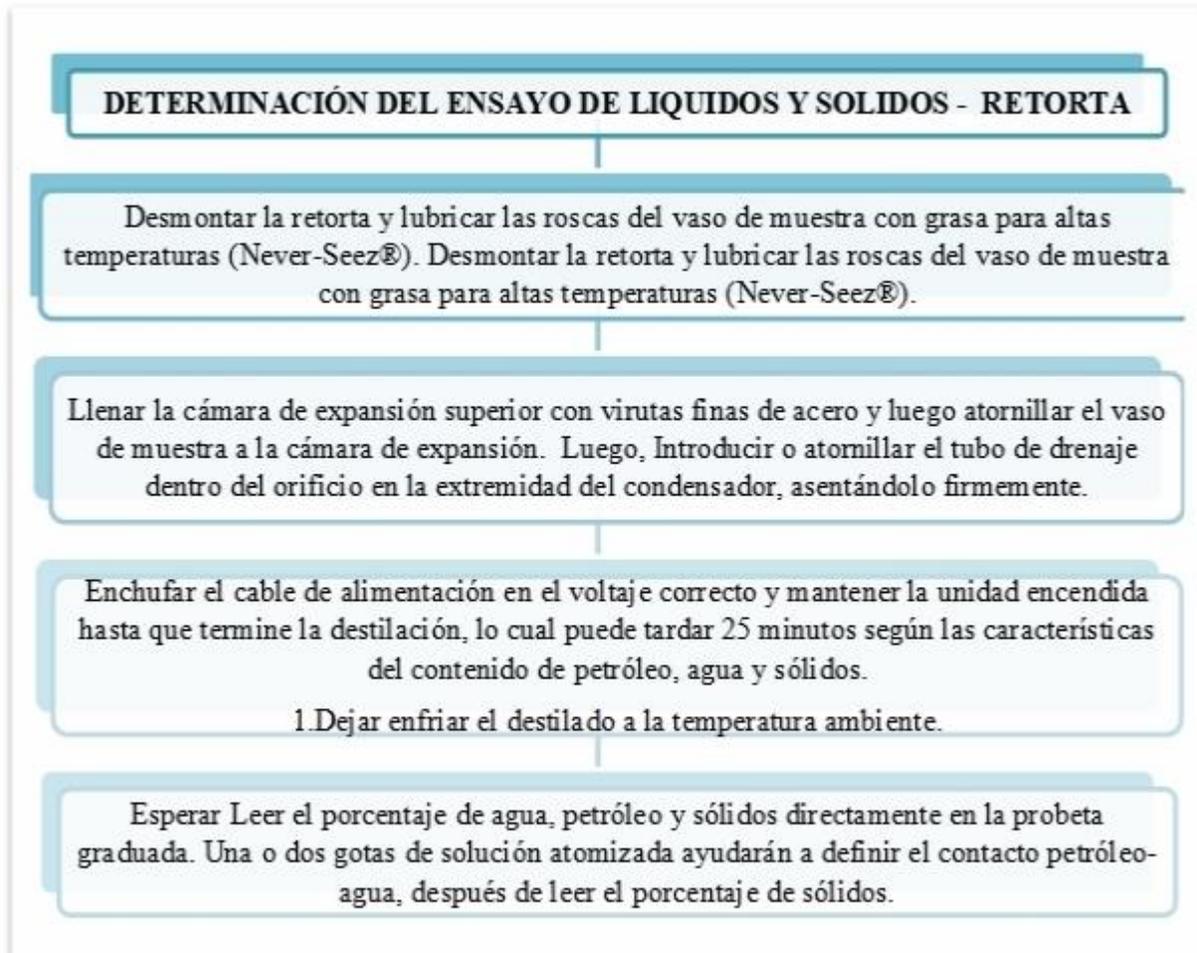
Plantee sus observaciones a la experiencia y defina sus conclusiones frente a la medición de contenido de sólidos

1. Análisis comparativo de los resultados, incluyendo comparación con los laboratorios anteriores.

2. Análisis comparativo considerando los tipos de lodo

3. Conclusiones

DIAGRAMA DE FLUJO



BIBLIOGRAFÍA

Americam Petroleum Institute. (2019, May). *API RP 13B-1: Field Testing Water-based Drilling Fluids*.

https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20RP%2013B%2D1&item_s_key=00116814

BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS. (2006). *Drilling Fluids Reference Manual Chapter 3-Water-Base Drilling Fluids Chapter 4-Contamination of Water-Base Muds Chapter 5-Oil/Synthetic Drilling Fluids Chapter 6-Reservoir Application Fluids*.

Betancur-Márquez, S., & Alzate-Espinosa, G. A. (2014). *MEJORAMIENTO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN USANDO NANOPARTÍCULAS FUNCIONALIZADAS: EDUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE FILTRADO Y DEL ESPESOR DE LA RETORTA OPTIMIZATION OF DRILLING FLUIDS USING FUNCTIONALIZED NANOPARTICLES: LOSS FILTRATION REDUCTION AND THICKNESS MUDCAKE*. 35, 5–14.

Bridges, Samuel., & Robinson, L. H. (2020). *A practical handbook for drilling fluids processing*. Gulf Professional.

Gomez Patiño P. (2017). *DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN MITIGANDO EL DAÑO DE*. 1–114.

Laura Guarachi F. (2015). *GUIAS DE FLUIDOS DE PERFORACION DE LODS*. 1–100.

María, A., & García, F. (2016). *Evaluación de diferentes sistemas de lodos de perforación para disminuir el daño de formación en un Campo de crudo pesado*.

Ramirez Hernandez F, & Martinez Miranda D. (2020). *FLUIDOS DE PERFORACION*. 1–116.

Schlumberger, & Mi-swaco. (2010). *Solid Control, Cuttings Management and Fluids Processing Drilling Environmental Solutions*.

Torres Rodrigo N. (2013). *METODOLOGIA PARA TRATAMIENTOS DE LODOS*. 1–190.

ANEXOS

Tabla 1. Grafica de los sólidos presentes en los fluidos de perforación

Sólidos solubles	Sólidos de alta gravedad específica (densificantes)	Sólidos de alta gravedad específica (viscosificantes)	Sólidos apartados por la formación
NaCl	Barita	Bentonita	Grava
KCL	Hematita	Polimeros	Arena
CaCl ₂	Galena	Dispersantes	Limo
	Carbonato de calcio		Arcillas
			Coloides

Nota: Esta tabla contiene los sólidos presentes en los fluidos de perforación, sólidos de alta gravedad específica (densificantes), sólidos de alta gravedad específica (viscosificantes) y sólidos apartados por la formación. Tabla elaborada por los proyectantes.

Tabla 2. Grafica de los tipos de sólidos perforados y tamaño

Tipos de sólido perforados	Tamaño de la partícula (micras)
Grueso	Mayor que 2000
Intermedio	Entre 250 y 2000
Medio	Entre 74 y 250
Fino	Entre 44 y 74
Superfino	Entre 2 y 44
Coloidal	Menor a 2

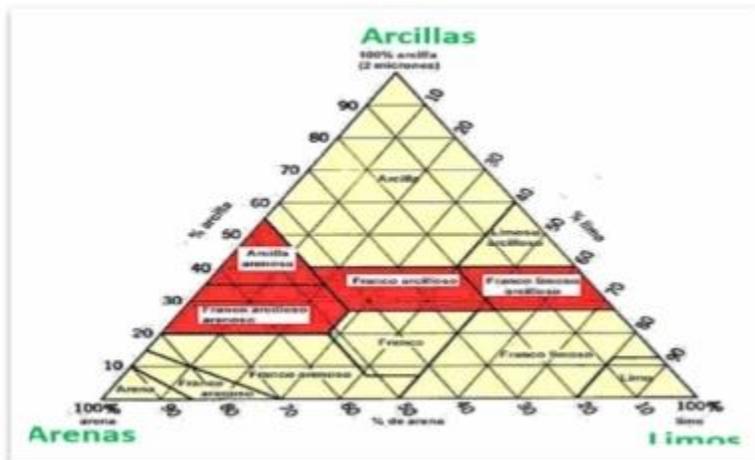
Nota: Esta tabla contiene los tipos de sólidos perforados y tamaño. Tabla elaborada por los proyectantes.

Figura 1. Las arcillas y sus características



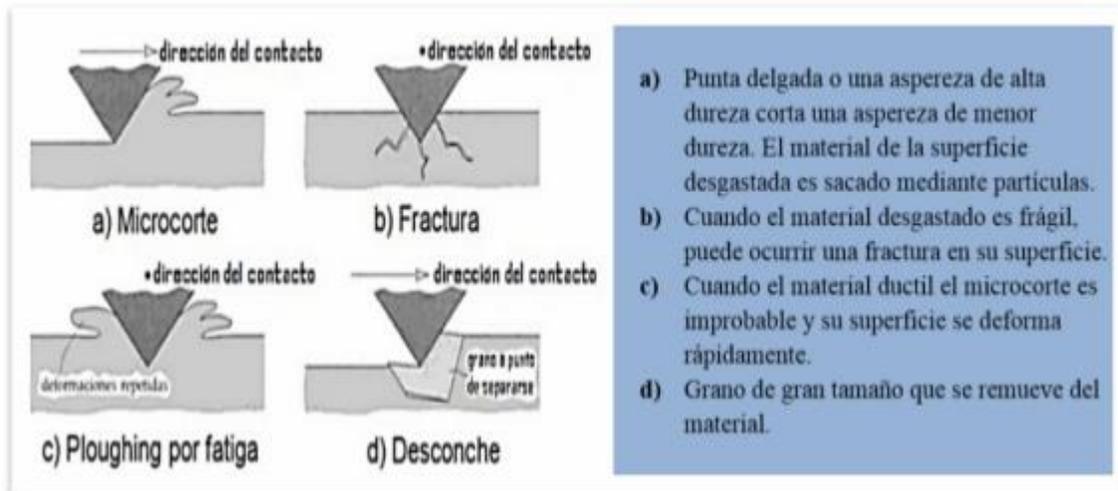
Nota: Esta figura contiene las características de las arcillas y sus fases, fase juvenil, fase de madurez y fase senil. Figura tomada de (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

Figura 2. Textura de las arcillas, arenas y limos



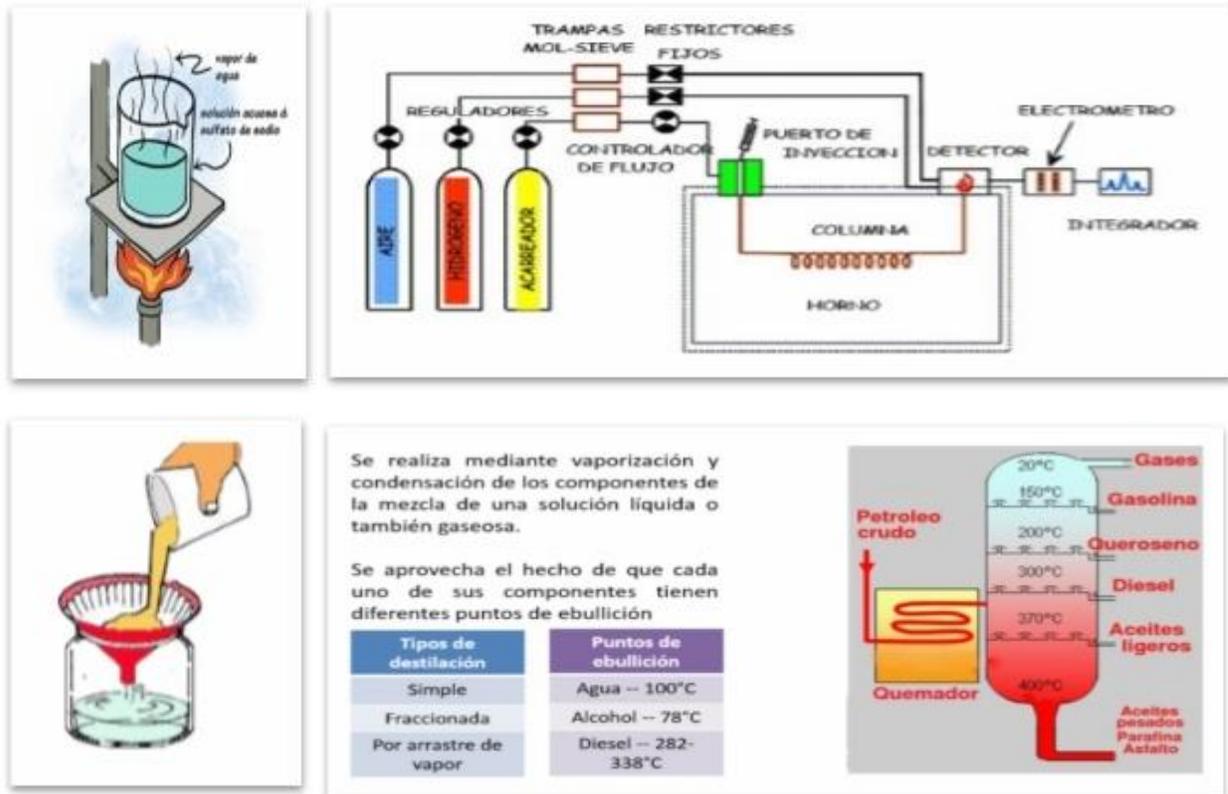
Nota: Esta figura contiene las texturas de las arcillas, arenas y limos. Figura tomada de (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

Figura 3. Abrasión - Desgaste



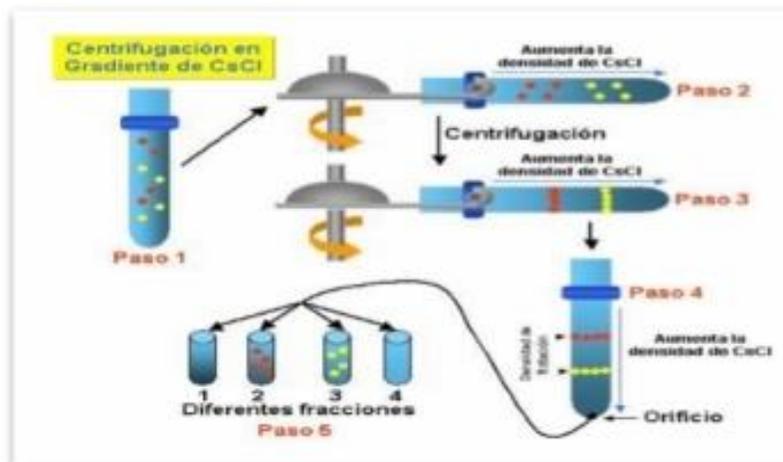
Nota: Esta figura contiene las características de la abrasión y desgaste. Figura tomada de (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

Figura 4. Métodos de separación de mezclas, filtración, evaporación y destilación



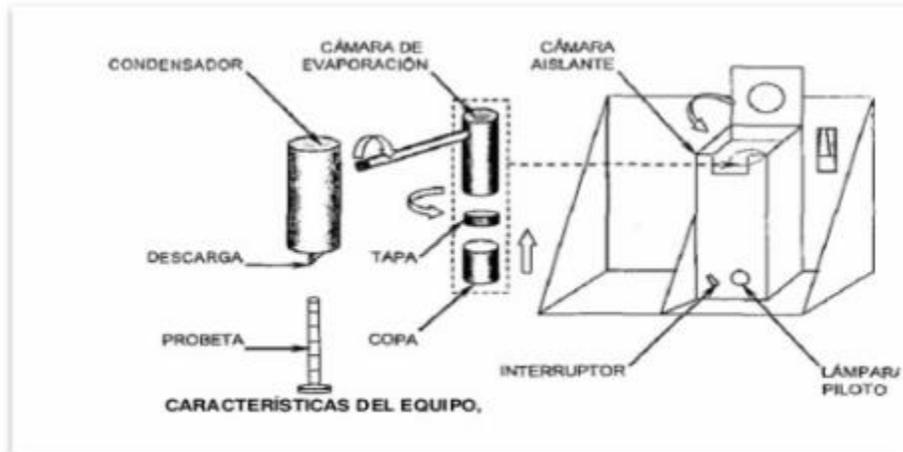
Nota: Esta figura contiene los métodos de separación de mezclas, filtración, evaporación y destilación. Figuras tomadas de (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

Figura 5. Métodos de separación de mezclas, centrifugación y cromatografía



Nota: Esta figura contiene los métodos de separación de mezclas, centrifugación y cromatografía. Figuras tomadas de (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

Figura 6. Equipo la retorta



Nota: Esta figura contiene las partes del equipo de la Retorta. Figuras tomadas de (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

Figura 7. Equipos de la Retorta y sus respectivas partes



Nota: Estas figuras contienen el equipo para la determinación del ensayo de la Retorta.
Figura tomada de (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

ANEXO 6. Determinación del filtrado api sin y con controlador de perdida de filtrado

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO
CURRICULAR PREPARACIÓN Y ENSAYOS DE LOS
FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA: PETRÓLEOS

NOMBRE DEL CURSO: FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

ENSAYO DE LABORATORIO: 6 N° 9 DE

ENSAYO PARA REALIZARSE SEGÚN LA NORMA API 13B-1

NOMBRE DE LA PRÁCTICA DE LABORATORIO:

**DETERMINACIÓN DEL FILTRADO API SIN Y CON CONTROLADOR DE
PERDIDA DE FILTRADO**

JUSTIFICACIÓN

La filtración ocurre cuando cualquier formación permeable es expuesta al lodo de perforación, a una presión mayor a la presión de formación. La presión causa que el filtrado fluya a través de la roca y deposite los sólidos del lodo en la pared del pozo (revoque). Existen problemas debidos a la invasión de filtrado, debidos a la deposición del revoque. Los problemas causados por la invasión de filtrado no son problemas de perforación, si no problemas de evaluación de formación y terminación de pozos, como los puntos apretados en el pozo que causan un arrastre excesivo, el mayor pistoneo debido a la reducción del espacio anular libre.

Las pruebas de flujo del fluido de la formación pueden dar resultados que se refieren al filtrado y no a los fluidos del yacimiento, dificultades en la evaluación de la formación

causadas por la invasión excesiva de filtrado, la mala transmisión de las propiedades eléctricas a través de revoques gruesos, y posibles problemas mecánicos al bajar y recuperar las herramientas de registro. Propiedades erróneas medidas por las herramientas de registro (midiendo propiedades alteradas por el filtrado en vez de las propiedades de los fluidos del yacimiento).

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Medir el volumen de filtrado y la costra de lodo de un fluido de perforación usando el método de filtrado API.

OBJETIVO ESPECÍFICO

- Evaluar la afectación del uso de un controlador de pérdida de filtrado (1.0 lb/bbeq), en lodos de perforación base agua.

MATERIALES Y EQUIPOS

Equipo operado con cartuchos de dióxido de carbono

Equipo operado con un sistema de aire comprimido

MARCO TEÓRICO

FILTRADO

Definición.

Es la cantidad de fluido que invade la formación por acción de la presión de la columna de lodo. En un lodo base agua el filtrado lo compone el agua que fluye a través del revoque hacia la roca permeable. (Laura Guarachi F, 2015)

Comportamiento de la filtración

La filtración ocurre cuando cualquier formación permeable es expuesta al lodo de perforación, a una presión mayor a la presión de formación. La presión causa que el filtrado fluya a través de la roca y deposite los sólidos del lodo en la pared del pozo (revoque)(Gomez Patiño P, 2017)

REVOQUE

Definición.

El revoque (cake, torta, enjarre, película o costra de lodo), es una capa delgada formada por la deposición de los sólidos del lodo de perforación en la pared del pozo; causada por la presión de la columna de lodo en una perforación sobre balance (Overbalanced Drilling), que hace que la fase continua del lodo pase a través de los poros de la formación, en tanto que la fase dispersa o sólidos queden sobre la cara del pozo formando un puenteo.

El revoque depende de los siguientes factores:

1. Sólidos (cantidad y tipo)
2. Tamaño
3. Forma
4. Distribución y
5. Compresibilidad

PROBLEMAS ASOCIADOS AL FILTRADO Y AL REVOQUE

Existen dos tipos de problemas; aquellos debidos a la invasión de filtrado y aquellos debidos a la deposición del revoque. Los problemas causados por la invasión de filtrado no son problemas de perforación, sino problemas de evaluación de formación y terminación de pozos. (María & García, 2016)

Problemas potenciales relacionados con el espesor excesivo del revoque:

- Puntos apretados en el pozo que causan un arrastre excesivo.
- Mayor pistoneo debido a la reducción del espacio anular libre.
- Pegadura por presión diferencial de la columna de perforación debido a la mayor superficie de contacto y al desarrollo rápido de las fuerzas de adhesión causado por la tasa de filtración más alta.
- Dificultades con la cementación primaria debido al desplazamiento inadecuado del revoque.

Mayor dificultad para bajar el revestimiento. (Vazquez Moreton E, 2007)

Problemas potenciales relacionados con la invasión excesiva de filtrado:

- Daños a la formación causados por la invasión de filtrado y sólidos. La zona dañada está ubicada a una profundidad demasiado grande para que pueda ser reparada mediante perforación o acidificación. Los daños pueden consistir en precipitación de compuestos insolubles, cambios de humectabilidad, cambios de permeabilidad relativa respecto al aceite o al gas, taponamiento de la formación por finos o sólidos, y el hinchamiento de las arcillas in-situ. (Ramirez Hernandez F & Martinez Miranda D, 2020)
- Prueba inválida de muestreo del fluido de la formación. Las pruebas de flujo del fluido de la formación pueden dar resultados que se refieren al filtrado y no a los fluidos del yacimiento.
- Dificultades en la evaluación de la formación causadas por la invasión excesiva de filtrado, la mala transmisión de las propiedades eléctricas a través de revoques gruesos, y posibles problemas mecánicos al bajar y recuperar las herramientas de registro. Propiedades erróneas medidas por las herramientas de registro (midiendo propiedades alteradas por el filtrado en vez de las propiedades de los fluidos del yacimiento).

- Las zonas de aceite y gas pueden pasar desapercibidas porque el filtrado está desplazando a los hidrocarburos, alejándolos del pozo, lo cual dificulta su detección. (Betancur-Márquez & Alzate-Espinosa, 2014)

CONDICIONES OPTIMAS DE FILTRADO Y REVOQUE

Los sistemas de lodo deben estar diseñados para sellar las zonas permeables lo más rápido posible con revoques lisos y delgados. En las formaciones muy permeables con grandes gargantas de poros, el lodo entero puede invadir la formación (según el tamaño de los sólidos del lodo). Para estas situaciones, es necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello. Los agentes puenteantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de la abertura más grande. Dichos agentes puenteantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida y una gran variedad de materiales de pérdida de circulación. (Ramirez Hernandez F & Martinez Miranda D, 2020)

FACTORES QUE AFECTAN LA FILTRACION

El tiempo

Cuando todas las otras condiciones son constantes (presión, viscosidad, permeabilidad), la tasa de filtración y la velocidad de crecimiento del revoque disminuyen progresivamente con el tiempo, de la manera pronosticada por la ley de Darcy. Para pronosticar el volumen de filtrado, V_{F2} , sobre un periodo de tiempo considerado, t_2 , a partir de una medida de filtración, V_{F1} , tomada a un periodo de tiempo, t_1 , el volumen de filtrado captado estará en función de la raíz cuadrada de la relación entre los dos intervalos de tiempo:

Relación entre la perdida de filtrado y la raíz cuadrada del tiempo

$$VF2 = VF1 \sqrt{\left(\frac{t2}{t1}\right)}$$

Donde:

VF2 = Volumen de filtrado desconocido a un tiempo t_2

VF1 = Volumen de filtrado al tiempo t1

t2 = Periodo de tiempo considerado

t1 = Periodo de tiempo para VF1

La relación del volumen de filtrado perdido y la raíz cuadrada del tiempo.

Para la prueba estática se considera esta ecuación para un volumen conocido de VF1 y un tiempo conocido t1 (7.5 min). Tal volumen conocido será el resultado de la prueba estática.

La ecuación para el cálculo de la pérdida de filtrado API a 30 minutos será:

$$VF2 = VF1 \sqrt{\left(\frac{30}{7.5}\right)}$$

$$\mathbf{VF2 = 2 * VF1}$$

El tiempo de la prueba de filtración de API es 30 minutos. En el campo, se suele usar un tiempo de prueba de 7 1/2 minutos y doblar el volumen de filtrado para estimar el valor API a 30 minutos.

La prueba de filtración ATAP de API siempre debe ser realizada durante 30 minutos. Los efectos térmicos y el volumen retenido por la celda hacen que la prueba ATAP de 7 1/2 minutos sea insignificante.

La temperatura

Cuando la temperatura del lodo se incrementa, la pérdida del fluido se incrementará debida a la reducción de la viscosidad del filtrado. Y si un lodo es térmicamente estable, la pérdida de fluido se incrementará en la misma proporción que disminuye la raíz cuadrada de la viscosidad del filtrado.

Cuando un lodo es calentado de 75 a 250 ° F, la viscosidad del filtrado disminuye por un factor de cuatro, resultando en incremento de la pérdida de fluido por un factor de dos. La figura 4 muestra el efecto de la temperatura en la pérdida de fluido.

La presión

El efecto de la presión en la pérdida de filtrado es en gran manera controlada por el contenido coloidal de sólidos en el lodo. Si los sólidos en el revoque son deformables con la presión, como las partículas de arcilla hidratables; el incremento de la presión causara una disminución de la permeabilidad del revoque, lo cual provoca una disminución de la pérdida de filtrado.

Si los sólidos son rígidos como la arena y limos, la permeabilidad no se reducirá bajo presión y el efecto total de la presión se reflejará en la pérdida de filtrado. (Tovar Garcia H & Agudelo Jimenez M, 2016)

EQUIPOS

El primero operado con cartuchos de dióxido de carbono y el segundo operado con un sistema de aire comprimido (ver anexos)

PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

Determinación del volumen de filtrado

Arme el equipo (que será el equipo para utilizar), después de llenar la celda con lodo recién agitado hasta un centímetro del borde superior.

Asegure el conjunto armado en el soporte y ajuste la unidad con el tornillo de seguridad.

Coloque una probeta de 25 ml en el soporte, debajo del tubo de descarga.

Abra la válvula de seguridad del botellón ajustando con la válvula de regulación con una presión de 100 ± 5 psi ó 7 ± 0.3 Kg/cm². Verificar en 30 segundos si existe alguna fuga. Si la hay cierre válvulas y revise conexiones. Si no existe fugas cronometrar el tiempo desde ese momento.

Mida el volumen cada 30 segundos para un tiempo de prueba de 7.5 minutos.

Después de los 7.5 minutos cierre paulatinamente la válvula de seguridad y vuelva la válvula de regulación a su posición máxima.

Mida el volumen final de filtrado en $[\] \pm 0.1 \text{ cm}^3$ de aproximación. Reportar el volumen de filtrado en $\text{cm}^3 / 7.5$ minutos

Determinación del espesor del revoque

Desajustar el tornillo de seguridad y retire el depósito, desarme el equipo y deshágase del lodo.

Tenga cuidado al despegar el papel filtro con el revoque, y lave este con una ligera corriente de agua y de ser necesario deje secar el revoque por una media hora.

Mida el espesor del revoque con un vernier y repórtelo en in.

Anote las características: delgado, grueso, áspero, flexible, gomoso, quebradizo, etc.

REPORTE

El informe o reporte debe contener lo manifestado en los numerales 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4, se presentará en medio magnético y será enviado al correo institucional en el plazo estipulado.

Reporte del ensayo 2

Considerando la imposibilidad de realizar el laboratorio de manera presencial, se recomienda observar el video <https://youtu.be/Zq4wXAEfG14>, y con la información suministrada a continuación en la tabla, realizar los cálculos pertinentes.

Tabla 6. Características del lodo

Ensayo	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6	Grupo 7	Grupo 8
Temperatura	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C
Densidad API	Densidad ppg							
Volumen de filtrado	Instantáneo – ml							
	7,5 min – ml							
	30 min – ml							

pH	Lodo								
	Filtrado								
Revoque	Espesor mm								
	Flexibilidad								
	Apariencia								
Embudo de Marsh	Tiempo seg								
Reómetro de Fann	Ø3								
	Ø6								
	Ø100								
	Ø200								
	Ø300								
	Ø600								
	Ø3 a 10 seg								
	Ø3 a 10 min								
Temperatura		21°C	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C
Densidad API	Densidad ppg								
Volumen de filtrado	Instantáneo ml								
	7,5 min ml								
	30 min ml								
pH	Lodo								
	Filtrado								
Lodo con Controlador de pérdida de filtrado	Revoque	Espesor mm							
		Flexibilidad							
		Apariencia							
Embudo de Marsh	Tiempo seg								
	Ø3								
	Ø6								
	Ø100								
	Ø200								
	Ø300								
	Ø600								
	Ø3 a 10 seg								
Ø3 a 10 min									

Nota: Esta tabla contiene la caracterización de los diferentes ensayos que pueden realizar los estudiantes por medio del lodo con controlador de pérdida de filtrado y lodo sin controlador de pérdida de filtrado. Tabla elaborada por los proyectantes.

CALCULOS

Calcule el volumen de filtrado para 30 minutos.

Grafique:

El volumen de filtrado versus tiempo

El volumen de filtrado versus la raíz cuadrada del tiempo

OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES

Plantee sus observaciones a la experiencia y defina sus conclusiones frente a la fabricación del fluido, a la medición y ajuste de la densidad.

Análisis comparativo de los resultados, incluyendo comparación con los laboratorios anteriores en cuanto a densidad, viscosidad marsh y viscosidad fann.

Análisis comparativo de volumen de filtrado considerando los tipos de lodo

Análisis de las características del revoque obtenido

Conclusiones

CUESTIONARIO

¿Cuándo ocurre la filtración dinámica?

¿Cuándo ocurre la filtración estática y como se mide?

Describa los aditivos usados para el control de filtrado.

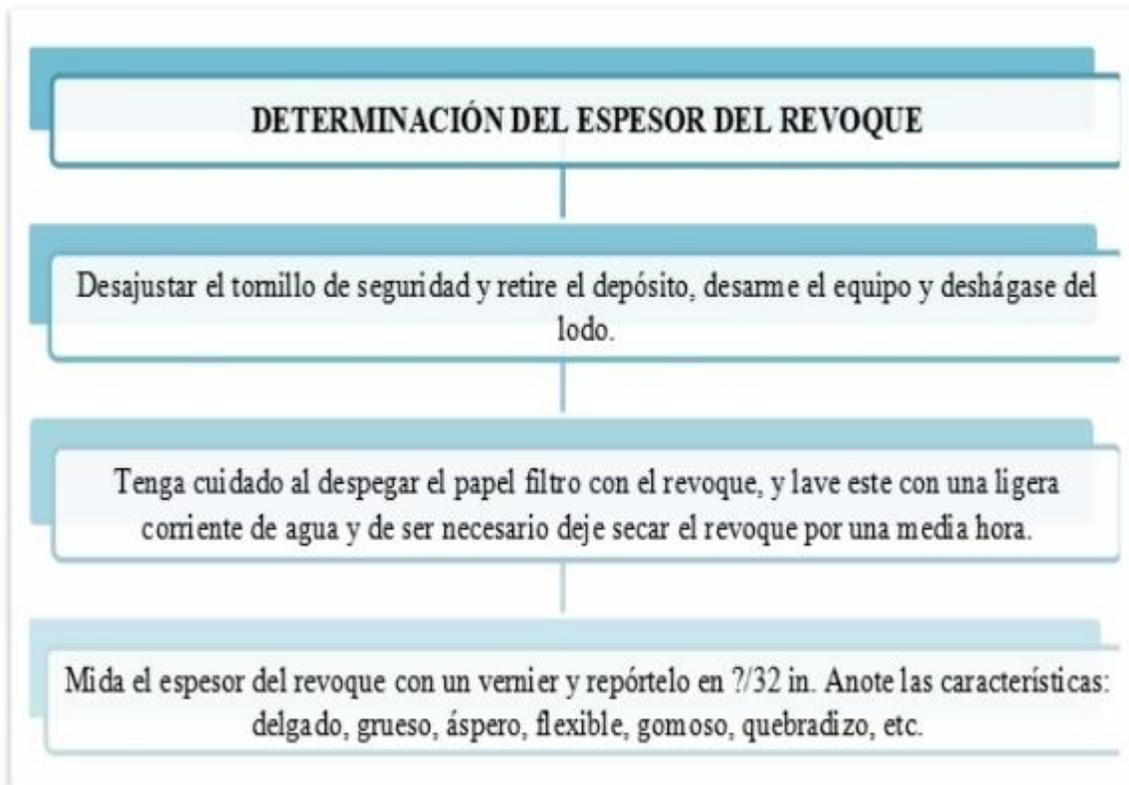
¿Cuándo se puede realizar una prueba HPHT?

¿Cuál es la diferencia entre las pruebas API LPLT y HPHT?

¿Cuál sería un espesor aceptable para el revoque?

¿Cuál es la diferencia entre la pérdida de filtrado de un lodo base agua y base aceite?

DIAGRAMA DE FLUJO



BIBLIOGRAFÍA

Betancur-Márquez, S., & Alzate-Espinosa, G. A. (2014). *MEJORAMIENTO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN USANDO NANOPARTÍCULAS FUNCIONALIZADAS: EDUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE FILTRADO Y DEL ESPESOR DE LA RETORTA OPTIMIZATION OF DRILLING FLUIDS USING FUNCTIONALIZED NANOPARTICLES: LOSS FILTRATION REDUCTION AND THICKNESS MUDCAKE*. 35, 5–14.

Gomez Patiño P. (2017). *DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN MITIGANDO EL DAÑO DE*. 1–114.

Laura Guarachi F. (2015). *GUIAS DE FLUIDOS DE PERFORACION DE LODS*. 1–100.

María, A., & García, F. (2016). *Evaluación de diferentes sistemas de lodos de perforación para disminuir el daño de formación en un Campo de crudo pesado.*

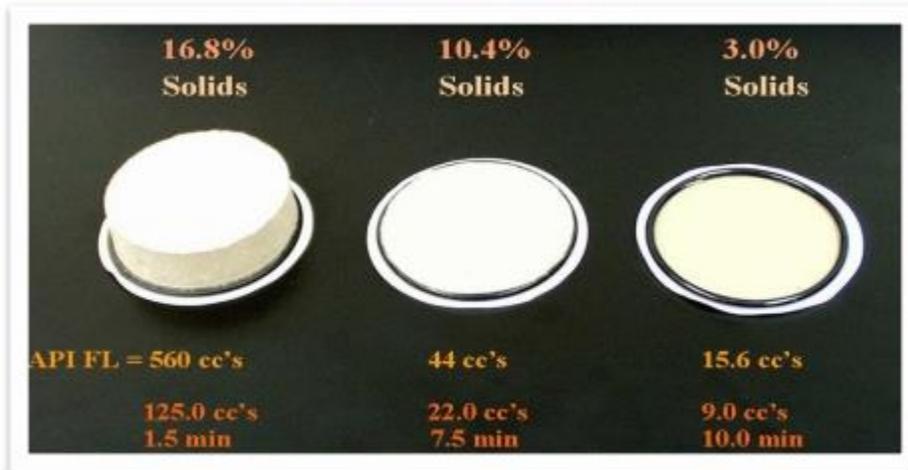
Ramirez Hernandez F, & Martinez Miranda D. (2020). *FLUIDOS DE PERFORACION.* 1–116.

Tovar Garcia H, & Agudelo Jimenez M. (2016). *EVALUACIÓN A NIVEL LABORATORIO DEL COMPORTAMIENTO DE CUATRO PÍLDORAS DE MATERIAL DE CONTROL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS DANIEL HUMBERTO GARCÍA TOVAR CÉSAR MAURICIO JIMÉNEZ AGUDELO Proyecto integral de grado para optar el título de INGENIERO DE PETRÓLEOS.*

Vazquez Moreton E. (2007). *Módulo: Aguas Residuales FILTRACIÓN DE LODOS INDUSTRIALES AUTOR: EDUARDO MORETÓN VÁZQUEZ.*

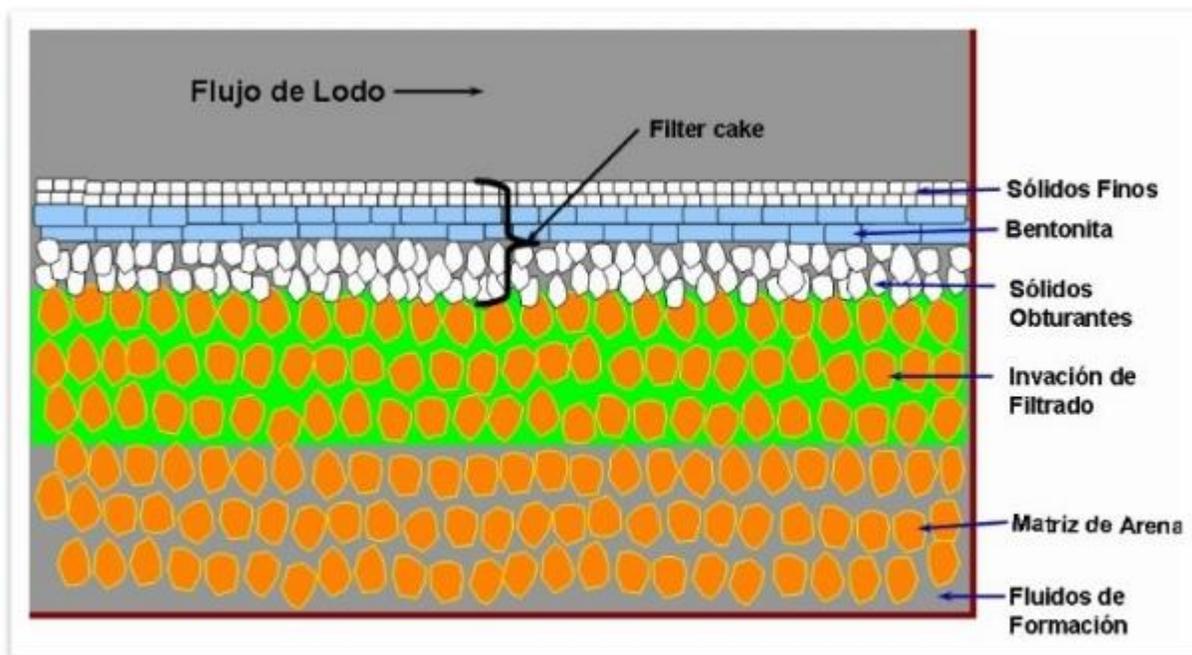
ANEXOS

Figura 1. Ejemplo de revoques en función del porcentaje de sólidos



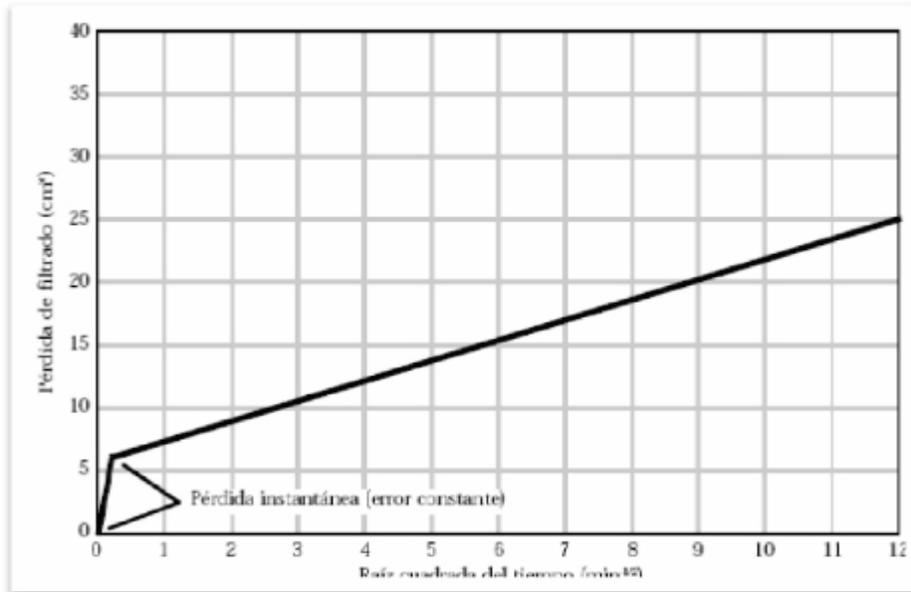
Nota: Esta grafica representa un ejemplo de revoques en función del porcentaje de sólidos. Elaborado por (Laura Guarachi F, 2015)

Figura 2. Características de filtración



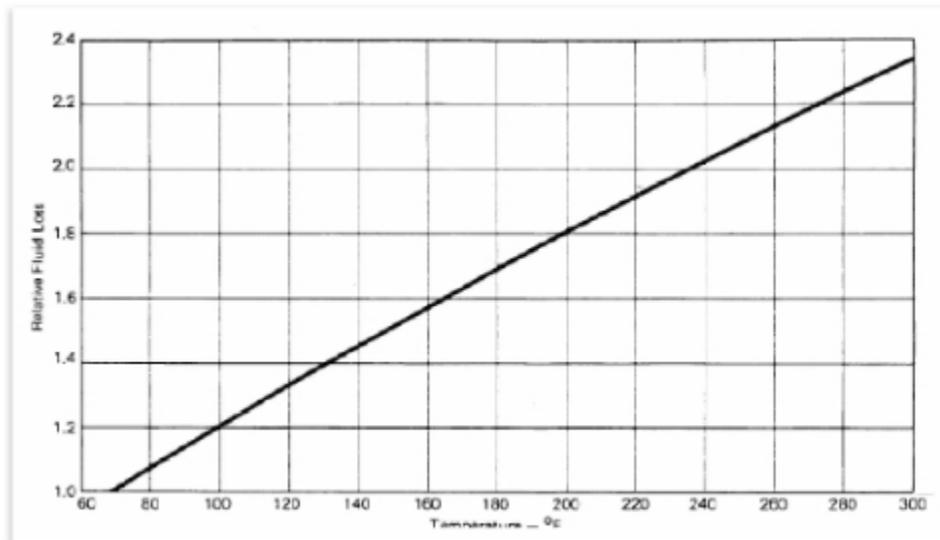
Nota: Esta grafica representa las características de filtración de un lodo, donde se pueden observar sus componentes. Elaborado por (Laura Guarachi F, 2015)

Figura 3. Relación entre la perdida de fluido y la raíz cuadrada del tiempo



Nota: Esta grafica representa la relación entre la perdida de fluido y la raíz cuadrada del tiempo. Elaborado por

Figura 4. Efecto de la temperatura en la perdida de filtrado



Nota: Esta grafica representa efecto de la temperatura en la perdida de filtrado. Elaborado por (Laura Guarachi F, 2015)

Figura 5. Equipo API con cartuchos



Nota: Esta grafica representa el equipo API con cartuchos. Elaborado por (Laura Guarachi F, 2015)

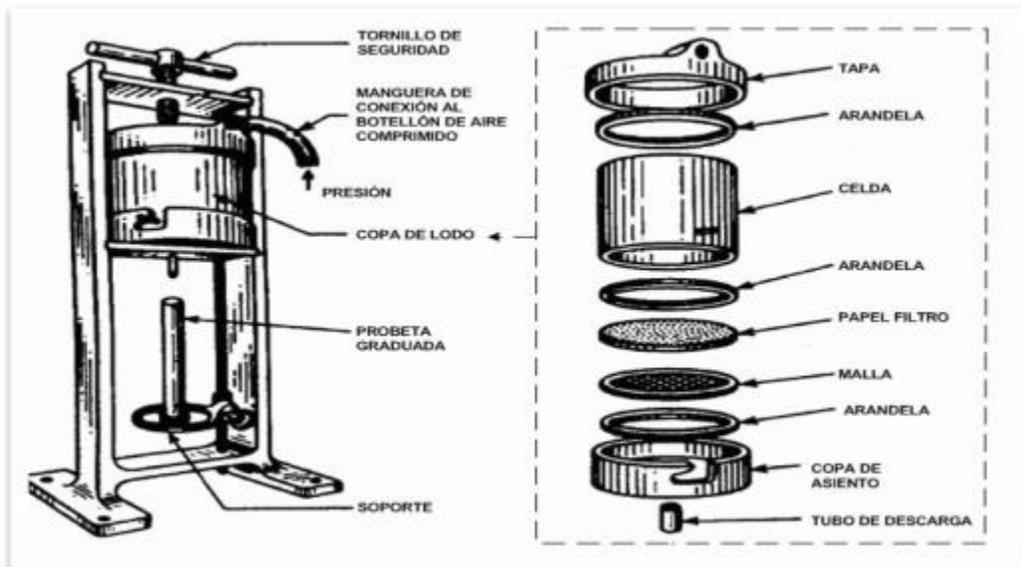


Figura 6. Partes del equipo Filtro Prensa de aire comprimido

Nota: Esta grafica representa las partes del equipo Filtro Prensa de aire comprimido.

Elaborado por (Laura Guarachi F, 2015)

ANEXO. 7 determinación de cloruros

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO
CURRICULAR PREPARACIÓN Y ENSAYOS DE LOS
FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA: PETRÓLEOS

NOMBRE DEL CURSO: FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

ENSAYO DE LABORATORIO: N°7 DE 9

ENSAYO PARA REALIZARSE SEGÚN LA NORMA API 13B-1

**NOMBRE DE LA PRÁCTICA DE LABORATORIO: DETERMINACIÓN DE
CLORUROS**

JUSTIFICACIÓN

La alcalinidad en un lodo de perforación se ve afectada por la presencia de iones bicarbonato (HCO_3), hidroxilo (OH^-) y carbonato (CO_3^{2-}). La mayoría de los fluidos de perforación base agua son alcalinos y trabajan con un rango de pH entre 7,5 y 11,5. Se considera un lodo de bajo pH si éste oscila entre 7,5 y 9,5; y de alto pH si oscila entre 9,5 y 11,5. Es muy normal trabajar con lodos con pH entre 8 y 13, para prevenir la corrosión, activar los aditivos y mantener las propiedades reológicas.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Conocer la afectabilidad de los lodos de perforación ante la presencia de iones y de gases ácidos
- Interpretar las medidas de pH, alcalinidad ante la presencia de diferentes iones.
- Medir la concentración de cloruros por resistividad, en fluidos y revoque. Medición

indirecta por Resistividad.

OBJETIVO ESPECÍFICO

- Reconocer el comportamiento del pH de los fluidos de perforación
- Establecer las relaciones pH alcalinidad de los fluidos de perforación
- Utilizar equipos de medición de pH y de concentración de cloruros
-

MATERIALES Y EQUIPOS

Model Fann 88c – Resistivity Meter

Model Fann 653 B Resistivity Meter

MARCO TEÓRICO

pH Y ALCALINIDAD

Definición.

Los ácidos son calificados de fuertes o débiles conforme a la concentración de iones hidrógeno H⁺. en tanto que una base es calificada de fuerte o débil según la cantidad de la molécula que es disociada con iones hidroxilo OH⁻ en la solución.

A qué apuntan el pH y la alcalinidad

Una solución en la cual, H⁺ > OH⁻ se denomina como ácida, en tanto que si H⁺ < OH⁻ se denomina alcalina o básica. Por lo que, a mayor presencia de átomos de hidrógeno, más acidez tendrá la sustancia y el valor de pH disminuye.

$$\text{pH} = -\log_{10} [\text{H}^+] = \log \left[\frac{1}{[\text{H}^+]} \right]$$

Las condiciones de equilibrio químico en un fluido marcan la estabilidad de sus características. A manera de ejemplo si se analiza el efecto de la perforación de formaciones

evaporíticas, salinas, calcáreas u horizontes acuíferos con altas concentraciones de sales, es probable que se aprecie una subida en el pH y que el resultado sea la floculación del lodo, con la consecuente sedimentación de la fase sólida junto a los cortes que se transporten. Generalmente un pH alcalino ($\text{pH} > 8$) es normal en un fluido de perforación e irá disminuyendo a medida que el lodo se va envejeciendo por su uso, debido a la adsorción de CO_2 de la atmósfera.

La alcalinidad en un lodo de perforación se ve afectada por la presencia de iones bicarbonato (HCO_3^-), hidroxilo (OH^-) y carbonato (CO_3^{2-}). La mayoría de los fluidos de perforación base agua son alcalinos y trabajan con un rango de pH entre 7,5 y 11,5. Se considera un lodo de bajo pH si éste oscila entre 7,5 y 9,5; y de alto pH si oscila entre 9,5 y 11,5. Es muy normal trabajar con lodos con pH entre 8 y 13, para prevenir la corrosión, activar los aditivos y mantener las propiedades reológicas.

Un cambio en una unidad de pH en un fluido de perforación corresponde a un aumento de 10 veces la concentración de iones hidrógeno.

Causas de la reducción del pH de un fluido de perforación

Contaminación o influjo de agua, disminuyen el pH

Incorporación de Carbonato o bicarbonato, reducen el pH

Incorporación al fluido de gases ácidos como el CO_2 y H_2S , disminuyen el pH y afectan la reología del fluido, ya que incrementan la viscosidad plástica, el punto cedente y la fuerza de gel; en tanto que disminuyen los valores de P_m y P_f por la pérdida de pH

Por el contrario, el pH aumenta en presencia de anhídrita, debido a la neutralización ejercida sobre los iones hidrógeno del lodo, lo cual es posible contrarrestar al aumentar el pH del lodo cuando se sabe que se perforará formaciones con anhídrita. (Smith, 1976)

Lodo tamponado (buffered mud)

La Es un tipo de fluido de perforación que contiene los 3 componentes, agua, ácido o base débil y sal del ácido o base débil, que forman un tampón químico, ya sea por diseño o por

casualidad. El tampón es el resultado de la reacción de los componentes con los iones OH^- y H^+ añadidos, formando compuestos levemente solubles o ionizados.

Junto al agua, para formar una solución tampón se requieren iones de otros productos como bicarbonatos, carbonatos, lignitos, lignosulfonatos, silicatos y sulfuros. Los sólidos de arcilla operan como buffer debido a su capacidad de aceptar o donar iones H^+ en su superficie. En un sistema de lodo tamponado, la concentración de iones H^+ y OH^- es mantenida relativamente constante porque están en equilibrio con uno de los otros compuestos, incluso con la adición de ácidos o bases. El pH en un lodo tamponado no aumentará tan rápido como es de esperarse al aplicarle soda cáustica. (American Petroleum Institute, 2005)

Alcalinidad de un lodo de perforación

Está relacionada con la concentración de los iones OH^- , CO_3^{2-} y HCO_3^- presentes en el fluido de perforación. Se habla de una solución alcalina cuando los iones hidroxilo excede la cantidad de iones hidrógeno y cuando son iguales, se habla de una solución neutra. Cuando se habla de la alcalinidad de una solución se habla de la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. La alcalinidad del lodo (P_m) permite medir el total de iones hidroxilo presentes en el fluido de perforación y además considera el exceso de cal libre y se determina por un proceso de titulación con fenolftaleína como indicador, para identificar el P_f (alcalinidad del filtrado a 8.3) se usa igualmente la fenolftaleína como indicador y para el M_f (alcalinidad de filtrado a 4.3) el indicador es el naranja de metilo. Estos valores de P_m , P_f y M_f miden la cantidad de una solución ácida estándar requerida para neutralizar la acidez presente en el fluido de perforación. Con estos datos se estima las concentraciones de iones OH^- , CO_3^{2-} y HCO_3^- presentes. Con estos valores de alcalinidad de filtrado P_f y del lodo, se puede evaluar el exceso de cal que contiene el lodo. (Tovar Garcia H & Agudelo Jimenez M, 2016)

Diferencia entre el potencial de hidrogeno y alcalinidad

A pesar de estar estrechamente relacionadas, el pH y la alcalinidad no son lo mismo. El pH indica qué tan ácido o básico es un fluido y la alcalinidad determina el ion o los iones responsables de esa acidez o basicidad.

Conocer la reciprocidad entre el pH y la alcalinidad es factor primordial en la determinación de los diferentes contaminantes de un fluido de perforación. A continuación, se presenta la concordancia entre los valores de pH y Pf, aunque es oportuno aclarar que los agentes amortiguantes (Buffer) pueden desviar estos valores. (American Petroleum Institute, 2005)

Tabla 1. Ph vs Pf con sus respectivas trazas

pH	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0	10.5	11.0	11.5	12.0	12.5	13.0
Pf	Trazas	0.10	0.25	0.30	0.50	0.70	0.80	1.00	3.00	5.00	7.00

Nota: Esta tabla contiene el Ph y sus respectivo Pf con sus trazas. Tomado de (Smith, 1976)

Efectos de la alcalinidad de un lodo de perforación

A pesar de estar estrechamente relacionadas, el pH y la alcalinidad no son lo mismo. El pH indica qué tan ácido o básico es un fluido y la alcalinidad determina el ion o los iones responsables de esa acidez o basicidad. La alcalinidad del fluido de perforación influye notablemente en el comportamiento de las arcillas. A bajos valores de potencial de hidrógeno, los bordes rotos de las partículas tienen más cargas positivas que negativas, lo contrario sucede cuando valores del pH son alto. Es por esto que se busca mantener valores de pH por encima de 7.0 para asegurar que las arcillas se encuentren cargadas negativamente, lo que hace que la interacción electrostática sea mínima. En tanto que un pH menos a 7.0 va a incrementar la asociación cara – borde de las partículas de arcilla. Si los lodos presentan problemas de carbonatos y bicarbonatos, las propiedades reológicas: viscosidad y resistencia de gel, se elevan, la pérdida de filtrado puede aumentar y no responden a tratamientos normales. En el caso de las emulsiones inversas y en lodos 100% aceite, el exceso de cal es utilizado como secuestrante de gases ácidos (H₂S y CO₂), ya que son altamente corrosivos. (Tovar Garcia H & Agudelo Jimenez M, 2016)

El tratamiento químico preferido para la remoción de carbonatos es su precipitación como carbonatos de calcio insolubles en lodos base agua. (Smith, 1976)



Los bicarbonatos deben ser convertidos mediante adición de iones hidroxilo



La conversión de bicarbonatos a carbonatos comienza a un pH de 8.3, la mayor parte de esta transformación ocurre al llegar a un pH de 10,3. El bicarbonato restante es cambiado a carbonato antes de alcanzar un pH de 11.4. (Smith, 1976)

Para conocer la cantidad de agente tratante a utilizar que reacciona con un EPM del contaminante.

Tabla 2. Compuestos y sus EPM

Compuesto	Lbm&/Bbl para reaccionar con un EPM
Cal	0.01295
Yeso	0.03010
Soda Ash	0.01855
Bicarbonato de sodio	0.02940

Nota: Esta tabla contiene elementos su respectivo MPV. Tomado de (Smith, 1976)

$$\text{EPP} = \text{ppm} / \text{PE}$$

$$\text{PE} = \text{Peso molecular} / \text{carga total de cationes}$$

$$\text{PE} = \text{Peso atómico} / \text{carga del ion}$$

Tabla 3. Elementos con sus respectivos símbolos, pesos atómicos y valencia

Elemento	Simbolo	Peso Atómico	Valencia
Azufre	S	32.1	-2

Calcio	Ca	40.1	2
Carbono	C	12	4
Cloro	Cl	35.5	-1
Hidrógeno	H	1	1
Oxígeno	O	16	-2
Patasio	K	39.1	1
Sodio	Na	23	-2

Nota: Esta tabla contiene elementos, simbología, peso atómico y número de valencia.

Tomado de (Smith, 1976)

Para conocer la cantidad de agente tratante a utilizar que reacciona con un EPM del contaminante. Para los lodos base aceite se usa la cal hidratada para mantener su alcalinidad en un nivel aceptable. Se requiere mantener el pH del OBM entre 8.5 – 10 para mejor control de corrosión y mejor desarrollo de los emulsificadores, aunque se esperan valores de alcalinidad más altos que en los WBM ante formaciones con presencia de gases ácidos, en cuyo caso el comportamiento del lodo (OBM) es más eficiente considerando la capacidad de mantener una mayor reserva de limos y arcillas. El rango usual de alcalinidad de naranja de metilo del OBM es de 0.5 a 1.0 cm³, sin embargo, un valor de 2.0 puede considerarse aceptable cuando se espera la presencia de H₂S y CO₂. (Tovar Garcia H & Agudelo Jimenez M, 2016)

La interpretación simultánea de Pf y Mf en los lodos de perforación, permite la determinación del origen y grado de la alcalinidad del filtrado, como se puede apreciar en la tabla siguiente:

Tabla 4. Alcalinidad con sus respectivos iones

Alcalinidad	OH ⁻	CO ₃ ⁻²	HCO ₃ ⁻
Pf = 0	0	0	20Pf
Pf = Mf	20Pf	0	0
2Pf = Mf	0	40 Pf	0
2Pf < Mf	0	40 Pf	20(Mf - 2 Pf)

$$\frac{2Pf > Mf \quad 20(2Pf - Mf) \quad 40(Mf - Pf) \quad 0}{\text{-----}}$$

Nota: Esta tabla contiene elementos la alcalinidad con su respectivos iones y valores. Tomado de (Smith, 1976)

En general, los carbonatos predominan cuando el Pf es aproximadamente la mitad del Mf y el pH es igual o mayor a 10,3, mientras que los bicarbonatos están presentes en lodos con pH menos a 10.3 y Mf alto. En resumen, los Pf están asociados con los carbonatos, en tanto que los Mf lo están con los bicarbonatos. (Salazar f., 2015)

Si se logra establecer la fuente de la alcalinidad en un lodo de perforación, es muy probable que se pueda intuir el comportamiento de sus propiedades.

Tabla 5. *Items con sus respectivos símbolos iones, existencia y características del lodo*

Item	Si existe	Características del lodo
1	OH^-	Estable, buenas condiciones
2	OH^- y CO_3^{2-}	Estable, buenas condiciones
3	CO_3^{2-}	Inestable, puede ser controlado
4	CO_3^{2-} y HCO_3^-	Inestable, difícil de controlar
5	HCO_3^-	Malas condiciones, muy difícil de controlar

Nota: Esta tabla contiene los ítems, iones y sus respectivas características con forme a su composición. Tomado de(Smith, 1976)

Tabla 6. Elementos con sus respectivos símbolos, pesos atómicos y valencia

Alcalinidad	ION	EPM	ppm
Pf	HCO_3^-	20Mf	1.220Mf
Pf = Mf	HCO_3^-	20(Mf - 2Pf)	1.220Mf (Mf - 2Pf)
	CO_3^{2-}	4 Pf	1.220Pf
2Pf = Mf	CO_3^{2-}	40 Pf	1.220Pf
2Pf > Mf	CO_3^{2-}	40(Mf - Pf)	1.200 (Mf - Pf)
	OH^-	20(Mf - Pf)	340(2Pf - Mf)

2Pf = Mf

OH⁻

20Pf

340Pf

Nota: Esta tabla contiene elementos, simbología, peso atómico y número de valencia. Tomado de (Smith, 1976)

Con base en los valores de Pf y Mf, es posible conocer cualitativamente cuál ion o iones están presentes y originan la alcalinidad del fluido de perforación.

CLORUROS EN LODOS DE PERFORACION

Cloruros del lodo de perforación

Cuando se habla de cloruros en lodos, se hace referencia a la cantidad de iones cloro presentes en el filtrado del fluido de perforación.

El cloruro proviene de la sal de formaciones o estratos, capas discontinuas, agua de preparación, aditivos o corrientes de agua salada. Por lo cual es imprescindible mantener un control de su concentración, ya que si hay algún cambio es indicativo de la perforación de una formación salina o está ocurriendo un influjo. Los cloruros pueden obtenerse por la reacción de una base (óxido, hidróxido, carbonato, etc) y ácido acético. De igual manera pueden ser la resultante de la combinación del gas cloro (ion negativo) con un metal (ion positivo). Los cloruros inorgánicos contienen el anion Cl⁻, por consiguiente, son sales del ácido clorhídrico (HCl), en tanto que, en los cloruros inorgánicos, el cloro está unido directamente a un átomo de carbono y el enlace es covalente. (American Petroleum Institute, 2005)

Afectación del lodo de perforación ante la presencia de cloruros

Para los lodos base agua (WBM) la elevada concentración de cloruros causa estragos en sus propiedades reológicas, floculando el lodo, aunque como aditivo se usa para el control y estabilidad de las arcillas.

El contenido de cloruros en OBM puede ser mantenido por la adición de sales como la de cloruro de potasio (KCl) y cloruro de sodio (NaCl). Generalmente se recomienda usar entre 3 y 4% de KCl para perforaciones normales; sin embargo, se puede necesitar el aumento de

la concentración de sales cuando se perforan arcillas reactivas.

Existen diversos métodos para la medición de cloruros en fluidos de perforación, entre los que se destacan el método químico y el método que se desarrolla en esta guía que es utilizando equipos de resistividad e indirectamente se mide la concentración de cloruros. (Gomez Patiño P, 2017)

EQUIPOS

MODEL FANN 88C – RESISTIVITY METER

Se utiliza para medir la resistividad de fluidos, lodos o semisólidos

Estos instrumentos de resistividad cuentan con electrónica de estado sólido y están diseñados para satisfacer las necesidades del personal de campo y laboratorio para la medición de resistividad de acuerdo con la práctica recomendada API 13B-1. La conductividad del medio que se mide se obtiene tomando el recíproco de la medición de resistividad.

El medidor de resistividad modelo 88C es adecuado para filtrados, lodos, tortas de filtración o lodos y proporciona una lectura digital directa de resistividad en tres rangos: 2, 20 y 200 ohm-metros metros². (Usando la tabla de resistividad (Figura 4-1), 2009)

Una sonda de temperatura incorporada proporciona una medición directa de la temperatura de la muestra en la celda transparente. El instrumento presenta una alta precisión y tiene un circuito de prueba incorporado para verificar la calibración. Está empaquetado en una caja ligera de polipropileno de alta densidad y es adecuado para pruebas en el sitio. Los eliminadores de batería opcionales están disponibles para su uso con el modelo 88C. (Smith, 1976)

Especificaciones

Dimensiones - 2.8 X 5.1 X 8.3 pulgadas (71 X 130 X 210 mm)

Peso - 4 lbs (1.8 kg)

Fuente de alimentación - Baterías, 4 - 9 voltios,

Rango alcalino - .005 - 199 ohm-metros

MODEL FANN 653 B RESISTIVITY METER

Cumple con la práctica recomendada API 13B-1, ANSI / API 13B-1 / ISO 10414-1

Los medidores de resistividad son medidores electrónicos utilizados para medir la resistividad de fluidos, lodos o semisólidos. Estos instrumentos cuentan con electrónica de estado sólido y están diseñados para satisfacer las necesidades del personal de campo y laboratorio para la medición de resistividad de acuerdo con la práctica recomendada API 13B-1. La conductividad del medio que se mide se obtiene tomando el recíproco de la medición de resistividad. (American Petroleum Institute, 2005)

El Medidor de resistividad modelo 653B es un medidor electrónico de estado sólido que se usa para medir la resistividad de fluidos, lodos o semisólidos que tienen resistividades de 2 0.01 a 10 ohm-metros / metros². El instrumento presenta una celda de muestra transparente con un termómetro incorporado. Está empaquetado en una caja ligera de polipropileno de alta densidad y es adecuado para pruebas en el sitio. (Smith, 1976)

5.1.4 Especificaciones

Dimensiones - 3.1X 3.7 X 6.2 pulgadas (80 X 95 X 158 mm)

Peso - 3.25 lbs (1.5 kg)

Fuente de alimentación - Batería,

Rango de 9 voltios - 0.01 - 10 ohm-metros

PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

METODO 1. MODEL FANN 88C – RESISTIVITY METER

Medición resistividad de fluidos: Este procedimiento explica cómo medir la resistividad de líquidos, filtrados y fluidos de perforación.

Retire la celda de muestra del medidor de resistividad y llénelo con la muestra a analizar.

Cuando llene la celda con filtrado, rellene y descargue el muestreador varias veces antes del llenado final. Tenga cuidado de que no quede con burbujas de aire.

Vuelva a colocar la celda de muestra en los pasadores del medidor.

Inserte la sonda de temperatura en la pared en la celda de muestra, configure el MODO cambie a TEMP y permita que la lectura de temperatura se estabilice. Esto tomará al menos tres minutos si el medidor y la muestra no están a temperatura ambiente.

Establezca el interruptor MODE en RESISTANCE, lea y registre la resistividad en ohmio-metros.

Retire la celda de muestra y límpiela con agua destilada. Si es necesario, usa un limpiador de tuberías y jabón suave para limpiar el orificio de la celda.

Usando el nomograma (Figura 4-1), convierta la resistividad en ohmios-metros a concentración de cloruros.

Medición de resistividad de muestras semisólidas: Este procedimiento explica cómo medir la resistividad de muestras semisólidas, como revoque y sólidos de lodo

Prepare muestras de contenido de humedad uniforme.

Llene la ranura en la superficie externa de la celda por completo con una muestra semisólida.

Siga los pasos 2 a 6 de 4.1 Muestras de fluido.

METODO 2: MODEL FANN 653 B RESISTIVITY METER

Medición de resistividad de muestras semisólidas: Este procedimiento explica cómo medir la resistividad de muestras semisólidas, como revoque y sólidos de lodo.

La tabla de resistividad (**Figura 4- destilada u otro medio acuoso sin sal**) como base de medición. La concentración de sales de carbonato, sales de calcio y sales de hidroxilo se

puede encontrar en tablas de conductancia para soluciones acuosas.

Muestras de fluido: Este procedimiento explica cómo medir la resistividad de líquidos, filtrados y fluidos de perforación.

Retire la celda de muestra y llénela con la muestra a analizar. Llene y descargue la celda de muestra varias veces antes del llenado final. Para llenar el muestreador, use la bola de succión para introducir la muestra en la celda. Asegúrese de que no haya burbujas en la muestra.

Vuelva a colocar la celda de muestra en los pasadores del medidor. Asegúrese de que la muestra llene el área entre las dos columnas de metal en la celda. Si la muestra no está a temperatura ambiente, espere a que la temperatura de la muestra y la celda alcancen el equilibrio.

Presione el interruptor negro para calibrar el medidor. Use el control ADJ para ajustar el medidor a la posición ADJ.

Presione los interruptores negro y rojo al mismo tiempo. Luego lea la resistividad directamente del medidor en ohmios-metros.

Lea la temperatura de la muestra como se muestra en el termómetro en la celda pared.

Retire la celda de muestra y límpiela con agua destilada. Si es necesario, usa un limpiador de tuberías y jabón suave para limpiar el orificio de la celda. No use solventes para limpiar la celda.

Usando la tabla de resistividad (Figura 4-1), convierta la resistividad en ohmios-metros a concentración de cloruros.

Muestras semisólidas: Este procedimiento explica cómo medir la resistividad de muestras semisólidas, como revoque y sólidos de lodo.

Prepare muestras de contenido de humedad uniforme.

Retire la celda de muestra del medidor de resistividad.

Rellene completamente la ranura en la superficie externa de la celda con muestra semisólida.

Vuelva a colocar la celda de muestra en los pasadores del medidor. Asegúrese de que la muestra llene el área entre las dos columnas de metal en la celda. Si la muestra no está a temperatura ambiente, espere a que temperaturas de la muestra y la venta para alcanzar el equilibrio.

Presione el interruptor negro para calibrar el medidor. Use el control ADJ para configurar el medidor a la posición ADJ.

Presione los interruptores negro y rojo al mismo tiempo. Luego lee la resistividad directamente desde el medidor en ohmios-metros.

Lea la temperatura de la muestra como se muestra en el termómetro en la celda pared.

Retire la celda de muestra y límpiela con agua destilada. Si es necesario, usa un limpiador de tuberías y jabón suave para limpiar la ranura. No use solventes para limpiar la celda.

Usando la tabla de resistividad (Figura 4-1), convierta la resistividad en ohmios-metros a concentración de cloruros.

CALIBRACION

Presione el interruptor negro para calibrar el medidor. Use el control ADJ para configurar el medidor la posición ADJ. Una calibración completa requiere un kit de calibración. El kit de calibración (P/N 210179) está disponible para venta por separado

LIMPIEZA

Siempre limpie la celda inmediatamente después de hacer una medición. No use solventes

para limpiar la celda. Evite arañar la superficie de la celda.

Purgue la celda con agua destilada hasta que esté limpia.

Si es necesaria una limpieza adicional, use un limpiador de tuberías y jabón suave.

Después de su uso, siga estos pasos para limpiar completamente la celda.

Sumerja el orificio de la celda en la solución de limpieza (N/P 210181) durante 2 a 3 horas.

Frote con un limpiador de tuberías.

Enjuague con agua destilada.

Seque la celda con un limpiador de tuberías limpio.

SOPORTE

El informe o reporte debe contener lo manifestado en los numerales 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4, se presentará en medio magnético y será enviado al correo institucional en el plazo estipulado.

Reporte del ensayo: Considerando la imposibilidad de realizar el laboratorio de manera presencial, se recomienda observar el video: <https://www.youtube.com/watch?v=mp6E7g8iXyg&t=1s>; y con la información suministrada a continuación en la tabla, realizar los cálculos pertinentes.

Tabla 6. Características del lodo y resistencia de los equipos FANN 88C y FANN 653

Grupo	Lodo		°C	Fann 88c	Fann 653	pH
				Resistividad	Resistividad	
				Ohm-m	Ohm-m	
1	Lodo con arena al 5% en volumen	ORIGINAL	21	0.11	0.12	8.9
		+ 2 GR SAL	21	3.51	3.48	11.5
2	Lodo con arena al 5% en volumen	ORIGINAL	21	0.15	0.16	8.9
		+ 2 GR SAL	21	2.64	2.48	10.5

3	Lodo con arena al 5% en volumen	ORIGINAL	21	0.89	0.95	9.3
		+ 2 GR SAL	21	4.01	3.98	12.1
4	Lodo con arena al 5% en volumen	ORIGINAL	21	1.00	0.79	9.2
		+ 2 GR SAL	21	3.58	3.65	12.3
5	Lodo con arena al 5% en volumen	ORIGINAL	21	0.99	0.87	9.4
		+ 2 GR SAL	21	4.05	4.25	13.0
6	Lodo con arena al 5% en volumen	ORIGINAL	21	0.65	0.64	9.1
		+ 2 GR SAL	21	3.45	3.36	11.4
7	Lodo con arena al 5% en volumen	ORIGINAL	21	0.35	0.45	8.9
		+ 2 GR SAL	21	2.99	3.15	11.1
8	Lodo con arena al 5% en volumen	ORIGINAL	21	0.78	0.82	9.1
		+ 2 GR SAL	21	3.11	3.15	12.1

Nota: Esta tabla contiene la caracterización de los diferentes ensayos que pueden realizar los estudiantes por medio de los equipos *FANN 88C* y *FANN 653*. Para los diferentes equipos. Tabla elaborada por los proyectantes.

CALCULOS

Con los valores de pH de cada lodo, calcule su alcalinidad.

Calcule los valores de concentración de cloruros para todos los lodos analizados, utilizando la gráfica de soluciones de cloruro de sodio.

OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES

Plantee sus observaciones a la experiencia y defina sus conclusiones frente a la medición de contenido de cloruros.

Análisis comparativo de los resultados, incluyendo comparación con los laboratorios anteriores.

Análisis comparativo considerando los tipos de lodo

Conclusiones

CUESTIONARIO

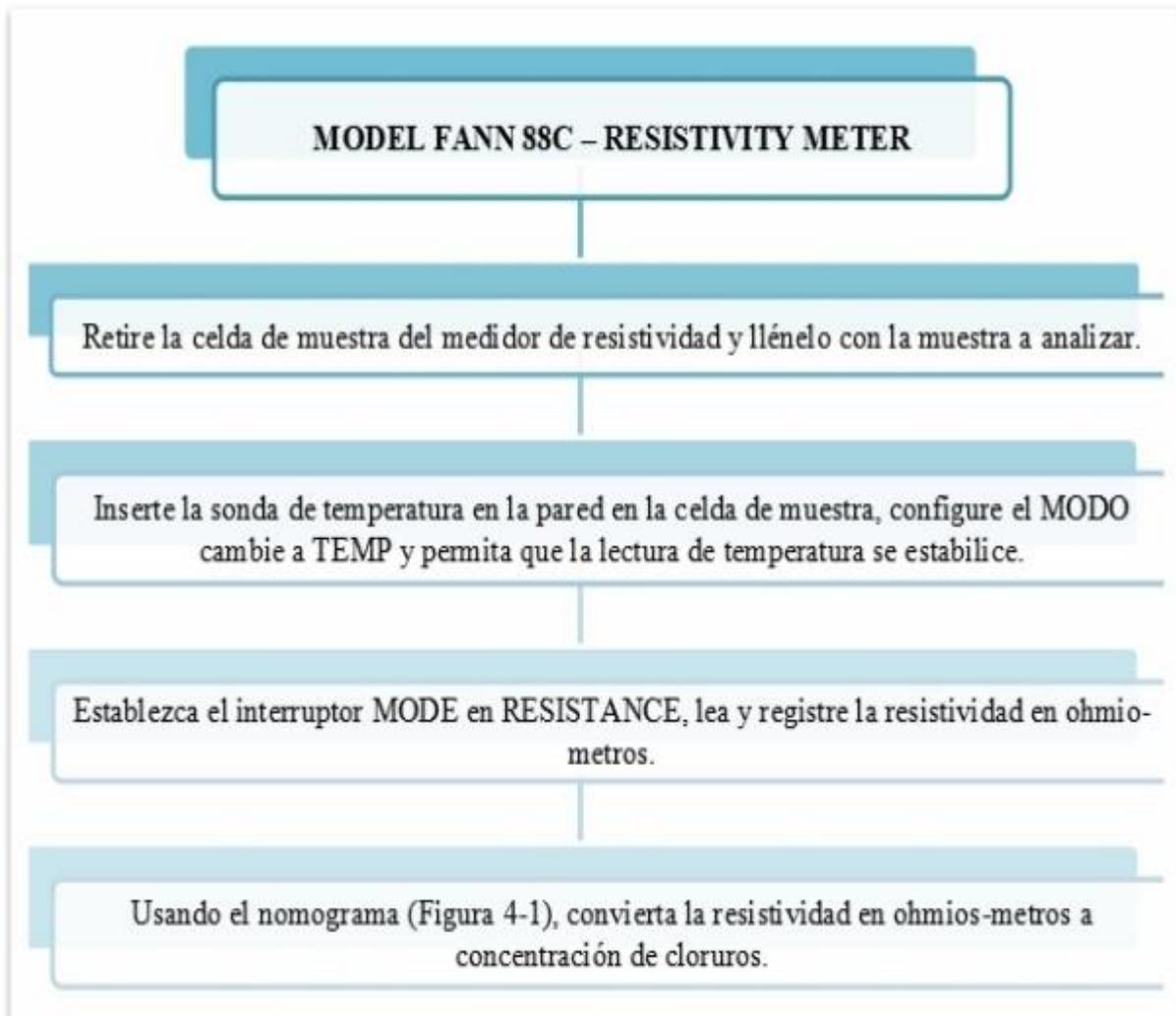
Con la ayuda de un diagrama de flujo, indique los siguientes procedimientos de laboratorio para los ensayos químicos, consultando en la documentación de la referencia bibliográfica.

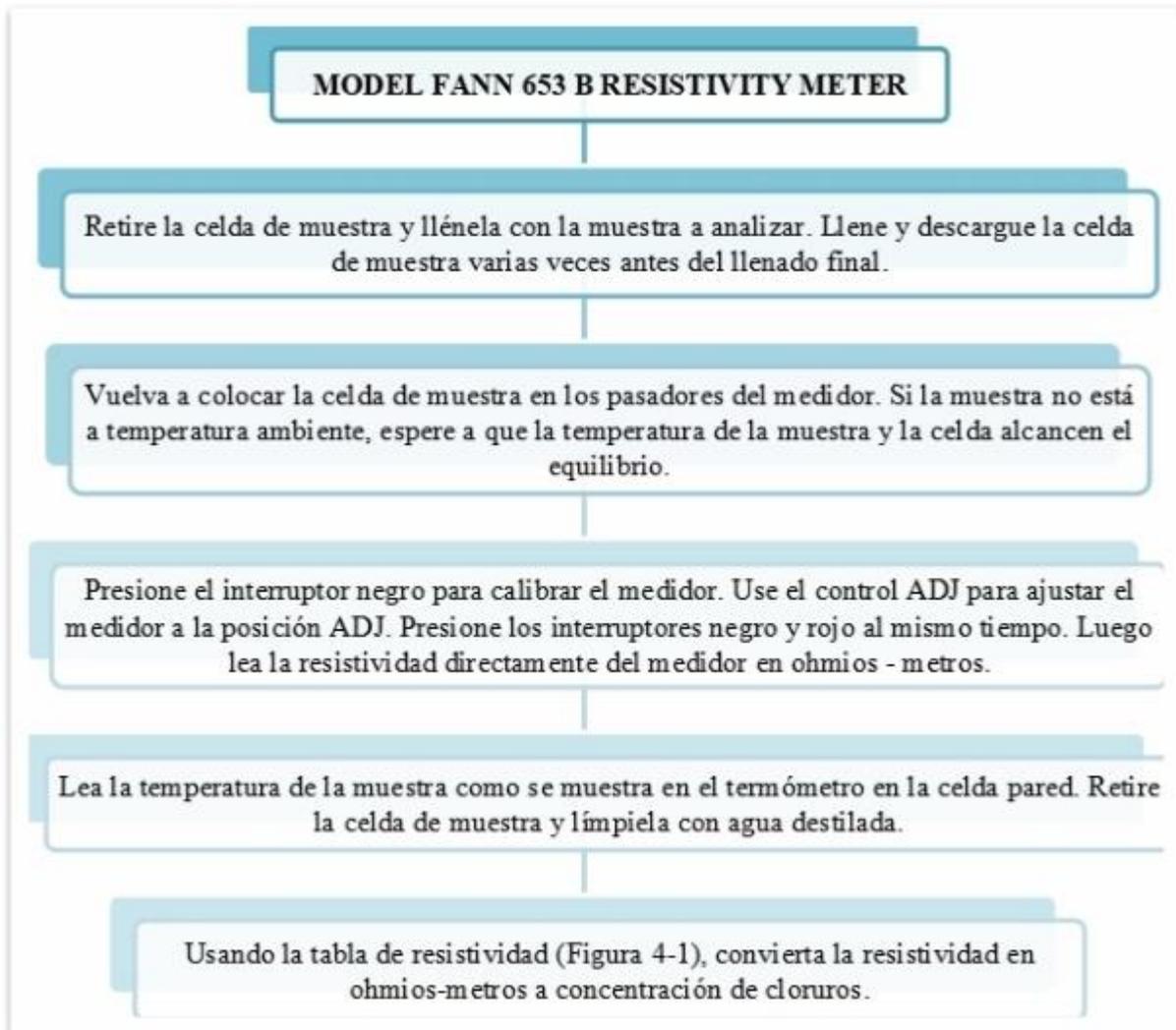
- a. Ensayos de alcalinidad**
- b. Ensayos de cloruros**
- c. Ensayos de dureza**
- d. Ensayo de exceso de cal**

Considerando los valores de alcalinidad calculados y los valores de cloruros y pH obtenidos, plantee sus apreciaciones respecto a:

- a. ¿Qué se puede esperar de la estabilidad de las propiedades del lodo?**
- b. ¿Es probable definir los iones presentes en el lodo con la información suministrada?**
- c. En caso de que la respuesta a la pregunta 2 sea negativa, ¿cuál sería la información mínima requerida para poderlo hacer?**

DIAGRAMA DE FLUJO





BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute. (2005). *Recommended Practice for Field Testing of Oil-based Drilling Fluids API RECOMMENDED PRACTICE 13B-2 FOURTH EDITION, MARCH 2005.*

Gomez Patiño P. (2017). *PRUEBAS DEL LABORATORIO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.* 1–114.

Salazar f., A. J. (2015). *Practicas Recomendadas para Ensayos de Cementacion de Pozos*

(pp. 1–83).

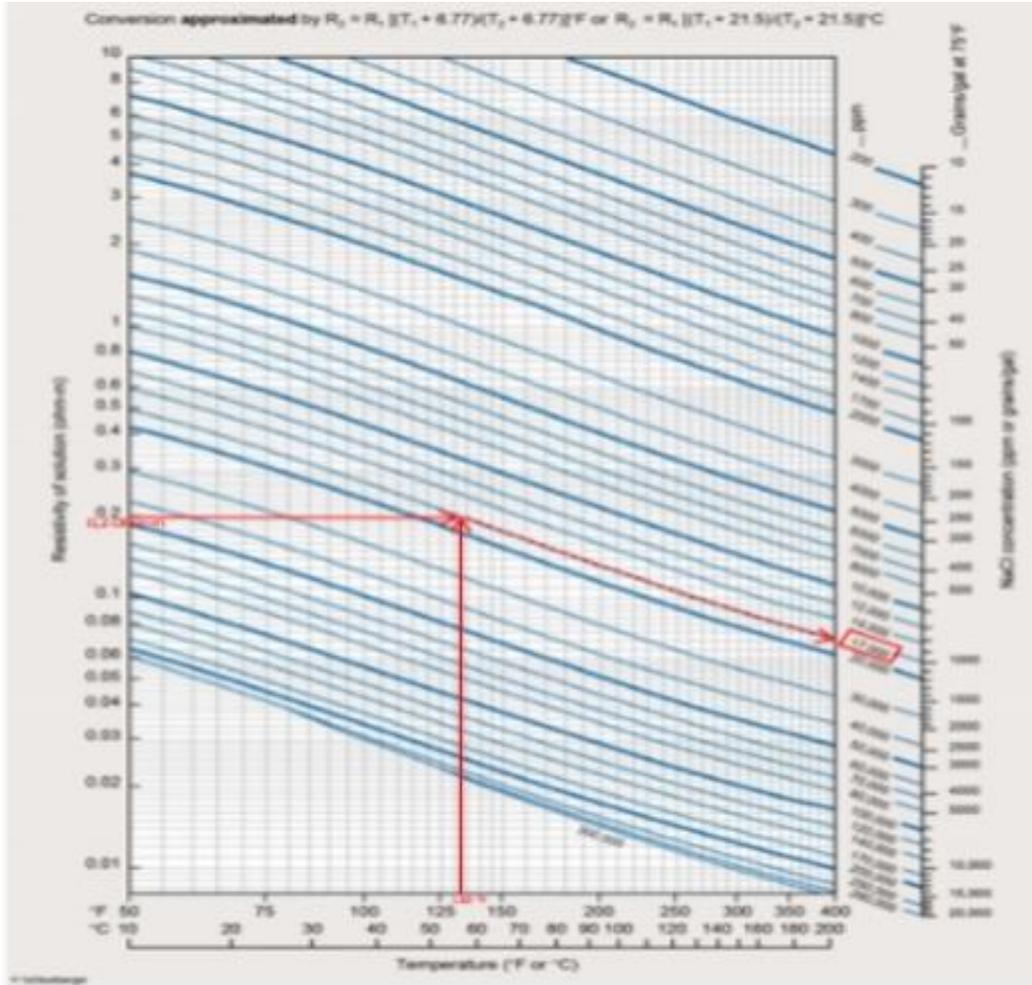
Smith, D. K. (1976). *CEMENTING* (2nd ed., Vol. 4).

Tovar Garcia H, & Agudelo Jimenez M. (2016). *EVALUACIÓN A NIVEL LABORATORIO DEL COMPORTAMIENTO DE CUATRO PÍLDORAS DE MATERIAL DE CONTROL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS DANIEL HUMBERTO GARCÍA TOVAR CÉSAR MAURICIO JIMÉNEZ AGUDELO Proyecto integral de grado para optar el título de INGENIERO DE PETRÓLEOS.*

Usando la tabla de resistividad (Figura 4-1), convierta la resistividad en ohmios-metros a concentración de cloruros. (2009). *Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids ISO 10414-1:2008 (Identical), Petroleum and natural gas industries-Field testing of drilling fluids-Part 1: Water-based fluids.*

ANEXOS

Figura 1. Grafica de resistividad (figura 4 – 1)



Nota: Esta Grafica contiene la caracterización de los diferentes ensayos que pueden realizar los estudiantes por medio de los equipos *FANN 88C* y *FANN 653*. Para los diferentes equipos. Tabla elaborada por los proyectantes.

ANEXO 8. Determinación d contenido de arena

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO
CURRICULAR PREPARACIÓN Y ENSAYOS DE LOS
FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA: PETRÓLEOS

NOMBRE DEL CURSO: FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

ENSAYO DE LABORATORIO: 8 N° 9 DE

ENSAYO PARA REALIZARSE SEGÚN LA NORMA API 13B-1

**NOMBRE DE LA PRÁCTICA DE LABORATORIO: DETERMINACIÓN DE
CONTENIDO DE ARENAS**

JUSTIFICACIÓN

Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales de peso y los aditivos bajo una amplia gama de condiciones, además de permitir que los recortes sean removidos por el equipo de control de sólidos. Para un control efectivo de sólidos, estos deben ser removidos del fluido en la primera circulación desde el pozo; ya que, si son recirculados, se rompen en partículas más pequeñas que son más difíciles de remover. Un lodo de perforación en buenas condiciones debe presentar un contenido en fracciones arenosas prácticamente nulo (inferior al 2 – 3%), puesto que en su fabricación se usan aditivos de bajo tamaño de partícula; sin embargo, a lo largo de la perforación es inevitable que esta se incorpore al lodo modificando sus propiedades reológicas básicamente.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Reconocer las implicaciones de un alto y un bajo contenido de sólidos en los lodos de perforación, además de conocer las diferentes pruebas de laboratorio para este fin.

OBJETIVO ESPECÍFICO

- Identificar los diferentes tipos y tamaños de sólidos contenidos en un fluido de perforación.
- Determinar la concentración de sólidos en un lodo de perforación: Ensayo Arenas. Determinar la concentración de sólidos tamaño arena y la determinar el contenido de bentonita.
- Identificar los diferentes métodos para el control de sólido

MATERIALES Y EQUIPOS

Eleúteometro

Malla No. 200

Embudo

Recipiente graduado de 0 a 20 %

MARCO TEÓRICO

CONTROL DE SOLIDOS

Definición.

El control de los sólidos tiene como finalidad su remoción económica y eficiente. Esto implica remover los sólidos de perforación tan pronto como sea posible en cuanto entran al sistema de lodo, mientras las partículas tienen el tamaño más grande.

El control de los solidos

Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales de peso y los aditivos bajo una amplia gama de condiciones, además de permitir que los recortes sean removidos por el equipo de control de sólidos.

Las altas concentraciones de sólidos de perforación van en detrimento de la operación de perforación, perjudicando la eficiencia de la perforación y la velocidad de perforación (ROP). Además de las condiciones operacionales, se afecta grandemente las condiciones económicas, ya que el incremento del peso del lodo y la viscosidad aumenta los costos de mantenimiento del lodo, aumenta los requerimientos de fuerza durante la perforación, engrosamiento de revoque, aumento de la torsión y del arrastre; lo que probablemente puede llevar a la pega de tubería por presión diferencial. (María & García, 2016)

Las propiedades del fluido de perforación que permiten la suspensión de los cortes requieren estar balanceadas con las propiedades que ayudan en la remoción de los cortes en el equipo de control de sólidos. Es así como para suspender los cortes se requiere de alta viscosidad, propiedades tixotrópicas con bajo esfuerzo cortante, mientras que en el equipo de remoción de sólidos se trabaja más eficientemente con fluidos de baja viscosidad; por tanto, el equipo de control de sólidos no es tan efectivo en los fluidos de perforación cuando tienen alto contenido de sólidos y alta viscosidad plástica paralelo a un alto esfuerzo de gel. (Schlumberger & Mi-swaco, 2010)

Para un control efectivo de sólidos, estos deben ser removidos del fluido en la primera circulación desde el pozo; ya que, si son recirculados, se rompen en partículas más pequeñas que son más difíciles de remover.

Un lodo de perforación en buenas condiciones debe presentar un contenido en fracciones arenosas prácticamente nulo (inferior al 2 – 3%), puesto que en su fabricación se usan aditivos de bajo tamaño de partícula; sin embargo, a lo largo de la perforación es inevitable que esta se incorpore al lodo modificando sus propiedades reológicas básicamente. (Americam Petroleum Institute, 2019)

Se ha comprobado que, si se tienen contenidos de arena superior al 15%, los lodos sufren un incremento “ficticio” de la densidad, repercutiendo en la viscosidad y la tixotropía; además, el contenido de arena resulta nocivo para las bombas de inyección al desgastarlas prematuramente. (Gomez Patiño P, 2017b)

Impacto del control de sólidos

La experiencia en campo y los ensayos de laboratorio, han demostrado los grandes beneficios de mantener un control de sólidos estricto, entre los cuales se encuentra:

- a) Mayor velocidad de perforación
- b) Mayor durabilidad de la broca
- c) Mayor vida útil de las bombas
- d) Menores costos de perforación

El tratamiento de lodos con problemas de sólidos puede analizarse de la siguiente manera:

- a) **Dispersión química:** involucra el uso excesivo de floculantes y dispersantes.
- b) **Dilución:** es una solución temporal y antieconómica.
- c) **Remoción mecánica:** es el medio más eficiente y económico para solucionar un problema de sólidos. El equipo debe diseñarse de acuerdo con el programa del pozo y debe al menos contar con: vibrador de doble malla de alto impacto, desarenador con conos de 12”, desarcillador de 16 conos de 4” y mallas de 12 mesh; además de centrifugas para sólidos de alta y baja gravedad. (Bridges & Robinson, 2020)

Para controlar adecuadamente un fluido de perforación, el Ingeniero de Fluidos, deberá usar diversos métodos para la caracterización de los sólidos presentes en el lodo, tomando métodos separados acorde al fluido base constitutivo del lodo.(Torres Rodrigo N, 2013)

Métodos de caracterización de sólidos de acuerdo con la base del fluido

Fluidos base agua

Los datos necesarios para los ensayos de determinación de sólidos en lodos base agua, se conocida como método de SHELL, son:

- a) Densidad del fluido (D , gr/cm³)
- b) Porcentaje de sólidos (V_s)
- c) Porcentaje de agua (V_w)
- d) Porcentaje de aceite (V_o)
- e) Salinidad (Z mg/l_t)
- f) Mililitros de azul de metileno (MBT, meq/100 gr de formación (CEC=12), o meq/100 gr de bentonita ($A=70$))
- g) Densidad del agua (D_w)
- h) Densidad del aceite (D_o)
- i) Factor de corrección por salinidad (F)

Con estos datos se puede calcular:

Volumen de agua corregido en %:

$$V_{cw} = V_w \times F$$

Contenido de sólidos en %:

$$V_{sc} = 100 - V_{wc} = V_o$$

Gravedad específica de los sólidos en gr /cc:

$$S_s = (100 \times D_1) = (V_{wc} = D_w) = (V_o = D_o) / V_{sc}$$

Cantidad de sólidos (no disueltos) en Kg/ m²:

$$S_w = 10 (V_{sc} \times S_s)$$

Cantidad de barita en el lodo en Kg/ m²:

$$W_b = W_s \times (4.2 \times S_s) = (4.2 \times 2.6)/(4.2 \times 2.6) \times S_s$$

Cantidad de sólidos de baja gravedad en Kg/ m²:

$$S_{bg} = W_s = W_b$$

Cantidad de bentonita en Kg/ m²:

$$E = 14.2 \times MTB$$

Cantidad de bentonita comercial en Kg/ m²:

$$B = (A \times E) = (CEC \times S_{bg})/A = CEC$$

Cantidad de sólidos perforados en Kg/ m²:

$$D = S_{gb} = B$$

Cantidad de bentonita de formación:

$$Bent. = E = B$$

Fluidos base aceite

Para la determinación de los sólidos en un sistema de fluido emulsión inversa se requieren los siguientes datos:

- a) Densidad del fluido (D, gr/cm³)
- b) Porcentaje de sólidos (Vs)
- c) Porcentaje de agua (Vw)
- d) Porcentaje de aceite (Vo)
- e) Salinidad (Z mg/l)

f) Densidad de la barita (D_b , gr/cc)

Con estos datos se puede calcular:

Coefficiente fraccional de sólidos disueltos:

$$X_{ds} = Cx \cdot 10^4 / 1 = Cx \cdot 10^4$$

Volumen de sólidos disueltos, %:

$$V_{ds} = V_w \times X_{ds} / 4.91 = 3.652 \times Cx \cdot 10^4$$

Volumen corregido de sólidos, %:

$$V_{cs} = 100 = V_b = W_b = V_{ds}$$

Gravedad específica de los sólidos, gr /cc:

$$A_{sg} = D_1 = \frac{(D_w = V_w) = (D_o = V_o) = (V_{ds} \times A_{ds})}{V_{cs}}$$

Sólidos de baja gravedad en gr/cc:

$$V_{gs} = V_{cs} (D_b = A_{sg}) / (D_b = 2.6)$$

Sólidos de baja gravedad en gr/cc:

$$V_{hsg} = V_{cs} = V_{lgs}$$

ARCILLAS, CARACTERÍSTICAS Y SU ORDEN

4.2.1 Las arcillas - características

Son una gran familia de minerales complejos que contienen los elementos magnesio, aluminio, silicio y oxígeno (silicatos de magnesio y aluminio) combinados en una estructura similar a la de una lámina.

Básicamente son rocas blandas que se hacen plásticas al contacto con el agua, siendo frágiles en seco, y con gran capacidad de absorción.

Las arcillas, tal como se hallan en la naturaleza, están constituidas por ciertos minerales de origen primario y por otros de origen secundario. (Schlumberger & Mi-swaco, 2010)

Minerales primarios: Son aquellos que ya existían en las rocas ígneas y que han llegado hasta nuestros días sin sufrir alteración apreciable en su composición.

Minerales secundarios: Son aquellos que se han formado por las diversas acciones de los agentes químicos y físicos sobre algunos minerales de las rocas originales. Por lo tanto, las arcillas se crean por una serie de procesos geológicos. (Ramirez Hernandez F & Martinez Miranda D, 2020)

4.2.2 Textura

La textura de un suelo es la proporción de cada elemento, representada por el porcentaje de arena (Ar), arcilla (Ac) y limo (L); la cual depende de la naturaleza de la roca madre y de los procesos erosivos a que haya estado sometida.

Fracciones arena y limo Las partículas de arena son casi siempre fragmentos de roca, sobre todo de cuarzo, existiendo además cantidades variables de otros minerales primarios. La composición mineralógica de estas fracciones sigue los principios vistos anteriormente y varía para los distintos suelos según la roca madre y el grado de meteorización.

El limo está constituido por materiales heredados o transformados, pero no tienen carácter coloidal. Es una fracción donde las transformaciones son mayores y su composición mineralógica se parece a la de las arcillas. Son partículas monominerales en las que hay un alto contenido en filosilicatos de transformación o neoformación.

La sílice es un material muy duro que se encuentra en casi todas las rocas, debido a que es un compuesto de silicio y oxígeno. Los silicatos son el grupo de minerales de mayor abundancia, pues constituyen más del 95% de la corteza terrestre, es por ello por lo que se encuentra en la mayoría de las rocas. (Bridges & Robinson, 2020)

Se debe tener un cuidado especial para que no exista una gran cantidad de este, debido a que

la sílice es el componente principal de la arena, arenisca, cuarcita, granito, etc. Ya que puede llegar a dañar las tuberías y las camisas de las bombas por donde circula el fluido de perforación, así como cambiar las propiedades del lodo. También se debe tomar en cuenta que una roca será ácida cuando contenga grandes cantidades de Sílice y será alcalina cuando contenga pocas cantidades de este. (Ramirez Hernandez F & Martinez Miranda D, 2020)

4.2.3 Abrasión Desgaste

Daño producido por el rozamiento entre dos superficies, en al menos una de ellas. Esta pérdida de material conlleva a pérdidas en las dimensiones de la pieza con la consecuente disminución de la vida útil de cualquier máquina El desgaste abrasivo o abrasión. Es la pérdida de masa resultante de la interacción entre partículas o asperezas duras que son forzadas contra una superficie y se mueven a lo largo de ella. En la perdida de material pueden intervenir cuatro mecanismos de desgaste. (Gomez Patiño P, 2017b)

MEZCLAS

4.3.1 Tipos de mezclas

Cuando se desean separar los componentes de una mezcla, es necesario conocer el tipo de mezcla que se va a utilizar:

Mezcla de sólidos

Mezcla de sólido con líquido

Mezcla de líquidos

4.3.1 Método de separación de mezclas

Los procedimientos físicos por los cuales se separan las mezclas se denominan métodos de separación, que son los siguientes:

Decantación: Es la separación mecánica de un sólido de grano grueso, insoluble, en un

líquido; consiste en verter cuidadosamente el líquido, después de que se ha sedimentado el sólido. Por este proceso se separan dos líquidos miscibles, de diferente densidad, por ejemplo, agua y aceite.

Filtración: Es un tipo de separación mecánica, que sirve para separar sólidos insolubles de grano fino de un líquido en el cual se encuentran mezclados; este método consiste en verter la mezcla a través de un medio poroso que deje pasar el líquido y retenga el sólido. Los aparatos usados se llaman filtros; el más común es el de porcelana porosa, usado en los hogares para purificar el agua.

Los medios más porosos más usados son: el papel filtro, la fibra de vidrio o asbesto, telas etc. En el laboratorio se usa el papel filtro, que se coloca en forma de cono en un embudo de vidrio, a través del cual se hace pasar la mezcla, reteniendo el filtro la parte sólida y dejando pasar el líquido. (Schlumberger & Mi-swaco, 2010)

Evaporación: Es la separación de un sólido disuelto en un líquido, por calentamiento, hasta que hierve y se transforma en vapor. Como no todas las sustancias se evaporan con la misma rapidez, el sólido disuelto se obtiene en forma pura.

Destilación: Es el proceso mediante el cual se efectúa la separación de dos o más líquidos miscibles y consiste en una evaporación y condensación sucesivas, aprovechando los diferentes puntos de ebullición de cada uno de los líquidos, también se emplea para purificar un líquido eliminando sus impurezas. En la industria, la destilación se efectúa por medio de alambiques, que constan de caldera o retorta, el refrigerante en forma de serpentín y el recolector; mediante este procedimiento se obtiene el agua destilada o bidestilada, usada en las ampulas o ampollitas que se usan para preparar las suspensiones de los antibióticos, así como el agua destilada para las planchas de vapor; también de esta manera se obtiene la purificación del alcohol, la destilación del petróleo, etc. (Bridges & Robinson, 2020)

Centrifugación: Proceso mecánico que permite, por medio de un movimiento acelerado de rotación, provocar la sedimentación de los componentes de una mezcla con diferente densidad. Para ello se usa una máquina especial llamada centrífuga. Ejemplo: se pueden

separar las grasas mezcladas en los líquidos, como la leche, o bien los paquetes celulares de la sangre, separándolos del suero sanguíneo.

Cromatografía: Es un procedimiento para separar, identificar y determinar con exactitud la cantidad de cada uno de los componentes de una mezcla.

Como se vio en la primera práctica, un fluido de control o de perforación es una mezcla compuesta por una fase continua, formada por el líquido y por una fase dispersa formada por sólidos en suspensión. Es importante conocer el valor de cada una de estas fases, ya que esto solo relaciona con las propiedades y comportamiento de un fluido de perforación y será posible modificar las fases y las propiedades como densidad, viscosidad, gelatinosidad e impermeabilidad, conforme se requiera para realizar eficientemente las operaciones de perforación, reparación y terminación de pozo. (Gomez Patiño P, 2017b)

Utilizando varios de los métodos de separación mencionados anteriormente como filtración y destilación, es como definiremos el siguiente equipo:

PRUEBAS ASOCIADAS AL CONTROL DE SÓLIDOS EN LODOS DE PERFORACION

La medida de sólidos en el campo está orientada a la determinación del contenido total de sólidos, tales como contenido de arena, y del contenido de arcillas bentoníticas en el fluido de perforación. Estos datos se pueden usar en conjunto con la densidad del lodo y el análisis de filtrado para el cálculo de las cantidades respectivas de bentonita, barita, y de sólidos de baja gravedad específica presentes en el lodo. Las pruebas requeridas para la caracterización de los sólidos en un fluido de perforación son:

Contenido de sólidos y líquidos

Contenido de arenas

MBT o prueba de azul de metilenos

Seguidamente se presenta las generalidades, equipos, procedimientos para cada una de ellas y cálculos. (Laura Guarachi F, 2015)

PRUEBA DEL CONTENIDO DE ARENAS

Generalidades de la prueba de contenido de arenas

El contenido de arena es definido por la API como el porcentaje por volumen de partículas que son retenidas en una malla de 74 micras. Esta medida se hace comúnmente a una muestra tomada de la línea de retorno, y solamente indica la cantidad de partículas más grandes a 74 micrones que han sido llevadas a superficie. Con el objeto de chequear la efectividad de la remoción de estos sólidos del lodo, el contenido de arena también debe medirse a una muestra tomada del tanque de succión. Sin importar el contenido de arena de la muestra tomada en la línea de retorno, el contenido de arena de la muestra tomada en el tanque de succión debe ser mínimo. (Schlumberger & Mi-swaco, 2010)

La medida del contenido de arena es un indicativo de cómo efectivamente las partículas que son retenidas en la malla de 74 micras están siendo removidas del fluido de perforación. Puede ser usado como una base para el tratamiento del lodo, pero principalmente se usa como una base para evaluar el funcionamiento apropiado del equipo de control de sólidos, de las facilidades de asentamiento y de los procedimientos de operación. La prueba del contenido de arena no es una prueba cuantitativa en la determinación de algún sólido excepto para las partículas tamaño arena. Si el lodo contiene material de control de pérdidas de circulación, este material debe ser retenido en la malla, y no deben ser reportados como contenido de arena. (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

El volumen de sólidos es leído directamente de las calibraciones marcadas en el tubo como porcentaje de sólidos. Debido a que la malla sólo retendrá partículas del tamaño de arena, el volumen de sólidos se supone compuesto sólo de arena. Normalmente esta cifra es menor al 0.5% pero puede llegar a estar por encima del 3% especialmente si el equipo de control de sólidos está sobrecargado como cuando se perfora a alta ROP en un agujero de 17½" a través de una formación de arena. (Gomez Patiño P, 2017b)

Equipos. Contenido de arenas ó Eleúteometro

Recuerde que la arena, como el cemento, son sólidos indeseables y el fluido no puede tolerar más de cierta proporción sin contaminarse. La arena, como ya se ha mencionado con anterioridad, es un peligro en grandes cantidades en el lodo de perforación, debido que puede causar abrasión y cambios en las propiedades del lodo, pero también puede afectar en la formación del enjarre y en el acarreo de recortes. Es por ello que se hacen pruebas al lodo de perforación para ver el contenido de arena que alberga. Esta prueba se realiza con un medidor llamado Eleúteometro. (Schlumberger & Mi-swaco, 2010)

Observación: Al efectuar la prueba de un fluido de perforación de base aceite; utilice en lugar de agua dulce, un combustible ligero (petróleo diáfano o diésel). Nota: la prueba con este dispositivo es manipulable, debido a que buscamos lavar la arena presente en el lodo, por lo que si hacemos muchas repeticiones no tendremos un porcentaje verdadero de sílice.

Las marcas que representan el porcentaje de arenas presentes en el lodo de perforación, la forma de la graduación es debido a la forma de cono que se tiene. El contenido de arena en la muestra de la presa de succión debe ser casi nulo, de lo contrario estos solidos volverán a la circulación y alcanzarán tamaños y desgastes no deseados. (Gomez Patiño P, 2017a)

Procedimiento de la prueba de contenido de arena

Al lodo contaminado con arena se le realiza la medida de porcentaje de arena conforme a la siguiente metodología específica: el equipo de determinación del contenido de arena se compone de una malla de 2 ½ pulgadas de diámetro, de malla 200 (74 micrones), un embudo de tamaño que se ajusta a la malla y un tubo medidor de vidrio, marcado para señalar el volumen de lodo a ser añadido para leer el porcentaje de arena directamente en la parte inferior del tubo, el cual está graduado de 0 a 20%.

PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

Llenar de lodo el tubo medidor de vidrio hasta la marca señalada. Añadir agua hasta la siguiente marca. Tapar la boca del tubo con el pulgar y agitar enérgicamente.

Verter la mezcla sobre la malla, añadir más agua al tubo, agitar y verter de nuevo sobre la malla. Repetir hasta que el agua de lavado esté clara. Lavar la arena retenida por la malla.

Colocar el embudo en la parte superior de la malla. Introducir la extremidad del embudo dentro del orificio del tubo de vidrio. Usando un chorro fino de agua pulverizada, enjuagar la malla para arrastrar la arena dentro del tubo. Esperar que la arena se asiente. Usando las graduaciones del tubo, leer el porcentaje de volumen de arena. **REPETIR 3 VECES**

REPORTE

El informe o reporte debe contener lo manifestado en los numerales **7.1, 7.2, 7.3 y 7.4**, se presentará en medio magnético y será enviado al correo institucional en el plazo estipulado.

REPORTE DEL ENSAYO

Considerando la imposibilidad de realizar el laboratorio de manera presencial, se recomienda observar los videos <https://youtu.be/G5hJD11mYUQ>

Con la información suministrada a continuación en la tabla, realizar los cálculos pertinentes.

Tabla 6. Características del ensayo de control de sólidos y otros

Ensayo	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6	Grupo 7	Grupo 8
Temperatura	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C	21°C
Densidad	8.7	8.9	8.9	8.7	8.9	8.9	8.9	8.9
Ph	8.9	8.9	9.3	9.2	9.4	9.1	8.9	9.1
Retorta	A	1.043478	1.067466	1.067466	1.043478	1.067466	1.067466	1.067466
	B (Gr)	250.84	256.23	250.84	256.23	250.84	256.23	250.84
	C (Gr)	261.27	266.90	261.51	266.66	261.51	266.90	261.51
	D (Gr)	251.37	257.72	252.28	256.86	251.59	256.32	250.92
Mbt	Volumen (MI) De							
	Azul De Metileno (Cec)	2.0	3.5	3.0	4.0	4.5	4.0	4.5

	Mbc (Cecx5)	10.0	17.5	15.0	20.0	22.5	20.0	22.5	10.0
Arenas	% Arena	2	12	11	3	5	11	10	8
Volumen De Filtrado	Instantáneo MI	0.4	0.0	0.2	0.3	0.7	1.0	0.0	0.0
	7,5 Min MI	4.5	1.5	3.4	3.1	6.0	7.2	2.1	1.5
	30 Min MI	9.0	3.2	6.0	6.0	14.0	14.4	5.2	4.0
Ph	Lodo	8.9	8.9	9.3	9.2	9.4	9.1	8.9	9.1
	Filtrado	8.6	8.7	9.0	9.0	9.2	8.8	8.7	8.7
Revoque	Espesor Mm	1.5	0.2	0.6	0.7	2.0	2.0	0.4	0.2
	Flexibilidad	Flexible	Flexible	Flexible	Flexible	Quebrad	Quebrad	Flexible	Flexible
	Apariencia	Liso	Liso	Liso	Liso	Liso	Liso	Liso	Liso
Embudo De Marsh	Tiempo Seg	32.28	39.15	35.00	33.14	37.14	40.89	28.98	43.55
Reómetro De Fann	Ø3	2	1	2	1	1	2	2	1
	Ø6	3	1	3	1	3	3	4	2
	Ø100	8	9	8	4	5	8	12	2
	Ø200	13	12	13	6	8	13	15	3
	Ø300	15	19	15	10	12	15	19	4
	Ø600	20	30	20	15	15	20	27	8
	Ø3 A 10 Seg	3	3	3	3	2	3	5	1
Ø3 A 10 Min	9	7	9	4	3	9	7	4	

Nota: Esta tabla contiene la caracterización de los diferentes ensayos que pueden realizar los estudiantes por medio de método de control de sólidos y otros. Tabla elaborada por los proyectantes.

CÁLCULOS

Un análisis de contenido de sólidos (Retorta) de un lodo base agua de densidad 16 lbm/gal, indica un contenido de sólidos de 32,5% y un contenido de aceite de 0%. La titulación de azul de metileno demuestra de lodo, arcilla (bentonita) y sólidos perforados indica una CEC lodo de 6 meq/100 mL, una CEC arcilla de 15 meq/100 g, y una CECs.perf de 15 meq/100 gr.

Determinar:

a) La fracción de volumen total de sólidos de baja gravedad,

b) La fracción de volumen de bentonita,

c) La fracción de volumen de los sólidos perforados.

CUESTIONARIO

Seleccione la respuesta correcta. Explique

1) La abrasión es:

- a) Es un desgaste químico por la sosa
- b) Pérdida de la materia de una superficie por la fricción de un material sólido
- c) Es el proceso de recubrimiento a las tuberías
- d) ninguna de las anteriores

2) La malla del Eliuteometro tiene:

- a) 200 hilos por pulgada cuadrada
- b) Aberturas entre los hilos para que pase la sílice
- c) Es capaz de retener arcillas
- d) ninguna de las anteriores

3) La arena presente en el lodo produce:

- a) Mayor agitación
- b) Viscosidad
- c) Abrasión

- 4) El porcentaje de sílice debe ser
- a) El mínimo posible
 - b) El suficiente para densificar
 - c) Aproximadamente 15 %
- 5) Que equipos son necesarios para controlar la viscosidad y porcentaje de sólidos
- a) Bombas
 - b) Desarenadores y desarcilladores
 - c) Eleuteometro
- 8) Conocer la densidad del sólido después de la prueba nos sirve para:
- a) Correlacionar con las formaciones
 - b) Analizar si se tienen sólidos contaminantes
 - c) Verificar la calidad de los aditivos

Lecturas complementarias sugeridas:

ARTICULO 1: SPE – 23660 - Drilling Mud Solids Control and Waste Management

ARTICULO 3: SPE – AADE - 06 - Economic Consequences of Poor Solids Control,

ARTICULO 4: SPE – AADE - 19 - Using a System Cost Analysis to Quantify Drilling Fluids and Solids Control.

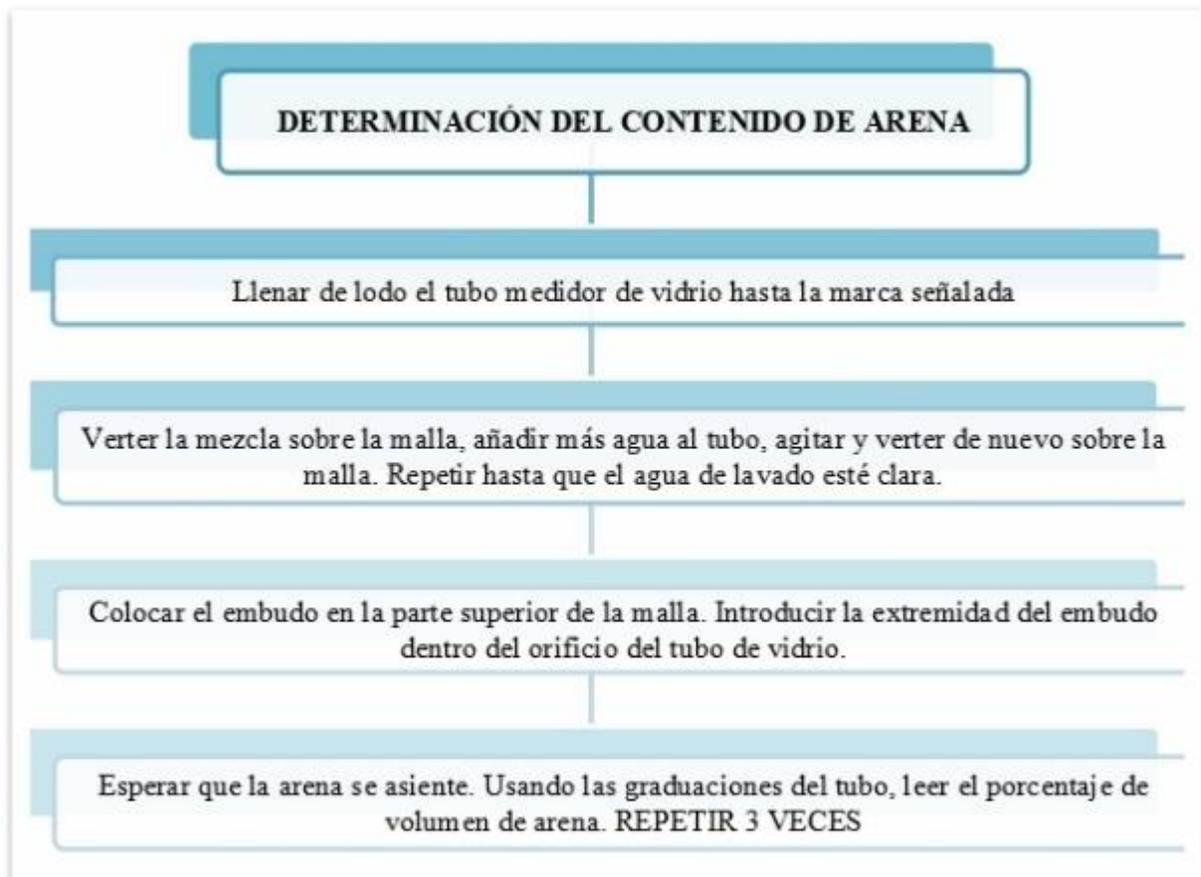
CUESTIONARIO

Plantee sus observaciones a la experiencia y defina sus conclusiones frente a la medición de

contenido de sólidos

1. Análisis comparativo de los resultados, incluyendo comparación con los laboratorios anteriores.
2. Análisis comparativo considerando los tipos de lodo
3. Conclusiones

DIAGRAMA DE FLUJO



BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute. (2019, May). *API RP 13B-1: Field Testing Water-based Drilling Fluids*.

https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20RP%2013B%2D1&item_s_key=00116814

BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS. (2006). *Drilling Fluids Reference Manual Chapter 3-Water-Base Drilling Fluids Chapter 4-Contamination of Water-Base Muds Chapter 5-Oil/Synthetic Drilling Fluids Chapter 6-Reservoir Application Fluids.*

Bridges, Samuel., & Robinson, L. H. (2020). *A practical handbook for drilling fluids processing.* Gulf Professional.

Gomez Patiño P. (2017a). *DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN MITIGANDO EL DAÑO DE.* 1–114.

Gomez Patiño P. (2017b). *PRUEBAS DEL LABORATORIO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.* 1–114.

Laura Guarachi F. (2015). *GUIAS DE FLUIDOS DE PERFORACION DE LODS.* 1–100.

María, A., & García, F. (2016). *Evaluación de diferentes sistemas de lodos de perforación para disminuir el daño de formación en un Campo de crudo pesado.*

Ramirez Hernandez F, & Martinez Miranda D. (2020). *FLUIDOS DE PERFORACION.* 1–116.

Schlumberger, & Mi-swaco. (2010). *Solid Control, Cuttings Management and Fluids Processing Drilling Environmental Solutions.*

Torres Rodrigo N. (2013). *METODOLOGIA PARA TRATAMIENTOS DE LODOS.* 1–190.

ANEXOS

Tabla 1. Grafica de los sólidos presentes en los fluidos de perforación

Sólidos solubles	Sólidos de alta gravedad específica (densificantes)	Sólidos de alta gravedad específica (viscosificantes)	Sólidos apartados por la formación
NaCl	Barita	Bentonita	Grava
KCL	Hematita	Polimeros	Arena
CaCl ₂	Galena	Dispersantes	Limo
	Carbonato de calcio		Arcillas
			Coloides

Nota: Esta tabla contiene los sólidos presentes en los fluidos de perforación, sólidos de alta gravedad específica (densificantes), sólidos de alta gravedad específica (viscosificantes) y sólidos apartados por la formación. Tabla elaborada por los proyectantes.

Tabla 2. Grafica de los tipos de sólidos perforados y tamaño

Tipos de sólido perforados	Tamaño de la partícula (micras)
Grueso	Mayor que 2000
Intermedio	Entre 250 y 2000
Medio	Entre 74 y 250
Fino	Entre 44 y 74
Superfino	Entre 2 y 44
Coloidal	Menor a 2

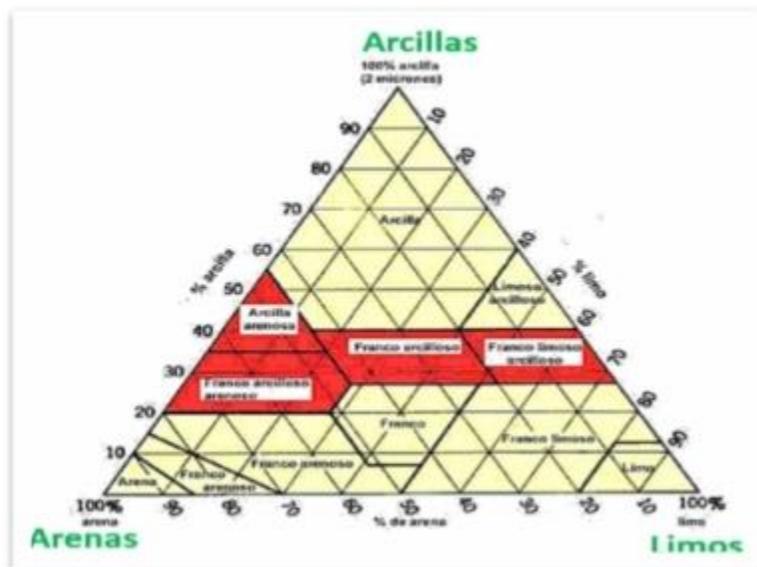
Nota: Esta tabla contiene los tipos de sólidos perforados y tamaño. Tabla elaborada por los proyectantes.

Figura 1. Las arcillas y sus características



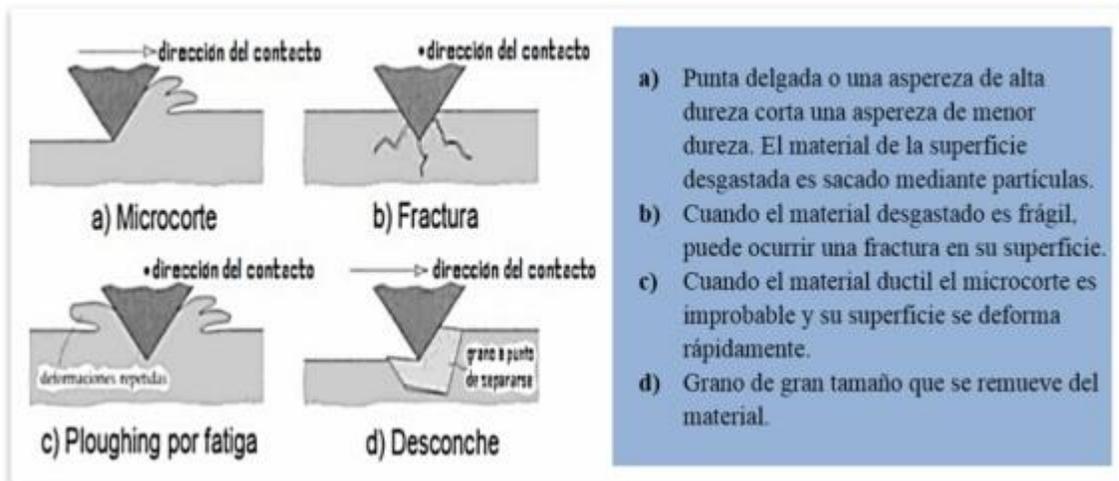
Nota: Esta figura contiene las características de las arcillas y sus fases, fase juvenil, fase de madurez y fase senil. Figura tomada de (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

Figura 2. Textura de las arcillas, arenas y limos



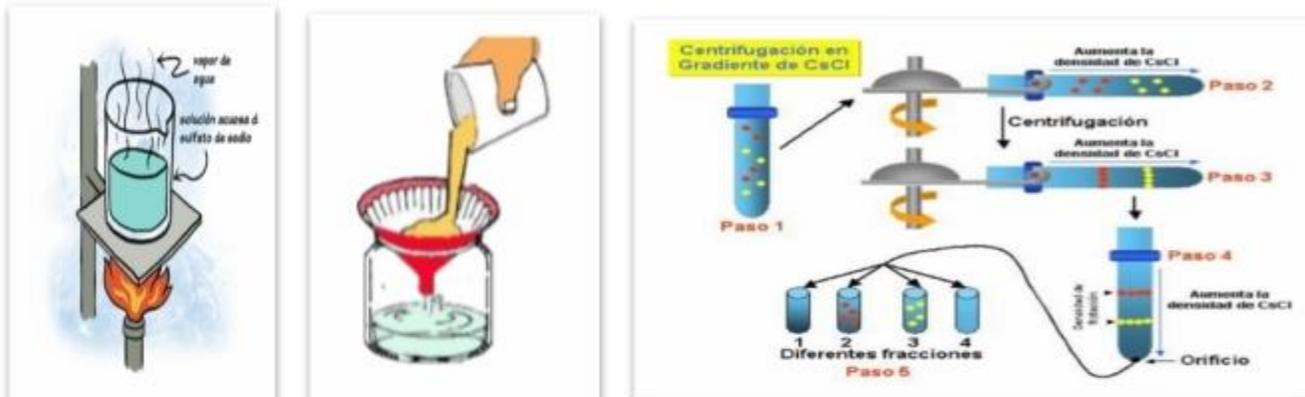
Nota: Esta figura contiene las texturas de las arcillas, arenas y limos. Figura tomada de (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

Figura 3. Abrasión - Desgaste



Nota: Esta figura contiene las características de la abrasión y desgaste. Figura tomada de (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

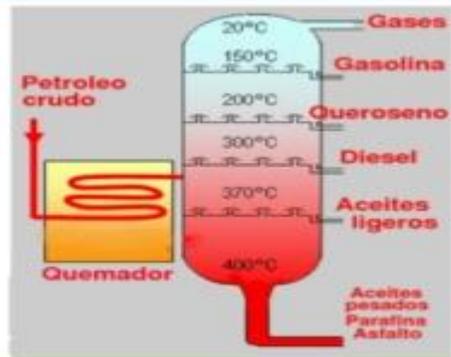
Figura 4. Métodos de separación de mezclas, filtración, evaporación y destilación



Se realiza mediante vaporización y condensación de los componentes de la mezcla de una solución líquida o también gaseosa.

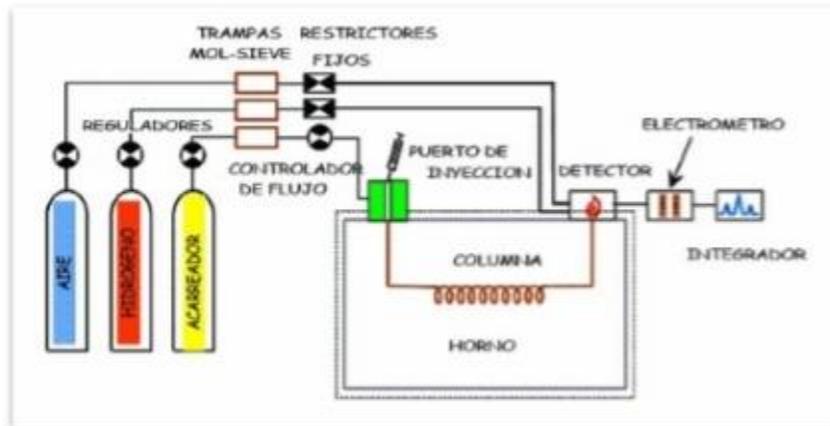
Se aprovecha el hecho de que cada uno de sus componentes tienen diferentes puntos de ebullición

Tipos de destilación	Puntos de ebullición
Simple	Agua – 100°C
Fracionada	Alcohol – 78°C
Por arrastre de vapor	Diesel – 282-338°C



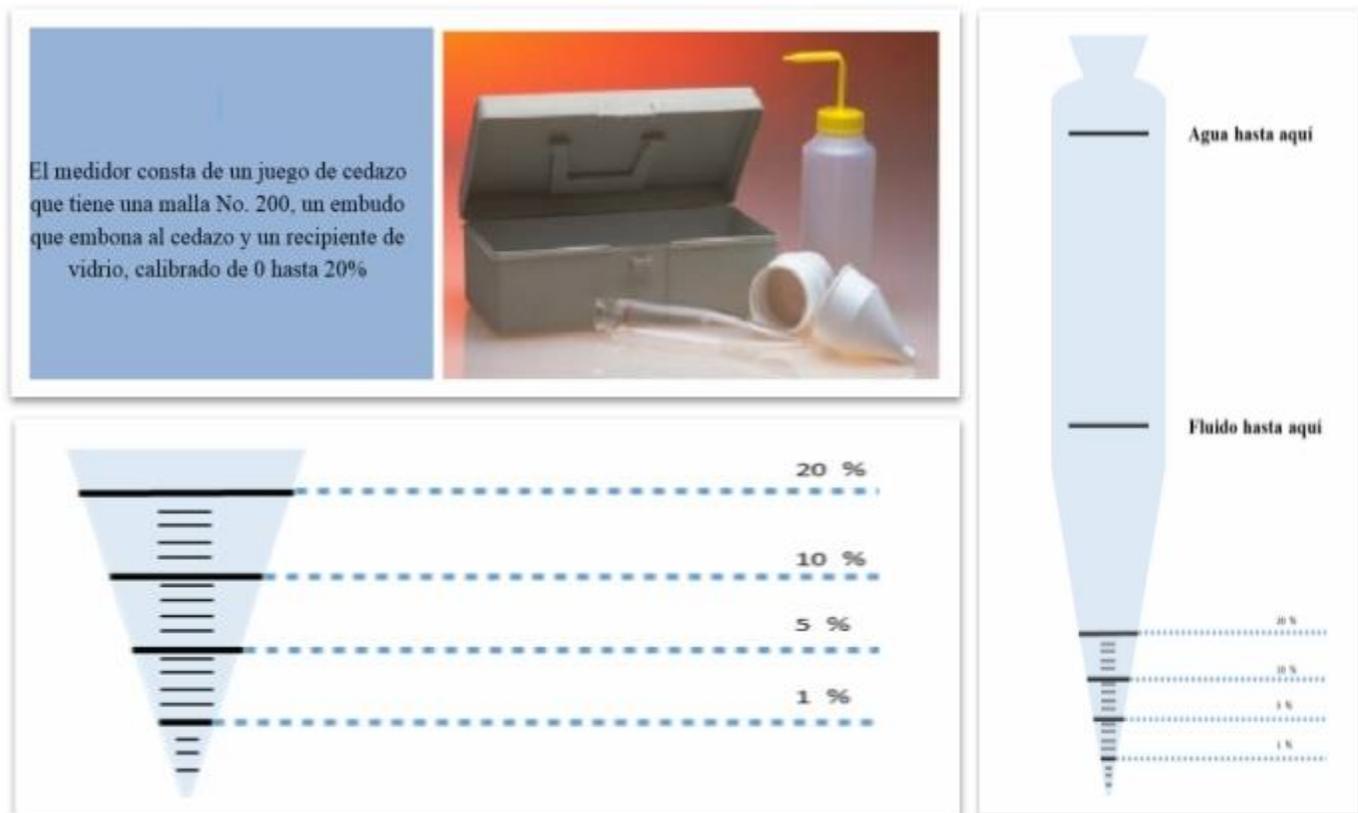
Nota: Esta figura contiene los métodos de separación de mezclas, filtración, evaporación y destilación. Figuras tomadas de (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

Figura 5. Métodos de separación de mezclas, centrifugación y cromatografía



Nota: Esta figura contiene los métodos de separación de mezclas, centrifugación y cromatografía. Figuras tomadas de (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

Figura 6. Equipos del contenido de arenas ó Eleúteometro



Nota: Estas figuras contienen los equipos del contenido de arenas ó Eleúteometro. Figuras tomadas de (BAKER HUGHES DRILLING FLUIDS, 2006)

ANEXO 9. Determinación de la viscosidad embudo de marsh y viscosímetro fann 35a, a temperatura ambiente y a 65°C

FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO CURRICULAR
PREPARACIÓN Y PRUEBAS DE FLUIDOS DE
PERFORACION

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA: PETRÓLEOS

NOMBRE DEL CURSO: FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

ENSAYO DE LABORATORIO: N°9 DE 9

PRÁCTICA PARA REALIZARSE SEGÚN LA NORMA API RP13 B-1

NOMBRE DEL ENSAYO DE LABORATORIO: VISCOSIDAD EMBUDO DE MARSH Y VISCOSÍMETRO FANN 35A, A TEMPERATURA AMBIENTE Y A 65°C

JUSTIFICACION

El ensayo de viscosidad se realiza con el fin de obtener información acerca del comportamiento de un fluido en condiciones específicas de temperatura y presión. En este caso, se utilizarán dos métodos de medición de viscosidad: el embudo de Marsh y el viscosímetro Fann 35A. El primero es un método sencillo y económico para medir la viscosidad de líquidos de baja a media viscosidad, mientras que el segundo es un equipo de alta precisión utilizado para mediciones más precisas y reproducibles de la viscosidad. El objetivo de este ensayo es comparar los resultados de ambas técnicas de medición de viscosidad en un mismo fluido a temperatura ambiente y a una temperatura elevada de 65°C, lo que permitirá conocer si existe una diferencia significativa en los resultados y cuál es el método más adecuado para su uso en diferentes aplicaciones industriales.

OBJETIVOS

Medir la viscosidad de los fluidos usando embudo de Marsh y viscosímetro rotatorio. A temperatura ambiente y a 65°C.

Analizar la modificación de la densidad y de las propiedades reológicas de un fluido al utilizar un extendedor de bentonita. A temperatura ambiente y a 65°C.

Relacionar el índice de capacidad de acarreo con los parámetros reológicos. A temperatura ambiente y a 65°C.

MATERIALES Y EQUIPOS

- Embudo Marsh
- Viscosímetro rotatorio

- Balanza de lodos
- Lodo previamente acondicionado
- Beakers

MARCO TEORICO

EFFECTOS DE LA TEMPERATURA Y LA PRESION SOBRE LA VISCOSIDAD DE UN LODO

Las compañías de fluidos de perforación cuentan con una variedad de arcillas, emulsificantes, aditivos para pérdida de filtrado, disolventes, de baja velocidad de corte y modificadores reológicos, además de los productos adicionales para formular y mantener estables las emulsiones, estos aditivos pueden o no tener efecto en la viscosidad en condiciones de fondo de pozo, haciendo posible predecir con muy buen nivel de precisión la respuesta de la viscosidad con la temperatura y la presión.

Aumentos de temperatura.

Es importante resaltar que la viscosidad depende de manera importante de la temperatura, de manera inversamente proporcional. Los aumentos de temperatura y presión afectan la viscosidad de la fase continua de todos los fluidos de perforación. Las consecuencias son más pronunciadas sobre los lodos de emulsión inversa frente al comportamiento de la viscosidad ante el aumento de presión y temperatura, que para los lodos base agua. Los fluidos base aceite o base sintética se fluidizan considerablemente en condiciones de alta temperatura. Los lodos base agua son fluidos hidráulicos casi perfectos. Estos no se comprimen perceptiblemente bajo presión. En cambio, los lodos base aceite y base sintética son compresibles hasta cierto punto.

Efectos de la baja temperatura.

Se puede tener disminución de la temperatura en un sistema de lodos, cuando se perforan anomalías geotérmicas o glaciares. El aumento de la viscosidad ocasionado por bajas en la

temperatura, muy manifestada en lodos base aceite y lodos sintéticos, puede limitar el tamaño de las mallas en las zarandas que se puede usar sin perder lodo, a entramados relativamente grandes. Muchas veces se comete el error de tratar el sistema de lodo para reducir la viscosidad en la línea de flujo, pero esto se debe evitar ya que reduce la limpieza del pozo, lo que se puede hacer el colocar una tercera bomba para aumentar el caudal y con ello aumentar la limpieza.(Americam Petroleum Institute, 2019)

COMPRESIBILIDAD.

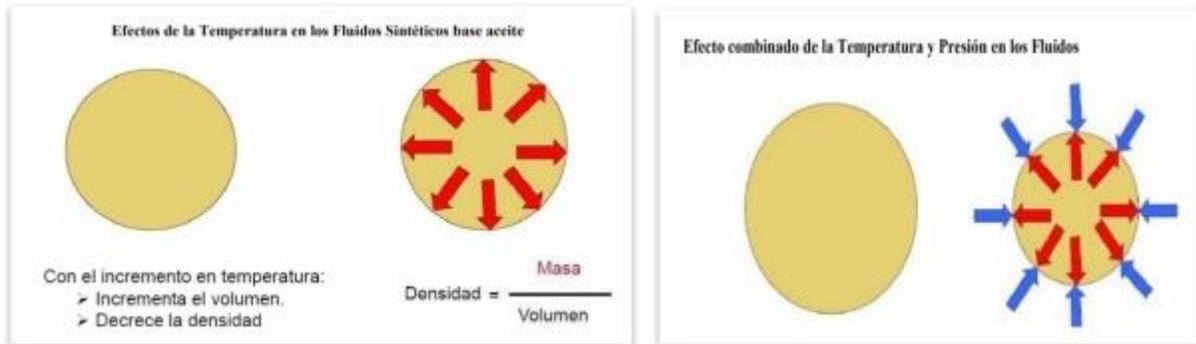
Todos los fluidos sintéticos y base aceite son compresibles, a diferentes grados de compresibilidad, en los fluidos base aceite tiene un efecto sobre los perfiles de presión a lo largo del pozo. Lo cual influye en el cálculo de las presiones de fondo o densidad estática equivalente de circulación.(Bautista Maldonado, 2006)

EFFECTOS DE LAS CONDICIONES PRESIÓN - TEMPERATURA.

Para predecir el comportamiento de las propiedades del fluido de perforación dentro del pozo, se debe considerar, para calcular con mayor precisión la hidráulica, los efectos de la presión y la temperatura. Esto es especialmente importante cuando se están utilizando los fluidos de perforación base aceite y base sintético. El comportamiento de los fluidos de perforación dentro del pozo se debe predecir en tres áreas principales:

- Temperaturas estáticas y dinámicas.
- Características reológicas del fluido de perforación.
- Densidad del fluido de perforación.

Figura 1. Efectos de la temperatura y la presión en un fluido



Nota: Representación gráfica de los efectos de la temperatura y la presión (Torres Rodrigo N, 2013)

Los fluidos base aceite de emulsión inversa, son fluidos formulados con aceite; por lo tanto, la fase continua de estos sistemas es el aceite base. Todos los aceites son compresibles, es decir, con el incremento o decremento de presión, disminuye o aumenta su volumen y por tanto su densidad se verá afectada en una proporción inversa.

Lo mismo ocurre con la temperatura, las altas expanden el aceite y las bajas lo contraen, afectando de la misma manera la densidad.

El aceite base olefina isomerizada (IO), utilizado en los sistemas sintéticos, tiene un factor de compresibilidad a 68°C de $3.7105 \times 10^{-6}/\text{psi}$, y un factor de expansión térmica a 11.000 psi de $6.6373 \times 10^{-4}/^\circ\text{C}$.

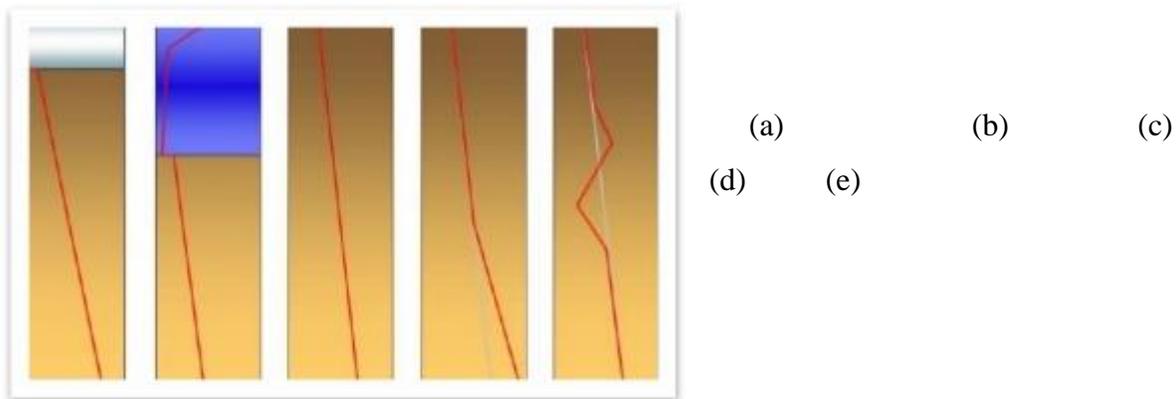
TEMPERATURA Y GRADIENTE DE TEMPERATURA.

Perfil estático Vs Perfil dinámico.

El perfil de temperatura estático del fluido es el mismo que la temperatura de formación. Cuando el sistema está en equilibrio, el 80% del cambio de temperatura ocurre en los primeros 30 minutos.

El perfil de circulación dinámico del fluido es función del perfil geotérmico, del gasto o tasa de circulación, de la geometría del pozo y de la trayectoria del pozo.

Figura 2. Gradientes de temperatura



Nota: En la gráfica, se observan diferentes perfiles de gradientes geotérmicos, (a) casquete de hielo o glaciár, (b) aguas profundas, (c) gradiente normal, (d) gradiente geotérmico, y (e) anomalías geotérmicas. Tomado del Ensayo 3 del laboratorio fluidos de perforación.

En la figura siguiente (a), se observa un pozo sin circulación, en donde la temperatura del fluido se ve afectada exclusivamente por el gradiente geotérmico, en tanto que en la figura (b), se presenta un pozo con circulación activa, donde, por una parte, se tiene la influencia del gradiente geotérmico, pero por otra parte se tiene un lodo fluyendo desde superficie, que ingresa al pozo a temperatura de superficie y se calienta a medida que se

profundiza, pero a la vez enfría el sistema. (Builes Blandon et al., n.d.)

CONSIDERACIONES SOBRE LA DENSIDAD DEL LODO

La densidad del fluido del pozo cambiará en tanto la temperatura se equilibre con la temperatura de la formación; en tanto que la temperatura del fluido en tanques cambiará hasta que se iguale la temperatura del fluido proveniente de pozo con la temperatura ambiente.

CONSIDERACIONES SOBRE EL VOLUMEN DEL FLUIDO

El volumen del fluido dentro del pozo cambiará hasta que se equilibre la temperatura del fluido con la temperatura de la formación; en tanto que el lodo en tanques hará lo mismo

hasta nivelar su temperatura con el ambiente. Es preciso anotar que estos cambios de volumen pueden ser muy significativos

PROYECCIÓN DE LA TEMPERATURA Y DENSIDAD.

Conociendo el gradiente geotérmico, la geometría del pozo y su trayectoria, se puede determinar el tiempo que demora el lodo en circular el pozo. Recordemos que a los 30 minutos de estar expuesto su temperatura deja de variar debido a que alcanza el equilibrio térmico con la formación. Esto permite calcular la densidad estática equivalente de circulación requerida (por efecto de expansión del fluido), con la cual se podrá controlar presión de formación. No olvidar el efecto compresor de la presión en la columna hidrostática.

PROCEDIMIENTO DEL ENSAYO

observar los videos: <https://youtu.be/hPT2OZJ5ReU>, <https://youtu.be/ngO5q-ELko0>,
<https://youtu.be/CHkA18L3IZg>

Calentar a 65°C todos los fluidos.

Realizar las mediciones de reología de los fluidos calentados a 65°C

REPORTE

El informe o reporte debe contener lo manifestado en los numerales: reportes del ensayo 3, cálculos, cuestionario, observaciones y conclusiones.

se presentará en medio magnético y será enviado al correo institucional en el plazo estipulado.

REPORTE DEL ENSAYO 3

Tabla1. Características reológicas de los lodos en estudio a temperatura ambiente

Ensayo	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6	Grupo 7	Grupo 8
Temperatura								
Agua (seg)								
Embudo De Marsh	Lodo sin Extendedor de bentonita (seg)							
	Lodo Base Aceite (seg)							
	Lodo con Extendedor de bentonita (seg)							
Viscosidad Rotatoria Fann	Tipo de agua							
	Densidad							
	pH							
	Ø3							
	Ø6							
	Agua Ø100							
	Ø200							
	Ø300							
	Ø600							
	Ø3 a 10 seg							
Ø3 a 10 min								
Lodo sin Extendedor de bentonita con 3 lb/bb eq adicional	Densidad							
	pH							
	Ø3							
	Ø6							
	Ø100							



	Ø200
	Ø300
	Ø600
	Ø3 a 10 seg
	Ø3 a 10 min
	Tipo de lodo base aceite
	Densidad
	pH
	Ø3
	Ø6
Lodo Base Aceite	Ø100
	Ø200
	Ø300
	Ø600
	Ø3 a 10 seg
	Ø3 a 10 min
	Densidad
	pH
	Ø3
Lodo con Extendedor de bentonita	Ø6
	Ø100
	Ø200
	Ø300

Ø600

Ø3 a 10 seg

Ø3 a 10
min

Tabla 2. Características reológicas de los lodos en estudio a 65°C

ENSAYO	GRUPO 1	GRUP O 2	GRUPO 3	GRUPO 4	GRUPO 5	GRUPO 6	GRUPO 7	GRUPO 8
Temperatura								
Agua (seg)								
EMBUDO DE MARSH	Lodo sin Extendedor de bentonita (seg)							
	Lodo Base Aceite (seg)							
	Lodo con Extendedor de bentonita (seg)							
Tipo de agua								
Densidad								
pH								
VISCOSIDAD ROTATORIA FANN	Agua	Ø3						
		Ø6						
		Ø100						
		Ø200						
		Ø300						
		Ø600						
		Ø3 a 10 seg						
		Ø3 a 10 min						



	Densidad
	pH
	Ø3
	Ø6
Lodo sin Extendedor de bentonita con 3 lb/bb eq adicional	Ø100
	Ø200
	Ø300
	Ø600
	Ø3 a 10 seg
	Ø3 a 10 min
	Tipo de lodo base aceite
Lodo Base Aceite	Densidad
	pH
	Ø3
	Ø6
	Ø100
	Ø200
	Ø300
	Ø600
Ø3 a 10 seg	
Ø3 a 10 min	
Densidad	
pH	

	Ø3
	Ø6
	Ø100
	Ø200
Lodo con	Ø300
Extendedor de bentonita	Ø600
	Ø3 a 10 seg
	Ø3 a 10 min

CÁLCULOS

Desarrolle los cálculos de manera comparativa a temperatura ambiente y a 65°C

EMBUDO MARSH

Determine el error porcentual de calibración del embudo Marsh

VISCOSÍMETRO ROTATORIO

Calcular las viscosidades plásticas, aparentes y puntos cedentes.

Determinar el esfuerzo gel tanto con el Viscosímetro Fann.

Dibuje las curvas: Fuerza Gel versus Tiempo, determinados por el viscosímetro fann 35A.

Indique las diferencias de las curvas graficadas para cada lodo.

Calcule el índice de capacidad de acarreo con los parámetros.

CUESTIONARIO

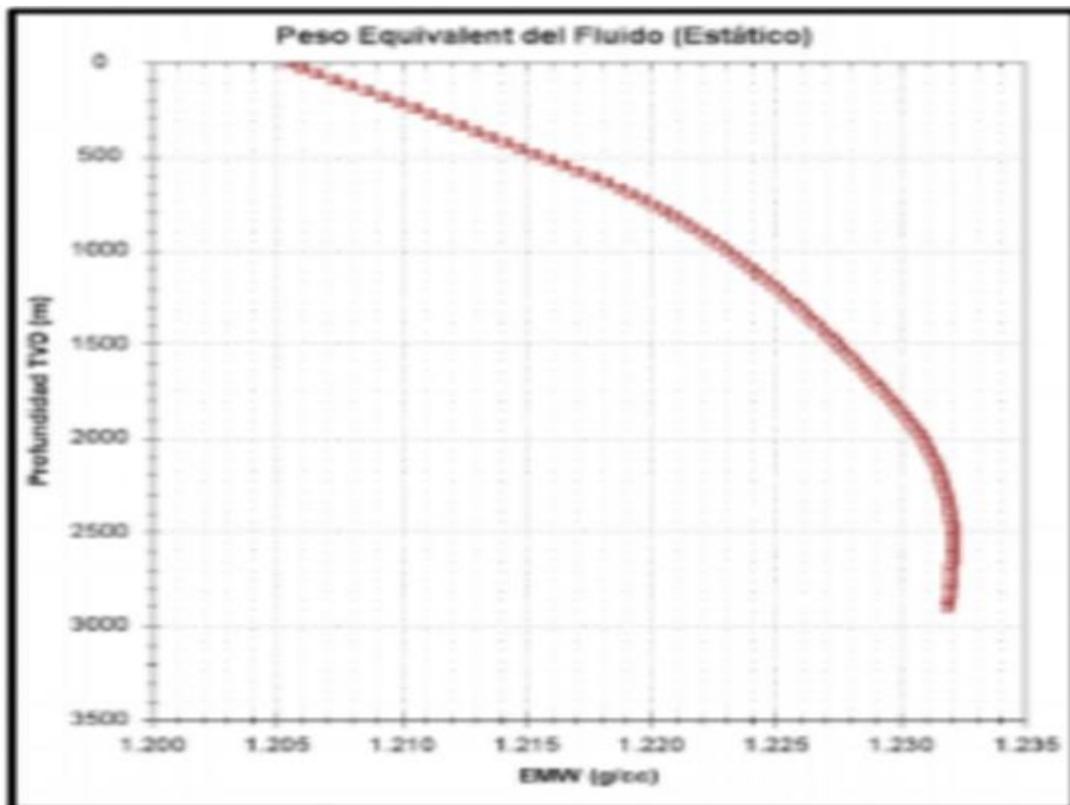
Responda a los siguientes interrogantes basado en información bibliográfica y en las observaciones de la experimentación:

¿La variación de temperatura puede modificar el modelo de flujo de un mismo fluido?

Considerando las variaciones en la viscosidad por efecto de la temperatura ¿cuál sería su efecto sobre la limpieza del pozo?

Considere que tiene un pozo en condiciones estáticas, es decir que ha suspendido la circulación, al transcurrir 1 hora en dichas condiciones, se reanuda la circulación y el lodero nota que la temperatura del lodo ha variado. ¿cuál sería la tendencia de la temperatura medida en tanques, referente a la temperatura de fondo de pozo?

Ahora asuma que el pozo siempre estuvo en circulación en los mismos lapsos de tiempo, ¿cuál sería la temperatura del lodo, referente a la temperatura de fondo de pozo y a la medida en condiciones del punto 3?

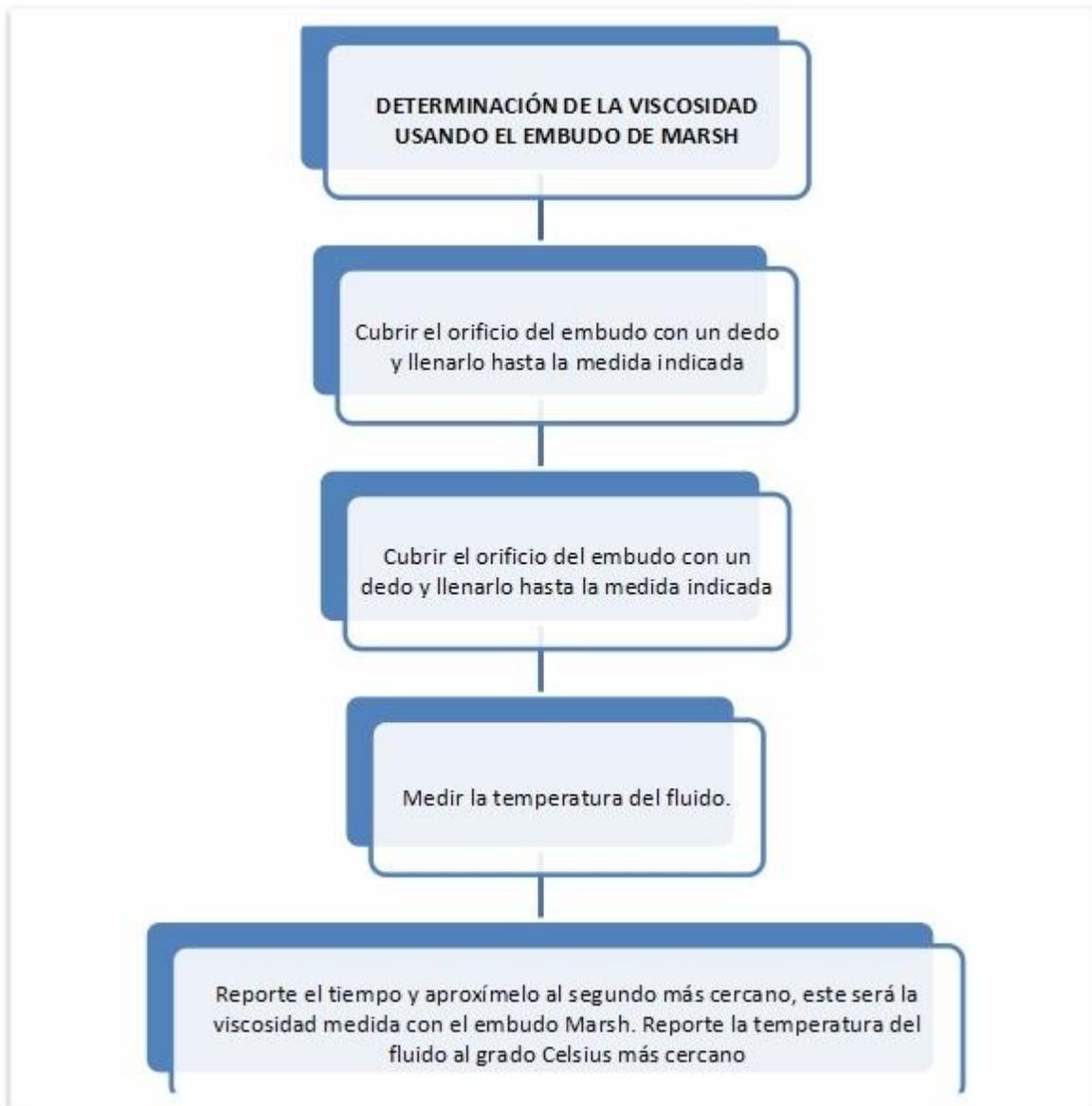


Considerando que la densidad de un lodo de perforación en fondo de pozo es de 10.2815 ppg y en superficie es de 10.0979 ppg, en condiciones estáticas. Asumiendo que la presión de formación a los 2000 pies es de 1000 psi y la presión de fractura en el mismo sitio es de 1100 psi, que se puede decir respecto al equilibrio de presiones en pozo. Utilice esta gráfica.

OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES

Plantee sus observaciones a la experiencia y defina sus conclusiones frente a la fabricación del fluido, a la medición y ajuste de la densidad.

DIAGRAMA DE FLUJO



BIBLIOGRAFIA

American Petroleum Institute. (2019, May). *API RP 13B-1: Field Testing Water-based Drilling Fluids*.

https://global.ihp.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20RP%2013B%2D1&item_s_key=00116814

Bautista Maldonado, M. A. (2006). *Formulacion y Evaluacion de Fluidos de Perforacion de Base Agua de Alto de Rendimiento Aplicados al Campo Balcon como Sustitutos de Lodo Base Aceite*. Universidad Industrial de Santander.

Builes Blandon, S., Tecnologica, U., Pereira, D. E., & de Tecnologias, F. (n.d.). *MONOGRAFIA TRATAMIENTO Y ADECUADA DISPOSICION DE LODOS DOMESTICOS E INDUSTRIALES*.

Torres Rodrigo N. (2013). *METODOLOGIA PARA TRATAMIENTOS DE LODOS*. 1–190.

LISTA DE ANEXOS B

Anexo 1 Preparación de la lechada de cemento.	2
Anexo 2 Determinación de la densidad del cemento.	11
Anexo 3 Determinación del contenido de agua libre en la lechada de cemento.	18
Anexo 4 Determinación de la reología de la lechada del cemento haciendo uso del viscosímetro de fann 35 ^a	24
Anexo 5 Tixotropía de la lechada del cemento.	35
Anexo 6 Determinación de la resistencia a la compresión – haciendo uso de cristales de esfuerzos a la compresión conocida	38
Anexo 7 Determinación de la compatibilidad de la lechada del cemento.....	46
Anexo 8 Determinación del asentamiento de la lechada de cemento	53
Anexo 9 Determinación de la bombeabilidad de una lechada de cemento.	62
Anexo 10 Migración de gas durante la cementación.	69

ANEXO B

GUIAS DE CEMENTACION

ANEXO 1. Preparación de la lechada de cemento de clase

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO CURRICULAR
PREPARACIÓN Y PRUEBAS DE CEMENTOS**

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA: PETRÓLEOS

NOMBRE DEL CURSO: FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

ENSAYO DE LABORATORIO: N°1 DE 10

ENSAYO PARA REALIZARSE SEGÚN LA NORMA API SPEC 10B

CLASE DE CEMENTO: CLASE (A, B, C, D, E, F, G, H)

NOMBRE DE LA PRÁCTICA DE LABORATORIO: PREPARACIÓN DE LA
LECHADA DE CEMENTO DE CLASE (A, B, C, D, E, F, G, H)

1. JUSTIFICACIÓN

La lechada se utiliza para crear una barrera entre las formaciones geológicas y el pozo, lo que ayuda a asegurar la estabilidad del pozo y a prevenir la contaminación del agua subterránea. La calidad y consistencia de la lechada son cruciales para asegurar que la cementación sea efectiva. Si la lechada no se prepara adecuadamente, puede haber problemas como la creación de canales y huecos en la cementación, lo que puede permitir que el gas o el agua fluyan entre las capas geológicas y comprometan la integridad del pozo.

2. OBJETIVOS

- Preparar una lechada de cemento, acorde a las proporciones recomendadas, dependiendo de la clase de cemento.

2.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Familiarizar a los estudiantes con los componentes de la lechada de cemento

3. MATERIALES Y EQUIPOS

- ✓ 1 litro de agua
- ✓ 1.5 – 2 (kg) de cemento CLASE (A, B, C, D, E, F, G, H), acordar previamente con que clase van a trabajar
- ✓ 2 beaker de 1 Litro
- ✓ 2 beaker de 500 ml
- ✓ 1 beaker de 100 ml
- ✓ 1 probeta de 250 m
- ✓ Espátula
- ✓ Balanza analítica (gramera)
- ✓ Mezcladora (en su defecto licuadora)

4. MARCO TEÓRICO

El cemento de completamiento es un material utilizado para sellar el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación geológica en un pozo petrolero. La cementación es una operación crítica que se lleva a cabo para lograr cuatro objetivos específicos en los pozos petroleros: proteger y soportar la tubería de revestimiento, prevenir el movimiento de fluidos a través del espacio anular fuera de la tubería de revestimiento, detener el movimiento de fluidos dentro de formaciones fracturadas y sellar un intervalo abandonado del pozo (Nasr-El-Din et al., 2008).

Existen dos tipos principales de cementación: la **cementación primaria** y la **cementación secundaria**. La cementación primaria se lleva a cabo después de que se instala la tubería de revestimiento y antes de que se complete el pozo, mientras que la cementación secundaria se realiza después de la perforación del pozo y se utiliza para reparar o mejorar una cementación previa (API, 2010). (Americam Petroleum Institute, 1990)

El cemento de completamiento es una mezcla de cemento Portland y agua, a la que se pueden agregar otros materiales como aditivos para mejorar su desempeño. Los aditivos se utilizan

para mejorar la resistencia del cemento, reducir su densidad, mejorar la trabajabilidad y prevenir la contaminación del cemento con los fluidos del pozo (Nasr-El-Din et al., 2008).

La calidad de la cementación es un factor crítico en la producción de petróleo y gas. Una mala cementación puede provocar fugas de fluidos y reducir la productividad del pozo, mientras que una buena cementación puede mejorar la producción y prolongar la vida útil del pozo. Para evaluar la calidad de la cementación, se realizan pruebas como el registro de cementación, que mide la integridad del cemento y su adherencia a la tubería de revestimiento y la formación geológica (Americam Petroleum Institute, 1990).

Tabla 1. Tipos de cementos, requerimientos para una mezcla y condiciones de profundidad y temperatura

Clasificación ASTM	Clasificación API	Agua de mezcla		Lechada Lb / gal	Profundidad de uso (ft)	Temperatura de uso (°f)
		Gal / sx	%H ₂ O/peso sx			
Tipo I	Clase A	5.2	46	15.6	0 - 6000	80 - 170
Tipo II	Clase B	5.2	46	15.6	0 - 6000	80 - 170
Tipo III	Clase C	6.3	56	14.8	0 - 6000	80 - 170
Tipo IV	Clase D	4.3	38	16.4	6000 - 12000	170 - 230
Tipo V	Clase E	4.3	38	16.4	6000 - 14000	170 - 290
Tipo VI	Clase F	4.3	38	16.2	10000 - 16000	230 - 320
Tipo VII	Clase G	5	44	15.8	0 - 8000	80 - 200
Tipo VIII	Clase H	4.3	38	16.4	0 - 8000	80 - 200

Nota: Esta tabla contiene la clasificación **API** y **ASTM** de los cementos usados en pozos petroleros, e indica sus proporciones de mezcla y condiciones de uso. Tomado de (Smith, 1976)

Tabla 2. Requerimientos químicos para cementos API

Requerimiento químico para cementos api						
Tipo ordinario (O)	A	B	C	D - E - F	G	H
Oxido de magnesio (Mg O) Máximo %	6	...	6
Trióxido de azufre (SO ₃) Máximo %	3.5	...	4.5
Perdida de Ignición Máximo %	3	...	3
Residuos insolubles Máximo %	0.75	...	0.75
Aluminato tricálcico(C3A) Máximo %	15
Tipo moderada resistencia a sulfatos (MSR)						
Oxido de magnesio (Mg O) Máximo %		6	6	6	6	6
Trióxido de azufre (SO ₃) Máximo %		3	3.5	3	3	3
Perdida de Ignición Máximo %		3	3	3	3	3
Residuos insolubles Máximo %		0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
Silicato tricálcico (3CaO*SiO ₂)	Máximo %	58	58
	Mínimo %	48	48
Aluminato tricálcico C3A	8	8	8	8	8
Alcalisis total expresado Na ₂ O Equivalente, Máximo %	0.75	0.75
Tipo alta resistencia a los sulfatos (HSR)						
Oxido de magnesio (Mg O) Máximo %	6	6	6	6	6
Trióxido de azufre (SO ₃) Máximo %	...	3	3.5	3	3	3
Perdida de Ignición Máximo %	...	3	3	3	3	3
Residuos insolubles Máximo %	...	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
Silicato tricálcico (3CaO *SiO ₂)	Máximo %	65	65
	Mínimo %	48	48
Alcalisis total expresado Na, O Equivalente, Máximo %	0.75	0.75

Aluminoferrita tetra cálcico más dos veces C3A 24 24 24 24 24

Nota: Esta tabla da los valores requeridos para que los diferentes tipos de cemento alcance resistencia a los sulfatos (Smith, 1976)

Tabla 3. Consolidado de condiciones de profundidad y requerimiento químico API Y ASTM

API Clase	ASTM Tipo	(Profundidad ft)	Resistencia Sulfatos	Porcentaje			Blain
				Mgo	SO3	C3A	
A	I	0 - 6000	O	6.0	3.0	NIA	1600
C	III	0 - 6000		6.0	4.5	150	2200
B	II	0 - 6000	MSR	6.0	3.0	8.0	1600
G	II	0 - 8000		6.0	3.0	30	1800
H	II	0 - 8000		6.0	3.0	30	1600
B	N/A	0 - 6000	HSR	6.0	3.0	3.0	1600
C	N/A	0 - 6000		6.0	3.0	3.0	2200
G	N/A	0 - 8000		6.0	3.0	3.0	1300
H	N/A	0 - 8000		6.0	3.0	3.0	1600

Nota: Esta tabla contiene un resumen de la tabla 1 y 2 en donde se muestra las profundidades de uso de cada cemento según **API** y **ASTM**, se clasifican según la resistencia a los sulfatos, elaborado por los proyectantes.

En la preparación de la lechada de cemento y posterior medición de propiedades, existen algunos parámetros para tener en cuenta:

- Tamizar la muestra de cemento con un tamiz de **850 micrómetros (No 20)** Serie de tamices estándar de EE. UU, que cumple con los requisitos dados en la última edición de "**ASTM E 11**
- Usar agua destilada o libre de CO₂, para pruebas de rutina se puede usar agua potable.
- La temperatura del agua y del cemento debe ser **27+-3 y 27+-6 °C**, respectivamente.

Para este ensayo se utiliza el cemento "clase A", que según la norma **API SPEC 10** requiere **5.2 gal** de agua por saco de cemento clase A. Como el volumen de la mezcladora es de **600 ml** se requiere **355 cc** de agua y **772 gr** de cemento clase A.

Tabla 4. Volumen requerido de la lechada

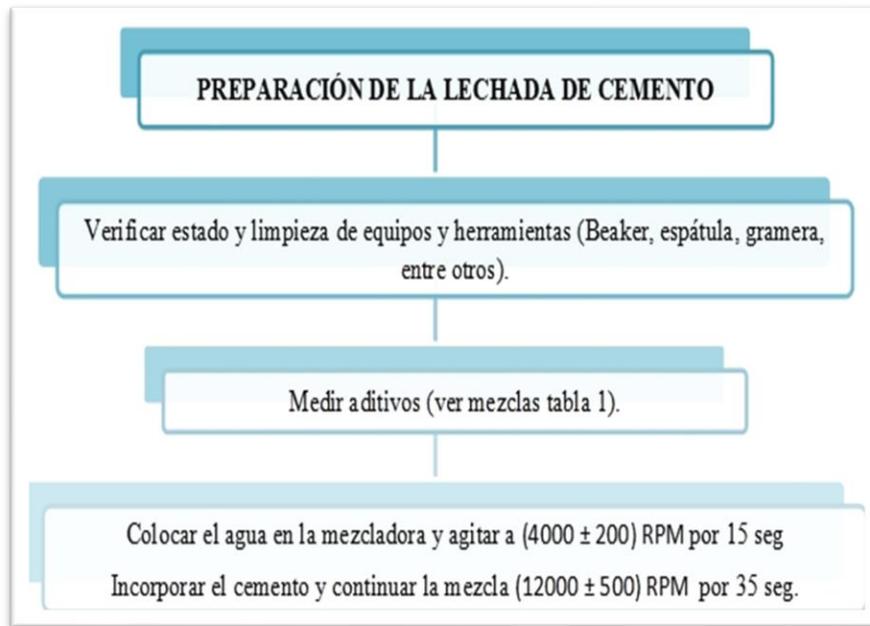
Volumen equivalente de la lechada	Componentes	Clase de cemento api			
		A & B	C	D, E, F & H	G
600 ml	Agua	355 cc	383 cc	327 cc	349 cc
	Cemento	772 gr	684 gr	860 gr	792 gr

Nota: en esta tabla se muestran las cantidades necesarias para preparar una lechada de 600 ml con valores de laboratorio (Salazar f., 2015)

5. PROCEDIMIENTO

- Colocar el agua en el recipiente del mezclador, acorde a la clase de cemento, Ver **tabla 1**
- Agitar a baja a velocidad (4000 ± 200) RPM durante **15 Seg**
- Agregar rápidamente el cemento y aumentar la velocidad de la mezcladora a alta velocidad (12000 ± 500) RPM por **35 seg.**

6. DIAGRAMA DE FLUJO



7. CUESTIONARIO

- 7.1. ¿Cuáles son los principales tipos de cementos utilizados en la industria petrolera y cuáles son sus diferencias en cuanto a composición, propiedades y aplicaciones?
- 7.2. ¿Cómo se preparan las diferentes clases de lechada de cemento de y cuáles son las precauciones necesarias para su preparación adecuada?
- 7.3. ¿Cuál es la importancia de la densidad y la consistencia de la lechada de cemento en su aplicación en pozos petroleros?
- 7.4. ¿Cómo se evalúa la calidad de la cementación primaria y secundaria en un pozo petrolero?
- 7.5. ¿Cuáles son los criterios de aceptación y cómo se realizan las pruebas de calidad en el laboratorio y en el campo?
- 7.6. ¿Cuáles son los aditivos comúnmente utilizados en la lechada de cemento y cómo afectan a la preparación y aplicación de la lechada de cemento?
- 7.7. ¿Cómo se seleccionan los aditivos adecuados para cada aplicación específica?
- 7.8. ¿Cómo influyen factores como la temperatura, la presión y las condiciones del pozo en

la elección del tipo de cemento y la preparación de la lechada de cemento?

BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute. (1990, June 1). *API SPEC 10: Specification for Materials and Testing for Well Cements*.

https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20SPEC%2010&item_s_key=00504639#abstract-section

Salazar f., A. J. (2015). *Practiclas Recomendadas para Ensayos de Cementacion de Pozos* (pp. 1–83).

Smith, D. K. (1976). *CEMENTING* (2nd ed., Vol. 4).

Nasr-El-Din, H. A., Al-Ghamdi, M. S., & Al-Yami, A. S. (2008). *Advances in Well Cementing: State-of-the-Art Well Cementing in the Oil and Gas Industry*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 61(1-2), 1-13.

ANEXOS

Figura 1. Balanza digital



Nota: En la imagen se aprecia la balanza digital tomada por los proyectantes del laboratorio de Lodos

Figura 2. Mezcladora del laboratorio



Nota: En la imagen se aprecia la mezcladora digital tomada por los proyectantes del laboratorio de Lodos

ANEXO 2. Determinación de la densidad del cemento clase (A, B, C, D, E, F, G, H Y G)
(método de la balanza de lodos y balanza presurizada)

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO CURRICULAR
PREPARACIÓN Y PRUEBAS DE CEMENTOS**

FACULTAD: **INGENIERÍA**

PROGRAMA: **PETRÓLEOS**

NOMBRE DEL CURSO: **FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO**

ENSAYO DE LABORATORIO: **N°2 DE 10**

ENSAYO PARA REALIZARSE SEGÚN LA NORMA API RP 10B

CLASE DE CEMENTO: CLASE (A, B, C, D, E, F, G, H Y G)

NOMBRE DE LA PRÁCTICA DE LABORATORIO: DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DEL CEMENTO CLASE (A, B, C, D, E, F, G, H Y G) (MÉTODO DE LA BALANZA DE LODOS Y BALANZA PRESURIZADA)

1. JUSTIFICACIÓN

La medición de la densidad de la lechada de cemento es un indicador crítico de la calidad y las características físicas de la misma, la densidad se utiliza para diseñar la cementación adecuada, lo que puede garantizar que la lechada se ajuste a los requisitos del pozo lo que puede tener un impacto significativo en la efectividad de la cementación. Al momento de medir la densidad el volumen de espacio ocupado por el gas atrapado o las burbujas de aire en una muestra de fluido de cementación puede distorsionar la precisión de la medición de la densidad del fluido. Esta distorsión se puede reducir significativamente presurizando el fluido.

OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

- Determinar la densidad del cemento, por medio del método de la balanza de lodos

1.2. OBJETIVO ESPECÍFICO

- Realizar la calibración de la balanza
- Aprender a operar las balanzas de lodos atmosférica y presurizada.

2. MATERIALES Y EQUIPOS

Balanza de lodos

Balanza presurizada

- ✓ Lechada del cemento ya preparado
- ✓ Agua
- ✓ Termómetros (para registrar la temperatura de la lechada)

3. MARCO TEÓRICO

3.1. DENSIDAD

3.1.1. *Definición.*

La densidad es el peso por unidad de volumen de un material seco con aire atrapado. El peso por unidad de volumen de una lechada de cemento, generalmente se da en unidades de kg/m³ o lbm/gal. Las lechadas típicas en los pozos de petróleo o gas tienen densidades de 1380 kg/m³ a 2280 kg/m³ [11,5 lbm/gal a 19,0 lbm/gal], hacer uso de otros tipos de lechadas, generan rangos de densidades mayores, como lo son el cemento espumado y la cementación con distribución de tamaño de partícula, generando rangos entre 840 kg/m³ a 2760 kg/m³ [7 lbm/gal a 23 lbm/gal]. (Rodríguez Polanco A, 2006)

3.1.2. *Efectos del tiempo y aditivos para controlar la densidad de la lechada*

Se hacen uso de varios aditivos para controlar la densidad, el tiempo de fraguado, la resistencia y las propiedades de flujo. Generalmente se hace uso de aditivos especiales, para lograr reducir la ocurrencia de flujo de gas anular. La lechada de cemento, que se forma generalmente mediante la mezcla de cemento Portland, agua y aditivos secos y líquidos variados, se bombea en su lugar y se deja solidificar (generalmente durante 12 a

24 horas) antes de reanudar la actividad de perforación adicional. El cemento debe alcanzar generalmente una resistencia de 5000 psi [34 474 KPa] antes de las operaciones de perforación o de disparos. Los cementos más avanzados para campos petroleros alcanzan resistencias más altas a la compresión del cemento fraguado mediante la mezcla de una variedad de tipos y tamaños de partículas con menos agua que las mezclas convencionales de cemento Portland, agua y aditivos químicos. (Petroblogger, n.d.)

3.1.3. Densidad relativa de la lechada del cemento

La densidad relativa de los diferentes lotes de cemento puede variar debido a cambios naturales en la composición de las materias primas utilizadas en el proceso de fabricación. Estudios han demostrado que la densidad relativa del cemento puede variar de 3.10 a 3.25. La variabilidad puede resultar en la desviación de las densidades de la lechada hasta 0.034 kg/l (0.28 lb/ gal) para las lechadas con relación constante de agua - sólidos. La densidad relativa con agua de mezcla también puede variar, dependiendo de la fuente, resultando en inconsistencias en la densidad de la lechada. La determinación de la densidad relativa de todos los componentes de una lechada es necesaria para calcular apropiadamente las cantidades requeridas para la preparación de la lechada. (American Petroleum Institute, 2005)

4. PROCEDIMIENTO

Balanza de lodos

- 4.1.** Hacer limpieza y secado de la balanza de lodos (debe de quedar bien seca, de este modo se evitarán errores, esto se hace con el objetivo de obtener resultados más precisos).
- 4.2.** Calibrar la balanza de lodos utilizando agua (como resultado de la calibración se obtendrá la densidad del agua, así podrá ver el comportamiento del agua sola y el agua con cemento, esto con el fin de hacer una idea de la densidad de ambos fluidos).

- 4.3. Tomar la muestra de la lechada y vaciarla a la copa (hasta el tope que indica la copa), tapar y hacer presión.
- 4.4. Limpiar el exterior del cilindro y secar, después poner la balanza de lodos en su base.
- 4.5. Mover las pesas deslizantes a la derecha o izquierda, hasta que la viga este balanceada. La viga es balanceada cuando la burbuja adjunta es centrada entre las dos marcas. La densidad se obtiene leyendo una de las cuatro escalas en el lado del arco de las pesas.
- 4.6. Después de la medición, vacié la copa, limpiar a fondo todos los componentes, posterior a ello secar.

Balanza presurizada

- 4.7. Hacer limpieza y secado de la balanza presurizada (debe de quedar bien seca, de este modo se evitarán errores, esto se hace con el objetivo de obtener resultados más precisos).
- 4.8. Calibrar la balanza presurizada utilizando agua (como resultado de la calibración se obtendrá la densidad del agua, así podrá ver el comportamiento del agua sola y el agua con cemento, esto con el fin de hacer una idea de la densidad de ambos fluidos).
- 4.9. Tomar la muestra de la lechada y vaciarla a la copa (hasta el tope que indica la copa), poner la tapa sellante, conectar la bomba de presión, posterior a ello ejercer presión.
- 4.10. Limpiar el exterior del cilindro y secar, después poner la balanza presurizada en su base.
- 4.11. Mover las pesas deslizantes a la derecha o izquierda, hasta que la viga este balanceada. La viga es balanceada cuando la burbuja adjunta es centrada entre las dos marcas. La densidad se obtiene leyendo una de las cuatro escalas en el lado del arco de las pesas.

- 4.12. Después de la medición, vacíe la copa, limpiar a fondo todos los componentes, posterior a ello secar.

5. CALIBRACIÓN DE LA BALANZA PRESURIZADA

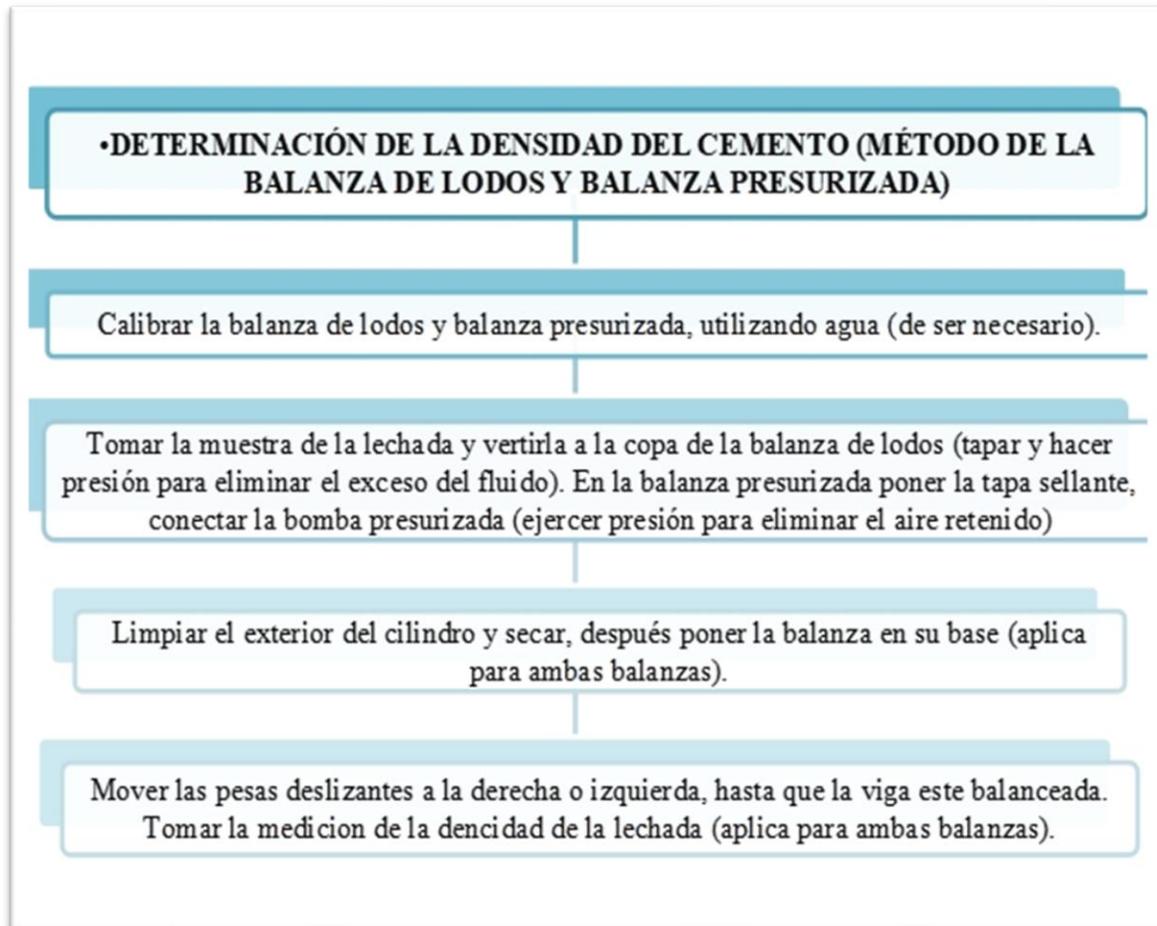
Para calibrar la balanza presurizada, se llena el receptáculo o copa con agua destilada, se coloca la tapa y se seca el exceso que se derrame, siempre se debe cuidar que la copa esté bien llena pues un bajo nivel dará una lectura errada, al igual que la humedad externa que pueda quedar del derrame. Al colocar la balanza sobre el soporte y desplazar el cursor, la lectura obtenida con el dispositivo a nivel debe ser de **8,33 lb/gal (densidad del agua destilada)**.

Puede ocurrir que para una lectura de **8,33 lb/gal**, no se alcance la nivelación, por lo que se debe mover el tornillo de calibración ubicado en el extremo del brazo de la balanza. Hasta lograr la calibración, es decir que la lectura sea **8,33 lb/gal** y la burbuja de nivelación esté centrada en el visor.

6. CUESTIONARIO

- 6.1. ¿Cómo es el proceso por medio de la balanza presurizada?
- 6.2. ¿Qué diferencia hay entre la balanza presurizada y la balanza de lodos?
- 6.3. ¿Qué efectos tienen las burbujas de aire que se mezclan con la lechada al llenar la probeta?
- 6.4. ¿Cómo varía la temperatura en esta prueba?
- 6.5. ¿Explique cómo se leen los valores de la balanza de lodos y la balanza presurizada?

7. DIAGRAMA DE FLUJO



BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute. (2005). *Recommended Practice for Field Testing of Oil-based Drilling Fluids API RECOMMENDED PRACTICE 13B-2 FOURTH EDITION, MARCH 2005.*

Gomez Patiño P. (2017). *PRUEBAS DEL LABORATORIO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.* 1–114.

Petroblogger. (n.d.). *PROPIEDADES Y ADITIVOS DE LOS CEMENTOS.* Retrieved February 2, 2023, from <http://www.ingenieriadepetroleo.com/propiedades-y-aditivos-de-los-cementos/>

Rodriguez Polanco A. (2006). *MANUAL_LAB_DE_CONCRETO.* 1–73.

Salazar f., A. J. (2015). *Practicas Recomendadas para Ensayos de Cementacion de Pozos*

(pp. 1–83).

Smith, D. K. (1976). *CEMENTING* (2nd ed., Vol. 4).

ANEXOS

EQUIPOS PARA DETERMINAR LA DENSIDAD DEL CEMENTO

Figura 1. Balanza presurizada



Nota: Esta imagen representa la balanza presurizada para ensayos de perforación de lodos, con sus respectivas partes. Tomado de (Salazar f., 2015)

Figura 2. Balanza de lodos



Nota: Esta imagen representa la balanza de lodos para lodos de perforación, con sus respectivas partes. Tomado de (Gomez Patiño P, 2017)

Tabla 1. Aproximación de las densidades de una lechada

Clase de cemento	Contenido de agua max (MI)
A, B (Portland)	15.6
C (Acelerado)	14.8
D, E, F (Retardado)	16.4
G (Básico)	15.8
H (Retardado)	16.4
J	*

***Recomendado por el fabricante**

Nota: Esta tabla representa las clases de cemento con su contenido de agua máximo en ml (densidades de la lechada). Tomado de (Smith, 1976)

ANEXO 3. Determinación del contenido de agua libre en la lechada de cemento clase (A, B, C, D, E, F, G, H Y G)

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO
CURRICULAR PREPARACIÓN Y PRUEBAS DE**

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA: PE0TRÓLEOS

NOMBRE DEL CURSO: FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

ENSAYO DE LABORATORIO: N°3 DE 10

ENSAYO PARA REALIZARSE SEGÚN LA NORMA API RP 10B

CLASE DE CEMENTO: CLASE (A, B, C, D, E, F, G, H Y G)

NOMBRE DEL ENSAYO DEL LABORATORIO:

DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA LIBRE EN LA LECHADA DE CEMENTO CLASE (A, B, C, D, E, F, G, H Y G)

1. JUSTIFICACIÓN

La determinación del contenido de agua libre es necesario debido a que en campo cuando la lechada se deja en reposo, el agua libre se recolecta en la parte superior de la lechada

como resultado de la precipitación de partículas de cemento dentro de la lechada, conforme se sedimentan dichas partículas estas tienden a puntearse, debajo del área de punteo se puede generar una grieta o hendidura que permanecerán incluso después de que el cemento haya fraguado y podrían formar un canal que puede ocasionar que el cemento falle cuando sea sometido a cierta cantidad de presión

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

- Determinar el porcentaje de agua libre en la lechada de cemento.

2.2. OBJETIVO ESPECÍFICO

- Reconocer efecto del agua libre en la lechada del cemento, en pozos verticales y desviados.

3. MATERIALES Y EQUIPOS

- ✓ Lechada del cemento
- ✓ Probeta graduada de 250 ml
- ✓ Espátula

4. MARCO TEÓRICO

4.1. AGUA LIBRE

4.1.1. Definición.

Líquido con color o sin color que se ha separado de la lechada de cemento y contribuye con la contracción de la lechada. La contracción de la lechada puede afectar la adherencia y contribuir con la migración de gas. En condiciones estáticas comienza un proceso de sedimentación de los sólidos por efecto de la gravedad, que deja un porcentaje de líquido sobrenadante, el cual será mayor o menor dependiendo de la estabilidad de la lechada. (Ramirez Hernandez F & Martinez Miranda D, 2020)

En las operaciones de cementación, cualquier volumen de agua de la lechada que excede el volumen requerido para hidratar completamente el cemento, se considera como un problema. (Gomez Patiño P, 2017)

El agua libre puede separarse físicamente a medida que fragua una lechada de cemento. Esta tendencia a separarse, especialmente en presencia de una formación gasífera de alta presión, puede deteriorar el aislamiento zonal, que es la función principal del cemento. Por ese motivo, el diseñador de pozos generalmente especifica un contenido máximo de agua libre para la lechada. (Pinzon Sebastian, 2023)

4.1.2. Comportamiento y contenido de agua

En las operaciones de cementación, cualquier volumen de agua, en una lechada que exceda el volumen requerido para hidratar completamente el cemento, es considerado un problema. (Smith, 1976)

El agua libre puede separarse físicamente a medida que fragua la lechada de cemento. Esta tendencia a separarse, especialmente en presencia de una formación gasífera de alta presión, puede deteriorar el aislamiento zonal, que es la función principal del cemento. Por ese motivo, el diseñador de pozos generalmente especifica un contenido máximo de agua libre para la lechada de cemento. (Americam Petroleum Institute, 1990)

5. PROCEDIMIENTO

Determinación del contenido de agua libre en la lechada del cemento

- 5.1.** Hacer una limpieza a los equipos a utilizar con el fin de limitar el número de impurezas.
- 5.2.** Acondicionamiento de la lechada. Agitar la lechada, a 27 ° C, durante 20 minutos, la lechada debe ser remezclada por 35 segundos a alta velocidad “Waring Blendor”
- 5.3.** Llenar una probeta de vidrio graduada de 250 ml, sellará para evitar la evaporación. la porción graduada del cilindro no debe ser menor a 232 mm y no

mayor que 248 mm en longitud.

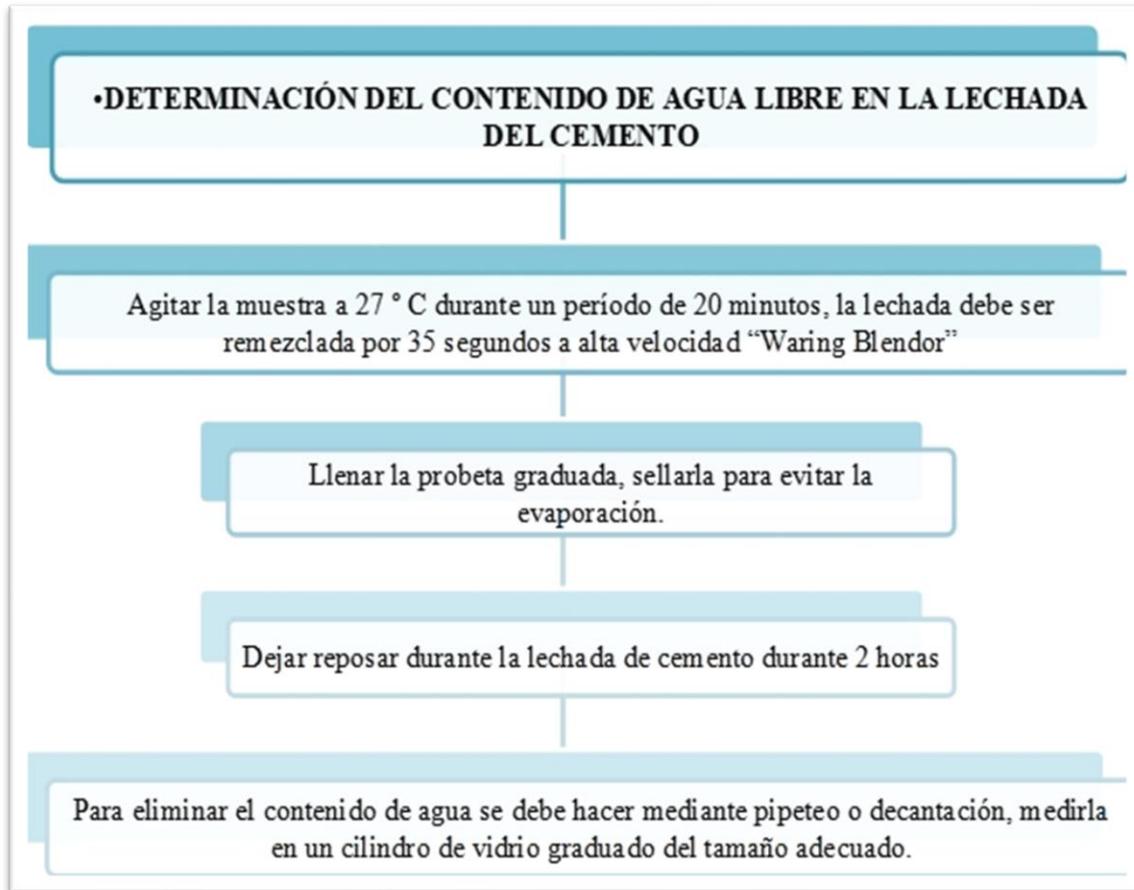
- 5.4. Tomar y poner una placa de acero de 1/4 de pulgada, apoya en una almohadilla de gomaespuma de 1 pulgada, la placa de acero y la almohadilla deben tener aproximadamente 8 pulgadas por 12 pulgadas.
- 5.5. Dejar reposar durante la lechada de cemento durante 2 horas
- 5.6. Para eliminar el contenido de agua se debe hacer mediante pipeteo o decantación, medirla en un cilindro de vidrio graduado del tamaño adecuado, expresar en mililitros ("el contenido de agua libre").
- 5.7. Realizar la respectiva limpieza
- 5.8. El porcentaje de agua libre se puede calcular de la siguiente forma:

$$\% \text{ de agua libre} = \frac{(\text{ml de agua libre})(100)}{\text{ml lechada}}$$

6. CUESTIONARIO

- 6.1. ¿Problemas que puede generar un gran porcentaje de agua libre no aceptado?
- 6.2. ¿Beneficios de mantener un porcentaje de agua libre adecuado?
- 6.3. ¿Qué se debe hacer cuando el porcentaje de agua libre no es el óptimo?
- 6.4. ¿El porcentaje de agua libre máximo es el mismo para todas las clases de lechada de cemento?
- 6.5. ¿Cuáles son los porcentajes máximos requeridos para cada case de cemento?

7. DIAGRAMA DE FLUJO



BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute. (1990, June 1). *API SPEC 10: Specification for Materials and Testing for Well Cements*.

https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20SPEC%2010&item_s_key=00504639#abstract-section

Gomez Patiño P. (2017). *PRUEBAS DEL LABORATORIO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION*. 1–114.

Pinzon Sebastian. (2023). *Calidad de agua en procesos de cementación de pozos / HANNA Instruments Colombia*.

<https://www.hannacolombia.com/blog/post/571/calidad-agua-en-procesos-cementacion-pozos>

Ramirez Hernandez F, & Martinez Miranda D. (2020). *FLUIDOS DE PERFORACION*. 1–116.

Smith, D. K. (1976). *CEMENTING* (2nd ed., Vol. 4).

ANEXOS

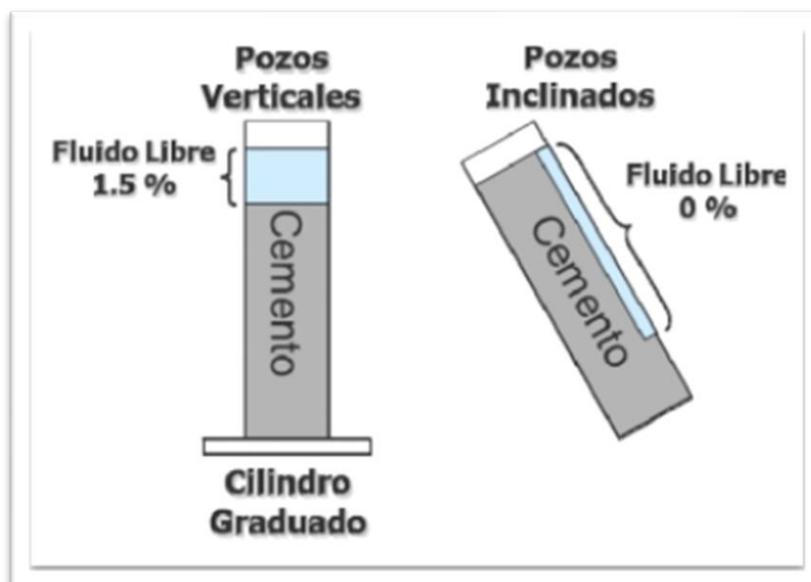
EQUIPOS PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE AGUA DEL CEMENTO

Figura 1. Simulación para pozo vertical y horizontales a 45°



Nota: Esta imagen representa una simulación de un pozo horizontal a 45°, para simular las condiciones que se dan en los pozos. Tomado de (Gomez Patiño P, 2017)

Figura 2. Montaje vertical y horizontal de 45°



Nota: Esta imagen representa un montaje de

ANEXO 4. Determinación de la reología de la lechada del cemento haciendo uso del viscosímetro de fann 35a

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO CURRICULAR
PREPARACIÓN Y PRUEBAS DE CEMENTOS**

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA: PETRÓLEOS

NOMBRE DEL CURSO: FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

ENSAYO DE LABORATORIO: N°4 DE 10

ENSAYO PARA REALIZARSE: SEGÚN LA NORMA API RP 10B

CLASE DE CEMENTO: CLASE (A, B, C, D, E, F, G, H Y G)

NOMBRE DE LA PRÁCTICA DE LABORATORIO: DETERMINACIÓN DE LA REOLOGÍA DE LA LECHADA DEL CEMENTO HACIENDO USO DEL VISCOSÍMETRO DE FANN 35A

1. JUSTIFICACIÓN

Las pruebas reológicas aplicadas a los cementos son fundamentales para conocer las condiciones de flujo del cemento, desde su bombeo hasta su posicionamiento en el pozo. Estas pruebas permiten medir la viscosidad, la plasticidad y la consistencia del cemento, lo que es esencial para asegurar que el cemento tenga las propiedades adecuadas para resistir las condiciones extremas de presión y temperatura presentes en los pozos petroleros. De esta forma, al garantizar que el cemento cumpla con los estándares de calidad y tenga las propiedades necesarias, se puede mejorar la eficiencia de la producción de petróleo y gas y reducir los riesgos de fallas en el pozo.

2. OBJETIVOS

- Evaluar las propiedades reológicas de una lechada de cemento, usando un viscosímetro rotatorio.

2.1. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Familiarizarse con el funcionamiento y operación del viscosímetro rotatorio de Fann 35A.

3. MATERIALES Y EQUIPOS

- ✓ Lechada de cemento
- ✓ Viscosímetro rotatorio
- ✓ Chaqueta de calentamiento
- ✓ Espátulas
- ✓ Cronómetro
- ✓ Beaker de 600 ml
- ✓ Termómetro

4. MARCO TEÓRICO

4.1. REOLOGÍA

"La reología es la ciencia que estudia la deformación y el flujo de los materiales bajo la

influencia de una fuerza aplicada. La reología se ocupa de la descripción matemática de los fenómenos de flujo y deformación, y se utiliza en el diseño y la optimización de procesos que involucran el manejo y procesamiento de fluidos y materiales no sólidos. La reología es una disciplina interdisciplinaria que se basa en principios de la física, la química, la ingeniería y las matemáticas".(Macosko, 1994)

4.2. VISCOSIDAD

“El esfuerzo cortante es la fuerza necesaria para iniciar flujo en un área determinada de fluido. La velocidad de corte es la velocidad con que éste fluye y la viscosidad es la relación entre los dos. Para la mayoría de los fluidos, la viscosidad no es constante, sino que varía con la velocidad de corte. Estos fluidos son denominados dependientes del corte. Casi todos los viscosificantes proporcionan este tipo de fluido. Para evaluar esta dependencia, se mide la viscosidad o el esfuerzo cortante a diferentes velocidades de corte en el mismo viscosímetro.” (Bird et al., 1987)

$$(\mu) = \frac{\text{esfuerzo de corte } (\tau)}{\text{velocidad de corte } (\gamma)} \quad \text{[Ecuación 1]}$$

4.3. VISCOSIDAD PLÁSTICA [cP]

es una propiedad reológica que describe el comportamiento de ciertos fluidos no newtonianos, como las suspensiones y pastas, que exhiben un umbral de esfuerzo de corte antes de comenzar a fluir. Este umbral se conoce como punto de cedencia o límite de cedencia. La viscosidad plástica se puede modelar utilizando la ley de Herschel-Bulkley, que describe la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de deformación de un fluido plástico.(Macosko, 1994)

4.4. PUNTO CEDENTE

Punto cedente [lb/100pies²]: el punto cedente es la propiedad reológica del fluido que atrapa al sólido en condiciones dinámicas. Es el esfuerzo mínimo de corte que debe aplicarse a un fluido para que comience a desplazarse. Cuantos más sólidos contenga una lechada, mayor será la viscosidad plástica. Cuanto mejor sea la dispersión entre las partículas hidratadas de

cemento, menor será el punto de cedencia.

4.5. FLUIDOS NEWTONIANOS

Son todos los fluidos cuya viscosidad permanece constante a toda velocidad de corte. En estos fluidos, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. Los Fluidos Newtonianos típicos usados en operaciones de cementación son el agua, algunos colchones lavadores (colchones químicos), gasolina y aceites livianos.

4.6. FLUIDOS NO NEWTONIANOS

Muchas lechadas de cemento exhiben un comportamiento No Newtoniano muy complejo. Generalmente la viscosidad es una función de la velocidad de corte y del comportamiento del corte. Se debe diferenciar entre fluidos adelgazantes, en los cuales la viscosidad decrece con el incremento de la velocidad de corte y los fluidos dilatantes donde ocurre lo inverso. De manera general podemos decir que las lechadas de cemento caen dentro de la primera categoría y los modelos reológicos más usados para describir las propiedades de la lechada son el Modelo de Ley de Potencia y el Modelo Plástico de Bingham.

4.7. MODELO PLÁSTICO BINGHAM

Al graficar el esfuerzo de corte versus la tasa de corte en las coordenadas cartesianas (rectangulares), la lechada de cemento que se esté comportando como Plástico Bingham resultará en una línea recta con un esfuerzo de corte positivo, cuando la tasa de corte es cero. Para este modelo, el esfuerzo de corte está relacionado a la tasa de corte por la relación:

$$\tau = \tau_0(\pi_p * \gamma) \quad \text{[Ecuación 2]}$$

Donde:

t = Es el esfuerzo de corte, Pa (lbf/100ft²)

τ_0 = Es el esfuerzo de corte positivo cuando la tasa de corte es cero Pa (lbf/100ft²)

g = Es la tasa de corte, 1/s

4.8. MODELO DE LEY DE POTENCIA

Al graficar el esfuerzo de corte versus la tasa de corte en las coordenadas cartesianas (rectangulares), el modelo producirá una curva con cero esfuerzos de corte, cuando la tasa de corte es cero. Al graficar el esfuerzo de corte versus la tasa de corte en un papel cuadrulado, la lechada de cemento, que se esté comportando como un fluido de Ley de Potencia, resultará en una línea recta. Para este modelo, el esfuerzo de corte está relacionado a la tasa de corte por la ecuación:

$$\tau = \kappa * \gamma^n \quad \text{[Ecuación 3]}$$

Donde:

τ = Es el esfuerzo de corte, Pa (lbf/100ft²)

κ = Es el índice de consistencia (una constante), Pa·sn [100 lbf·sn / 100 ft²]

n = Es la tasa de corte, 1/s n exponente de Ley de Potencia o al índice de comportamiento de flujo

4.9. MODELO DE LEY DE POTENCIA MODIFICADA

La LPM es una ecuación que describe el comportamiento de flujo de un fluido no-newtoniano y se define como:

$$\tau = \tau_0 + \kappa * \gamma^n * \gamma^m \quad \text{[Ecuación 4]}$$

Donde:

τ = Es el esfuerzo de corte, Pa (lbf/100ft²)

τ_0 = Es el esfuerzo de corte umbral o límite de fluencia, Pa (lbf/100ft²)

κ = Es el índice de consistencia (una constante), Pa·sn [100 lbf·sn / 100 ft²]

γ = Es la tasa de corte, 1/s

n = exponente de Ley de Potencia o índice de comportamiento de flujo

γ' = tasa de deformación, 1/s

m = exponente de la tasa de deformación

Al graficar el esfuerzo de corte versus la tasa de corte en las coordenadas cartesianas (rectangulares), el modelo de LPM producirá una curva que no pasa por el origen, lo que

significa que hay un esfuerzo de corte umbral. En cambio, al graficar el esfuerzo de corte versus la tasa de deformación en un papel cuadrulado, la LPM producirá una curva no lineal, lo que indica que el fluido no-newtoniano está exhibiendo comportamiento de flujo pseudoplástico o dilatante. La LPM es una ecuación comúnmente utilizada para describir el comportamiento de flujo de una variedad de fluidos no-newtonianos, incluyendo fluidos de perforación, lodos de cementación, suspensiones de polímeros y más.

4.10. HERSCHEL-BULKLEY MODELO

Este modelo combina una parte del modelo Bingham de plástico con una parte del modelo de la ley de potencia. En él se describe un líquido con una cizalladura a velocidad de cizallamiento de relación log-lineal (como una ley de potencia fluida) después de haber superado un mínimo esfuerzo cortante (como un fluido Bingham de plástico). Tres parámetros, el comportamiento del flujo Herschel-Bulkley índice (n), el índice de concordancia (k), y la elasticidad (τ_y) que se utilizan para describir un Herschel-Bulkley líquido.

$$\tau = \tau_y + \kappa * \dot{\gamma}^n \quad \text{[Ecuación 5]}$$

Donde:

τ = Es el esfuerzo cortante, expresada en Pa (lbf/100 ft²);

τ_y = Herschel-Bulkley es la elasticidad, expresada en Pa (lbf/100 ft²)

n = Es el comportamiento del flujo Herschel-Bulkley índice dimensional; $\dot{\gamma}$ es el índice de cizallamiento, expresado en s⁻¹

k = Es el índice de concordancia, expresada en Pa·sn (lbf·sn/100 ft²) (Macosko, 1994)

5. PROCEDIMIENTO

5.1. Preparación de la muestra: se debe obtener una muestra representativa de la lechada del cemento, se recomienda que la muestra tenga una cantidad mínima de partículas sólidas en suspensión, ya que estas pueden afectar la precisión de la prueba. La muestra se debe agitar vigorosamente para homogenizarla antes de ser usada en la prueba.

5.2. Hacer limpieza del viscosímetro (debe de quedar bien limpio, de este modo se evitarán posibles errores, esto se hace con el objetivo de obtener resultados más precisos)

- 5.3. Acondicionar la lechada de cemento en el consistometro atmosférico a temperatura BHCT, máximo 88° [190°F]
- 5.4. precalentar la chaqueta del viscosímetro para así garantizar el equilibrio térmico de la lechada. Inmediatamente terminado el acondicionamiento, transfiera la lechada de cemento en el vaso del viscosímetro hasta la línea de llenado (el vaso tiene una marca que indica hasta donde se debe verter la lechada del cemento.)
- 5.5. Mantener el vaso del viscosímetro, el péndulo y la camisa a la temperatura de prueba con precisión ± 3 °C (± 5 °F) durante la prueba, utilizando una camisa de calentamiento lo suficientemente grande para permitir un buen control de temperatura. Evite que la lechada permanezca estática por cualquier periodo de tiempo (la lechada debe mantenerse dinámica durante el procedimiento, no se debe parar porque se generaran errores durante su medición)
- 5.6. Con la camisa rotando a 3 r/min, levante el vaso (previamente calentado) hasta que el nivel del líquido llegue a la línea trazada sobre la camisa. Esta operación minimiza la gelificación de la lechada de cemento, asegurando una distribución uniforme de la misma.
- 5.7. Registrar la lectura inicial del dial del instrumento, 10 segundos después de continua rotación a la velocidad mínima [3 r/min] (para geles).
- 5.8. Registrar la lectura inicial del dial del instrumento, 10 minutos después de continua rotación a la velocidad mínima [3 r/min]. (para geles).
- 5.9. Todas las mediciones restantes se toman primero de manera ascendente y luego descendente, después de 10 segundos de rotación continua para cada velocidad
- 5.10. Registrar los valores para las velocidades de: [3 r/min], [6 r/min], [100 r/min], [200 r/min], [300 r/min] y [600 r/min], para así lograr obtener la curva reológica. (realizar la curva reológica, en el informe).
- 5.11. Calcular la razón de todas las velocidades cuando se acerquen a 1. (se realiza tomando la lectura ascendente, dividiéndola por la lechada del cemento descendente), esto puede indicar que la lechada del cemento es un fluido que no decanta y es independiente del tiempo a la temperatura promedio de la prueba. Si la mayoría de las razones son mayores a 1, esto puede indicar sedimentación de la lechada del cemento a la temperatura

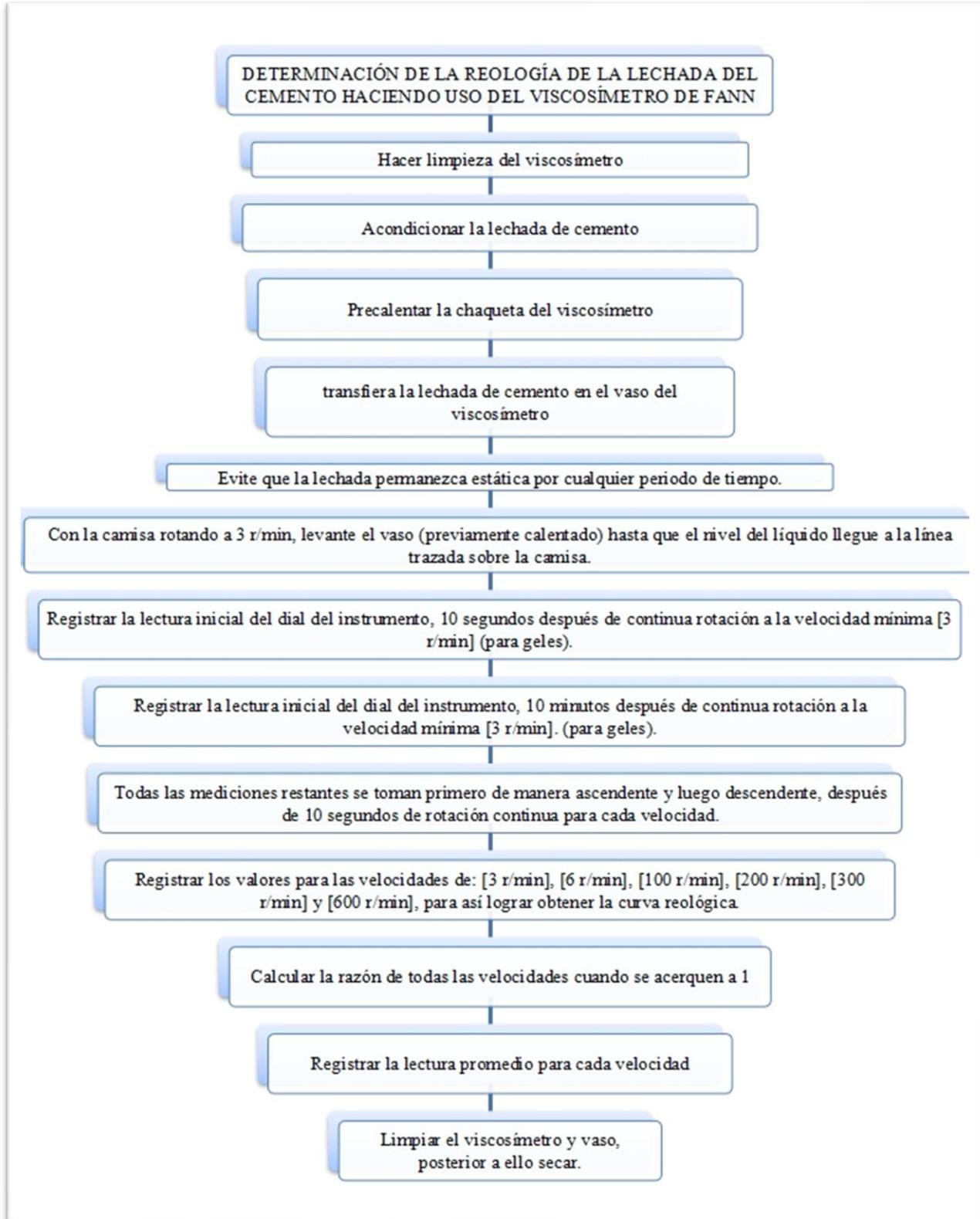
promedio de la prueba. En la mayoría de los casos razones menores a 1, pueden indicar gelificación de la lechada del cemento.

- 5.12.** Registrar la lectura promedio para cada velocidad. (se calcula tomando la rampa ascendente más la rampa descendente, dividiéndola sobre 2)(Americam Petroleum Institute, 1990)
- 5.13.** Limpiar el viscosímetro y vaso, posterior a ello secar.

6. CUESTIONARIO

- 6.1.** ¿Cuál es la importancia de conocer la reología de las lechadas en la industria petrolera?
- 6.2.** ¿Por qué es necesario realizar pruebas de viscosidad en la lechada de cemento utilizada en la cementación de pozos?
- 6.3.** ¿Qué información proporciona el viscosímetro de Fann 35A sobre las propiedades reológicas de un fluido?
- 6.4.** ¿Qué factores pueden afectar los resultados de la prueba de viscosidad?
- 6.5.** ¿Cuál es la diferencia entre un fluido newtoniano y un fluido no newtoniano?
- 6.6.** ¿Cómo se puede determinar el punto cedente de un fluido?
- 6.7.** ¿Cuál es la importancia de conocer la viscosidad plástica de un fluido?
- 6.8.** ¿Cómo se puede aplicar el modelo de Ley de Potencia para analizar los resultados de la prueba de viscosidad?
- 6.9.** ¿Qué precauciones deben tomarse al realizar la prueba de viscosidad para obtener resultados precisos y confiables?
- 6.10.** ¿Qué otras técnicas o pruebas se pueden realizar para evaluar las propiedades reológicas de un fluido en la industria petrolera?

7. DIAGRAMA DE FLUJO

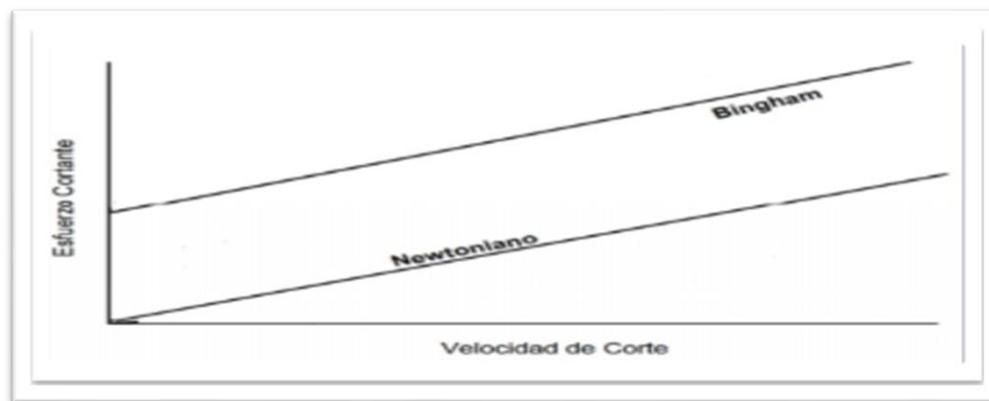


BIBLIOGRAFÍA

- American Petroleum Institute. (1990, June 1). *API SPEC 10: Specification for Materials and Testing for Well Cements*.
https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20SPEC%2010&item_s_key=00504639#abstract-section
- American Petroleum Institute. (2017, July). *API RP 13D: Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids*.
https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20RP%2013D&item_s_key=00010453#referenced-documents
- Bird, R. B., ARMOSTRONG C., R., & HASSAGER, O. (1987). *Dynamics of Polymer Liquids Vol. 1* (2nd ed., Vol. 1).
- Macosko, C. W. (1994). *Rheology: principles, measurements, and applications*. VCH.
- Salazar f., A. J. (2015). *Practicas Recomendadas para Ensayos de Cementacion de Pozos* (pp. 1–83).

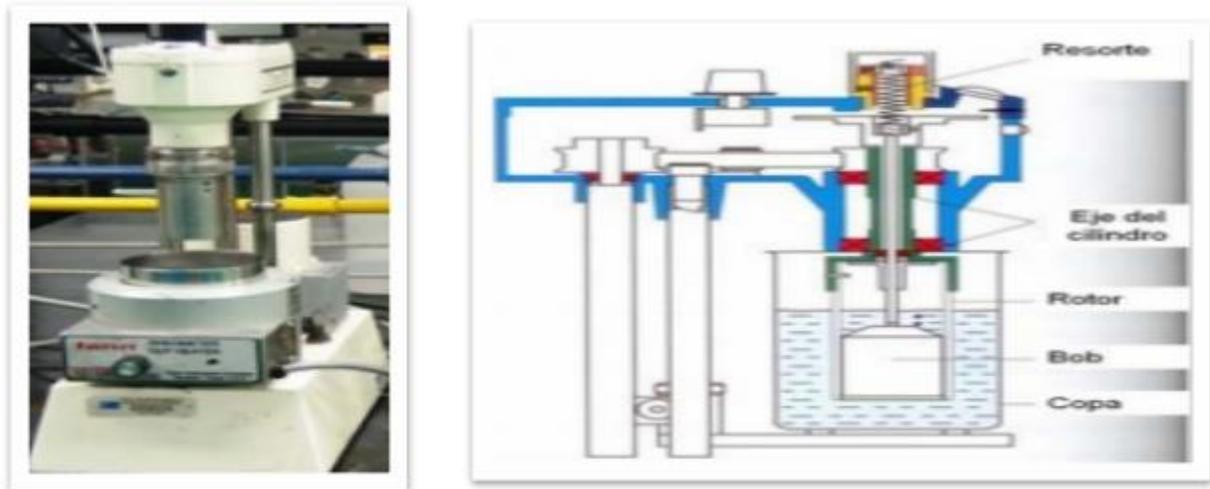
ANEXOS

Figura 1. Grafica del comportamiento de los fluidos newtonianos y no newtonianos



Nota: grafica donde muestra la velocidad de corte vs el esfuerzo cortante de fluidos newtonianos (American Petroleum Institute, 2017)

Figura 2. Viscosímetro rotatorio con sus respectivas partes



Nota: Ilustración del viscosímetro FANN 35A(Salazar f., 2015)

Tabla 3. Ejemplo de una prueba de las propiedades reológicas

RPM	Lecturas ascendentes	Lecturas descendentes	Relación de lecturas	Lecturas promedio
3	21	24	0,87	23
6	40	36	1,11	38
30	65	83	0,78	74
60	84	100	0,84	92
100	100	115	0,87	107,5
200	137	147	0,93	142
300	170			170

Temperatura inicial de la lechada = 66°C (150°F)

Temperatura final de la lechada = 63°C (146° F)

Propiedades reológicas registradas a una temperatura promedio = 65°C (148°F)

Nota: Tablas de ejemplo de cómo se escriben los datos en una prueba de reología de cementos(American Petroleum Institute, 1990)

ANEXO 5. Tixotropía de la lechada del cemento

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO
CURRICULAR PREPARACIÓN Y PRUEBAS DE CEMENTOS**

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA: PETRÓLEOS

NOMBRE DEL CURSO: FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

ENSAYO DE LABORATORIO: N°5 DE 10

ENSAYO PARA REALIZARSE: SEGÚN LA NORMA API RP 10B

CLASE DE CEMENTO: CLASE (A, B, C, D, E, F, G, H)

NOMBRE DEL ENSAYO DE LABORATORIO: **TIXOTROPIA DE LA LECHADA DEL CEMENTO**

1. JUSTIFICACIÓN

La prueba de tixotropía es importante porque permite evaluar la capacidad del cemento utilizado en la construcción de pozos para resistir las condiciones extremas a las que se somete en el pozo, tales como esfuerzos de corte y vibración. Esta prueba ayuda a garantizar la integridad del pozo, prevenir problemas de producción y seleccionar el cemento adecuado para las condiciones específicas del pozo.

2. OBJETIVOS

- Observar la fluidez de la lechada en el tiempo

3. MATERIALES Y EQUIPOS

- ✓ Lechada del cemento ya preparado.
- ✓ Probeta graduada de 250 ml
- ✓ Beaker 500 ml
- ✓ Agitador adecuado

4. MARCO TEÓRICO

4.1. TIXOTROPIA

La tixotropía se refiere a la capacidad del cemento para recuperar su fluidez original después de haber sido sometido a una fuerza cortante o de deformación. Según la norma API RP 10B-4, la tixotropía se define como "el tiempo que tarda el cemento en recuperar una viscosidad dada, después de haber sido sometido a una deformación específica por una fuerza cortante" (Smith, 1976)

Esta propiedad reológica es importante en la construcción de pozos de petróleo y gas, ya que el cemento debe mantener una consistencia adecuada para asegurar la estabilidad estructural del pozo y para sellar el espacio anular entre la tubería y la formación geológica circundante. Según Mohebbi y Khodabakhshi (2013), la tixotropía del cemento es esencial para garantizar la distribución uniforme del cemento en el espacio anular y prevenir la formación de canales detrás del revestimiento. (Americam Petroleum Institute, 1990)

5. PROCEDIMIENTO

- 5.1.** Revisar que los implementos a utilizar se encuentren en buen estado y en total limpieza de lo contrario proceder a reportar el daño o limpiarlos
- 5.2.** Tomar un beaker de vidrio graduado verter 100 ml de lechada previamente acondicionada en el ensayo N° 1
- 5.3.** Dejar reposar la lechada por 2 minutos, posteriormente voltear ligeramente el beaker y observar la fluidez y tomar nota
- 5.4.** Dejar reposar por 1 minuto, observar fluidez y tomar nota
- 5.5.** Repetir los pasos anteriores hasta que la lechada no fluya
- 5.6.** Cuando ya no fluya se procede a agitar por 15 segundos y observar su fluidez, se repite 3 veces y se reporta el tiempo.
- 5.7.** Limpiar y secar los instrumentos y equipos usados.

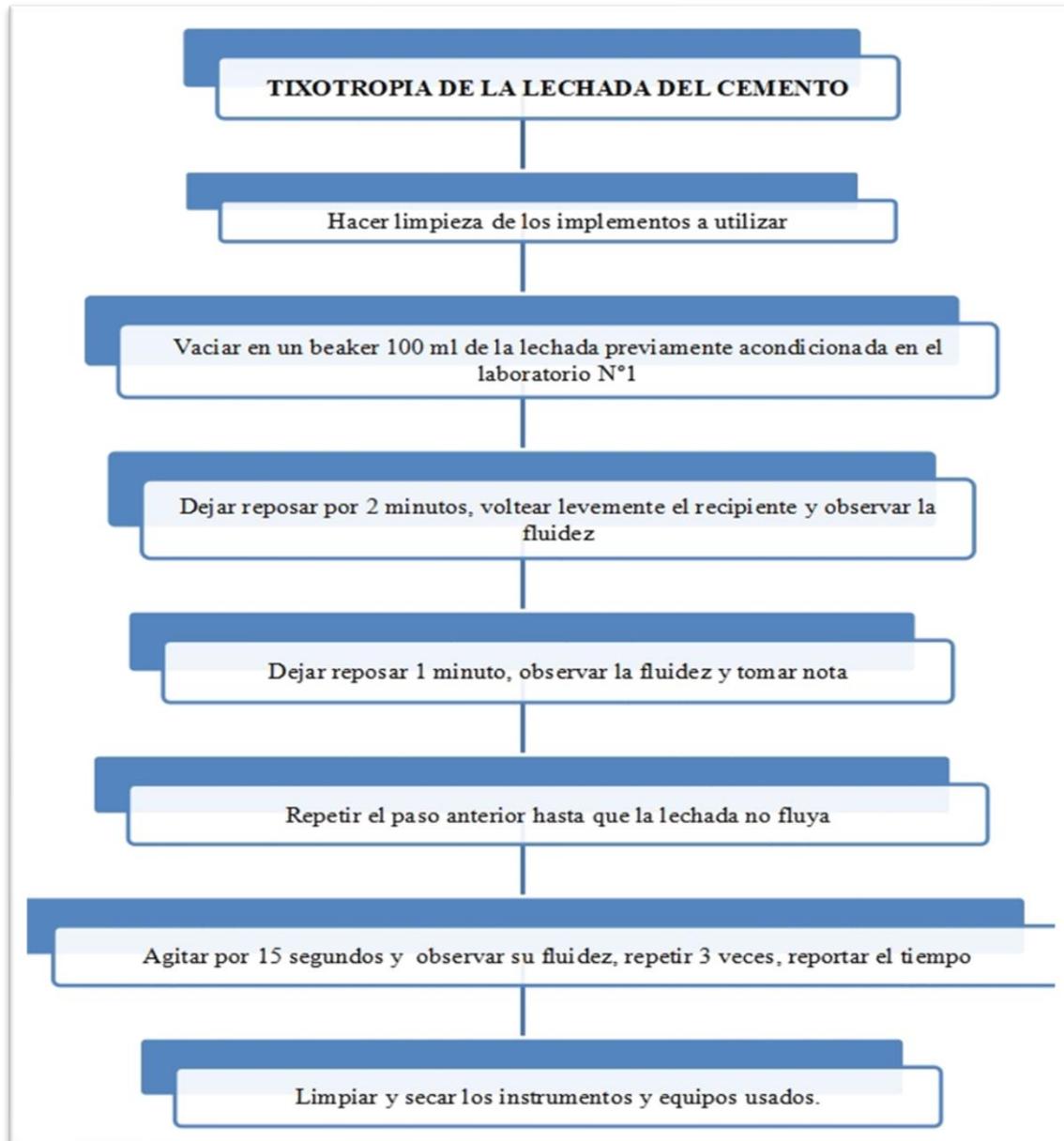
6. CUESTIONARIO

- 6.1.** ¿Por qué se mide el tiempo de recuperación de la viscosidad de la mezcla?
- 6.2.** ¿Por qué se realiza la prueba de tixotropía tres veces y se toma el promedio de los tiempos de recuperación?

6.3. ¿Qué efectos podría tener una tixotropía excesiva o insuficiente en la colocación de cemento en una operación de la industria petrolera?

6.4. ¿Cómo se podría modificar la práctica de laboratorio para simular diferentes condiciones de temperatura o presión en la industria petrolera?

7. DIAGRAMA DE FLUJO



BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute. (1990, June 1). *API SPEC 10: Specification for Materials*

and Testing for Well Cements.

https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20SPEC%2010&item_s_key=00504639#abstract-section

Smith, D. K. (1976). *CEMENTING* (2nd ed., Vol. 4).

ANEXO 6. Determinación de la resistencia a la compresión – haciendo uso de cristales de esfuerzos a la compresión conocida

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO CURRICULAR
PREPARACIÓN Y PRUEBAS DE CEMENTOS**

FACULTAD: **INGENIERÍA**

PROGRAMA: **PETRÓLEOS**

NOMBRE DEL CURSO: **FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO**

ENSAYO DE LABORATORIO: **N°6 DE 10**

ENSAYO PARA REALIZARSE SEGÚN LA NORMA API RP 10B

CLASE DE CEMENTO: CLASE (A, B, C, D, E, F, G Y H)

NOMBRE DEL ENSAYO DEL LABORATORIO: **DETERMINACIÓN DE LA RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN – HACIENDO USO DE CRISTALES DE ESFUERZOS A LA COMPRESIÓN CONOCIDA**

1. JUSTIFICACIÓN

La prueba de resistencia a la compresión del cemento fraguado en condiciones del pozo determina cuanto tiempo se debe esperar antes de continuar con la perforación, o realizar otro servicio en un pozo cementado. La resistencia a la compresión del cemento fraguado indica la capacidad del cemento para no fallar en compresión, el cemento debe ser lo suficientemente resistente para sostener la tubería de revestimiento en el agujero, soportar los choques generados por las operaciones de perforación y disparo, y resistir una presión hidráulica alta sin fracturarse. La prueba de resistencia a la compresión ayuda a determinar la resistencia del cemento fraguado en las condiciones del pozo, determina cuanto tiempo se debe esperar antes de continuar con la perforación o realizar otro servicio en un pozo

cementado.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVOS GENERAL

- Determinar la resistencia a la compresión para una lechada de cemento

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir los diferentes procesos que existen para la determinación de la resistencia a la compresión con lechadas de cemento
- Determinando la madurez y la resistencia de la lechada del cemento
- Realizar la calibración de la prensa hidráulica, haciendo uso de cristales de esfuerzos a la compresión conocida.
- Realizar calibración de la autoclave de alta presión

3. MATERIALES Y EQUIPO

ENSAYO AUTO CLAVE

- ✓ Equipo de autoclave de alta presión
- ✓ Lechada del cemento
- ✓ Espátula o varilla (para mezcla / agitador)
- ✓ Termómetro
- ✓ Agua
- ✓ Grasa

ENSAYO PRENSA HIDRAHUILCA

- ✓ Equipo de resistencia a la compresión
- ✓ Muestra fraguada de 24 horas

4. MARCO TEÓRICO

4.1. RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN

4.1.1. Definición

Indicador de la capacidad del cemento, para no fallar en la compresión cuando es sometido a fuerzas.

4.1.2. Madurez del concreto

Para efectos de madurez es necesario calcular un índice que determina la madurez al final de un período, este nos indica si ha tenido suficiente suministro de agua para la hidratación. El factor de temperatura vs tiempo y el equivalente de edad son los índices usados para determinar la madurez. La madurez de la lechada del cemento se calcula por medio de los métodos de Nurse Saul y Arrhenius.(Rodriguez Polanco A, 2006)

4.1.3. Factor temperatura - tiempo

Uno de los factores más importantes para el estudio son las alteraciones en los tiempos de fraguado, y esto se debe a la temperatura ambiente, es necesario optar por la referencia algunas normas internacionales (explican cómo calcular estas alteraciones en el concreto).(Velayati et al., 2015)

4.1.4. Pérdidas de Resistencia

La fabricación de concreto premezclado en condiciones climáticas extremas (altas o bajas temperaturas), influye de manera directa en cualquier etapa en sus características, así como en sus propiedades físico - mecánicas. (Gomez Patiño P, 2017)

5. PROCEDIMIENTO

Determinación de la lechada a condiciones de pozo, haciendo uso de la autoclave de alta presión

5.1. Hacer limpieza y secado de los moldes (debe de quedar bien secos, de este modo

se evitarán errores, esto se hace con el objetivo de obtener resultados más certeros).

- 5.2. Engrasar los moldes cúbicos (engrasarlos bien, puesto que de no ser así se podrán generar posibles errores en los resultados).
- 5.3. Tomar la muestra de la lechada de cemento y vaciarla a los moldes cúbicos, en una primera porción igual a un medio de la profundidad del molde.
- 5.4. Agitar la lechada del cemento, haciendo uso de una varilla o espátula, (con el objetivo de eliminar todo el aire entrampado que queda al vaciar la lechada del cemento).
- 5.5. Llevar los moldes cúbicos a la autoclave de alta presión, llevar la muestra a una temperatura máxima de 400°F y a una presión máxima de 3000 (lpc).
- 5.6. Dejar fraguar la lechada durante 24 horas.
- 5.7. Después de las 24 horas, dejar enfriar y determinar su resistencia a la compresión, por medio de la prensa hidráulica.

Determinación de la resistencia a la compresión — haciendo uso de cristales de esfuerzos a la compresión conocida

- 5.8. Llevar el molde sometido a condiciones de pozo a la prensa hidráulica.
- 5.9. Aplicar fuerza a los cubos, hasta que se fracturen y rompan.
- 5.10. Reportar la lectura a la compresión, la determinamos al dividir la fuerza aplicada entre el área transversal del cubo.
- 5.11. Realizar la respectiva limpieza y secado, de los equipos e instrumentos.

6. CUESTIONARIO

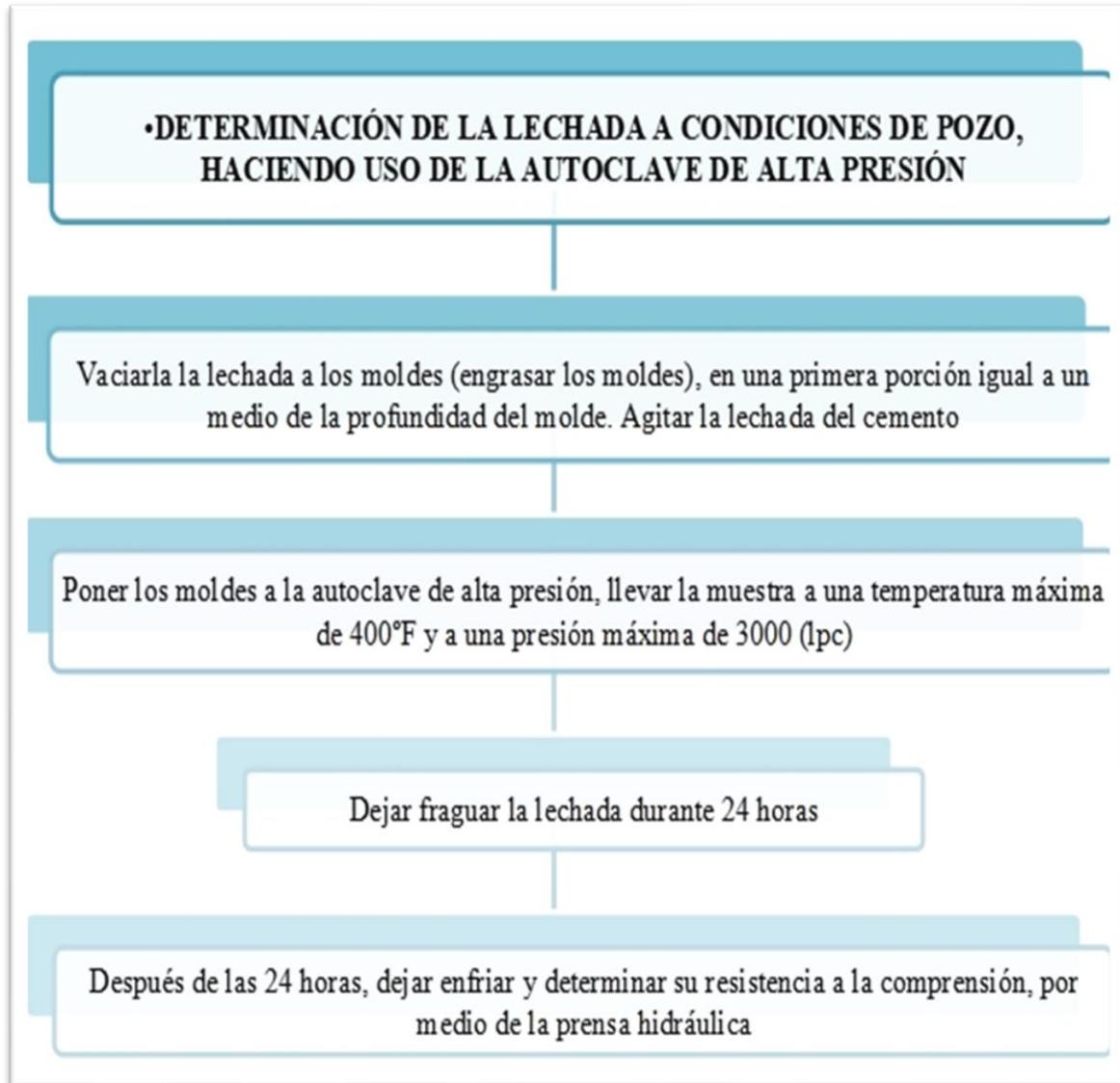
- 6.1 ¿Cuántos procesos existen para determinar la resistencia a la presión de lechadas de cemento, describa mínimo 2?
- 6.2 ¿Qué es el fraguado?
- 6.3 ¿Qué efectos tienen las burbujas de aire que se mezclan con la lechada al llenar los moldes?
- 6.4 ¿Cómo varía la temperatura y presión en esta prueba?

6.5 ¿Qué sucede si se deja la lechada más tiempo del establecido?

6.6 ¿Qué sucede si se deja la lechada menos tiempo del establecido?

6.7 ¿Por qué los moldes de esta prueba son cúbicos, que sucedería si tuvieran otro tipo de forma?

7 DIAGRAMA DE FLUJO



BIBLIOGRAFÍA

Gomez Patiño P. (2017). *PRUEBAS DEL LABORATORIO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION*. 1–114.

Rodriguez Polanco A. (2006). *MANUAL_LAB_DE_CONCRETO*. 1–73.

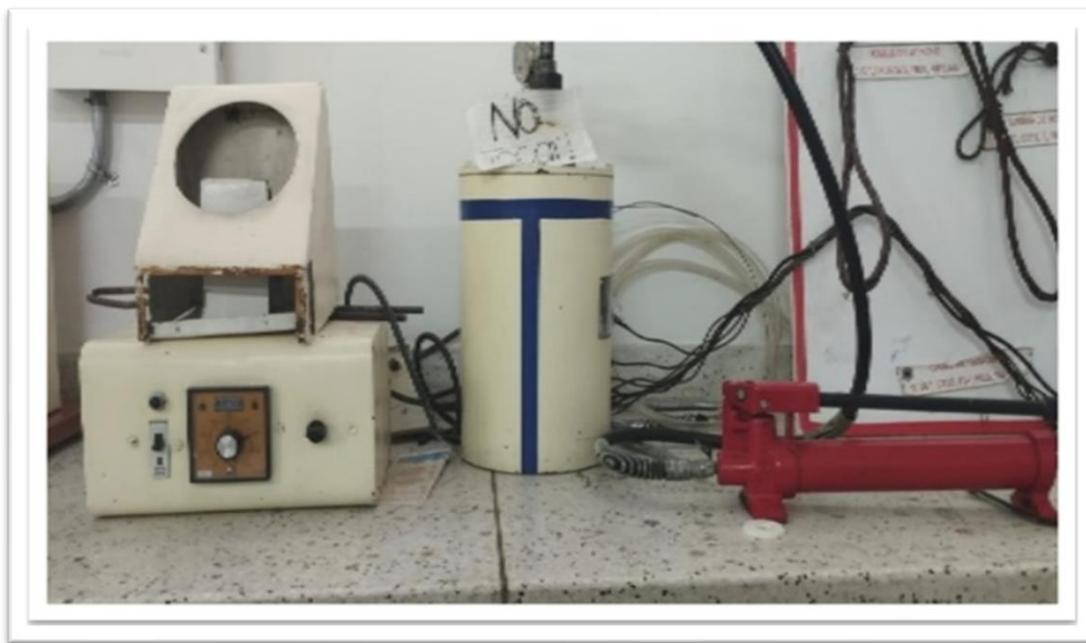
Salazar f., A. J. (2015). *Practiclas Recomendadas para Ensayos de Cementacion de Pozos* (pp. 1–83).

Velayati, A., Kazemzadeh, E., Soltanian, H., & Tokhmechi, B. (2015). Gas migration through cement slurries analysis: A comparative laboratory study. In *Int. J. Min. & Geo-Eng* (Vol. 49, Issue 2).

ANEXOS

EQUIPO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA LECHADA A CONDICIONES DE POZO, HACIENDO USO DE LA AUTOCLAVE DE ALTA PRESIÓN

Figura 1. Autoclave de alta presión y sus partes



Nota: Esta fotografía representa el equipo autoclave con sus respectivas partes, equipo diseñado para la prueba de una lechada a condiciones de pozo. Elaborado por los practicantes

EQUIPO PARA DETERMINAR LA RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN

Figura 2. Prensa hidráulica



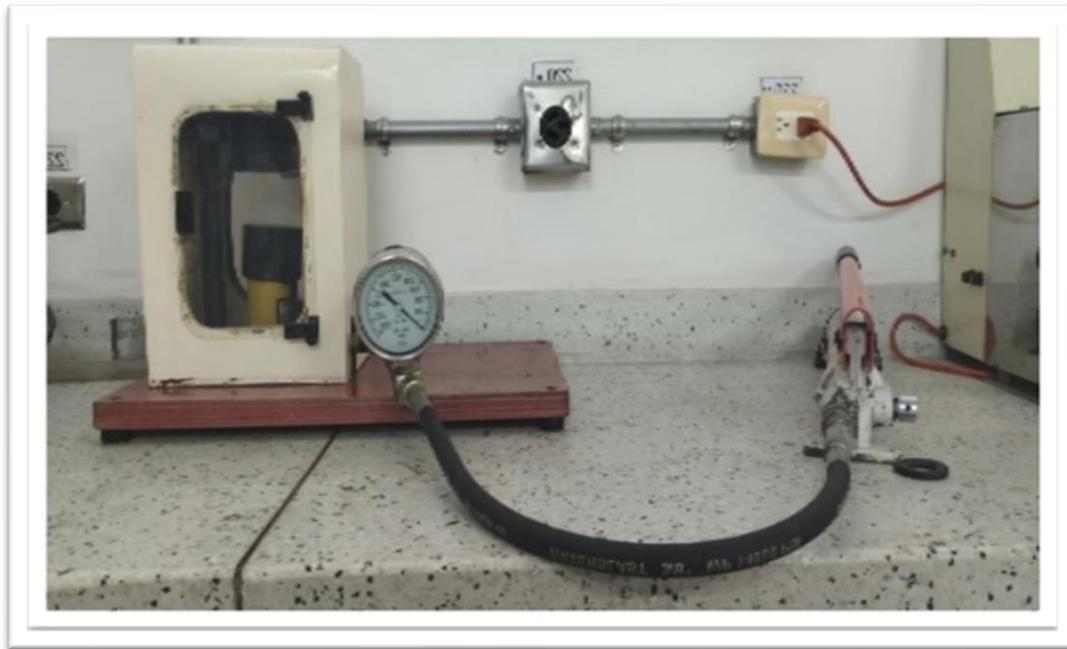
Nota: Esta fotografía representa el equipo de la resistencia a la compresión, con sus respectivas partes, equipo diseñado para la prueba de una lechada a condiciones de pozo. Tomado de (Salazar f., 2015)

Figura 3. Cilindro de lechada de cemento



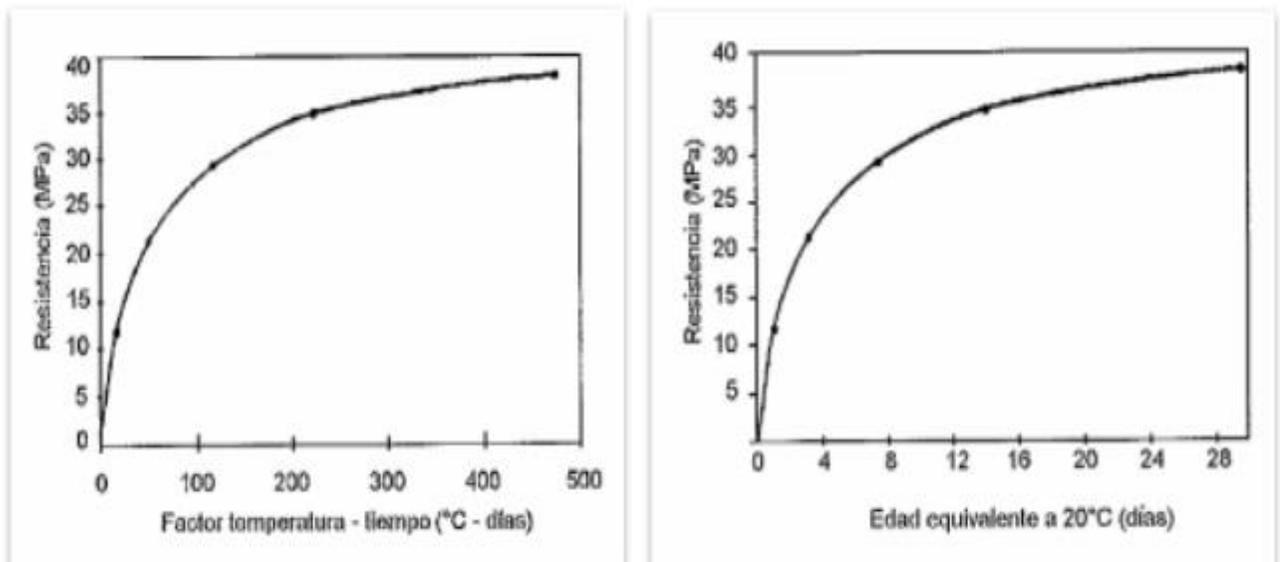
Nota: Esta fotografía hace representación de un cilindro de una lechada a condiciones de pozo. Elaborado por los practicantes

Figura 4. Partes de la prensa hidráulica



Nota: Esta imagen hace representación de la prensa hidráulica, con sus respectivas partes. Elaborado por los practicantes

Figura 5. Ejemplos de las relaciones que existen entre la resistencia a la compresión y el factor temperatura – tiempo.



Nota: Esta figura hace representación de ejemplos de las relaciones que existen entre la resistencia a la compresión y el factor temperatura tiempo a condiciones de pozo. Tomado de (Salazar f., 2015)

ANEXO 7. Determinación de la compatibilidad de la lechada del cemento de clase (A, B, C, D, E, F Y G)

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO CURRICULAR
PREPARACIÓN Y PRUEBAS DE CEMENTOS**

FACULTAD: **INGENIERÍA**

PROGRAMA: **PETRÓLEOS**

NOMBRE DEL CURSO: **FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO**

ENSAYO DEL LABORATORIO: **Nº7 DE 10**

ENSAYO PARA REALIZARSE SEGÚN LA NORMA API RP 10B y API - RP42

CLASE DE CEMENTO: CLASE (A, B, C, D, E, F Y G)

NOMBRE DEL ENSAYO DEL LABORATORIO: **DETERMINACIÓN DE LA
COMPATIBILIDAD DE LA LECHADA DEL CEMENTO DE CLASE (A, B, C, D,
E, F Y G)**

1. JUSTIFICACIÓN

Cuando se está cementando un pozo es necesario tener claro la compatibilidad que presenta la lechada con los fluidos de perforación y fluidos del pozo mismo, para poder evitar problemas al momento de fragüe y percances. Este procedimiento se utiliza para determinar el grado de compatibilidad de fluidos en operaciones de cementación, e incluye pruebas de reología, esfuerzo de gel estático, tiempo de espesamiento, resistencia a la compresión, pérdida de fluido y suspensión de sólidos. Mediante el uso de estos procedimientos, se puede realizar la selección apropiada de lavadores y/o espaciadores, cuando así se requiera.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

- Determinar la compatibilidad de la lechada de un cemento

2.2. OBJETIVO ESPECÍFICO

- Identificar los efectos que suceden en la lechada con respecto al tiempo

3. MATERIALES Y EQUIPOS

- ✓ Lechada del cemento
- ✓ Agua
- ✓ 2 Beaker de 500 ml
- ✓ 2 beaker de 300 ml
- ✓ 4 probetas graduadas
- ✓ Agitador mecánico
- ✓ Espátula
- ✓ Lodo de perforación previamente elaborado
- ✓ Cronometro
- ✓ Calentador
- ✓ Termómetro

4. MARCO TEÓRICO

4.1. COMPATIBILIDAD

4.1.1. Definición.

Capacidad de formar una mezcla de fluido que no ocasiona reacciones químicas y/o físicas no deseables. Este procedimiento está destinado a ser utilizado para determinar el grado de compatibilidad de fluidos de pozo, examinando durante las operaciones en la consolidación e incluye el examen de propiedades reológicas, resistencia del gel, engrosamiento resistencia a compresión, suspensión sólida y separador de surfactantes. Se debe tener en cuenta posibles impactos a la hora de decidir en probar las mezclas de barro con el cemento. La mayoría de las veces, se supone que el barro y cemento son incompatibles, y que un separador proporcionará una separación adecuada entre los dos. (cemento y barro). (Salazar f., 2015)

4.1.2. Temperatura.

La temperatura máxima para la realización de pruebas a la presión atmosférica es de 88 °C (190 °F) o de manera segura por debajo del nivel más bajo punto de inflamación, lo que sea menor. Cuando el acondicionamiento se realiza a una temperatura más alta bajo la presión, el líquido debe ser enfriado a la temperatura ambiente o a una temperatura inferior de punto de inflamación, la que sea más baja, antes de soltar la presión. (American Petroleum Institute, 2005)

4.1.3. Preparación del fluido de perforación

El líquido de muestras representativas de barro líquido o en cualquier otro campo, en lo sucesivo, el término "barro" será utilizado para referirse a cualquier fondo líquido, incluidas las actividades de perforación, terminación, etc. El líquido de las muestras del lodo debe estar bien mezclado antes de la prueba, conforme a lo recomendado por la norma API 13B-1 o API 13B-2. Si el barro del campo no está disponible, las muestras de laboratorio pueden ser preparadas. El laboratorio prepara las muestras de lodo no son representativas del barro del campo, ya que no contienen líquidos perforados formación como los campos lodos. Preparado en el Laboratorio las muestras de líquido requieren preparación adicional, tales como envejecimiento estático o de acero laminado en caliente, para simular más de cerca las propiedades del campo de los fluidos. Se debe tener cuidado en la interpretación de los resultados cuando es preparado en el laboratorio, se utilizan muestras. Confirmación con una muestra de barro del campo se recomienda una vez que esté disponible. (Usando la tabla de resistividad (Figura 4-1), 2009)

Dado que la compatibilidad puede variar con la temperatura de la prueba, se podrán efectuar las pruebas en el pozo de temperatura ambiente. Debería tenerse en cuenta la temperatura a la cual la mezcla se produce en la hora de seleccionar la temperatura para las pruebas de compatibilidad. Debido a las consideraciones de seguridad, máxima temperatura de ensayo debe limitarse a 88 °C (190 °F) o de manera segura por debajo del punto de inflamación inferior a cualquiera de los líquidos para ser probado cuando se usa presión atmosférica. (Salazar f., 2015)

4.1.4. Normatividad

La compatibilidad de fluidos se realiza según la norma API-RP42, donde los fluidos de formación y filtrado se mezclan a las razones 20 - 80, 80 - 20 y 50 - 50 en porcentaje volumétrico y se registra el comportamiento de las fases a una temperatura de 180°F (82°C), para determinar la relación volumétrica que muestre mayor estabilidad en la emulsión. Se observa y se registra el comportamiento de los fluidos, el porcentaje libre, de interfase o en emulsión de los componentes de la mezcla con el tiempo. (American Petroleum Institute, 1977)

5. PROCEDIMIENTO

Determinación de la compatibilidad de una lechada de cemento

- 5.1 Limpiar debidamente los implementos y equipos a utilizar con el fin de evitar error por suciedad.
- 5.2 Plantear una mezcla del cemento y lodo (50 / 50)
- 5.3 Registrar las propiedades de la lechada y lodo por separado
- 5.4 Calentar la lechada y lodo a una temperatura de 50°C, por separado
- 5.5 Medir el volumen de la lechada y lodo atemperado (25 cc de cada uno)
- 5.6 Verter la lechada y lodo en un beaker, posteriormente someterlo a agitación mecánica durante 10 minutos.
- 5.7 Cuando el tiempo culmine verter la lechada y lodo en una probeta de vidrio graduada
- 5.8 Registrar el comportamiento de cada fase en los diferentes tiempos (1 ,5 ,10 ,20 ,30, 60 ,120 ,180 minutos).

6. CUESTIONARIO

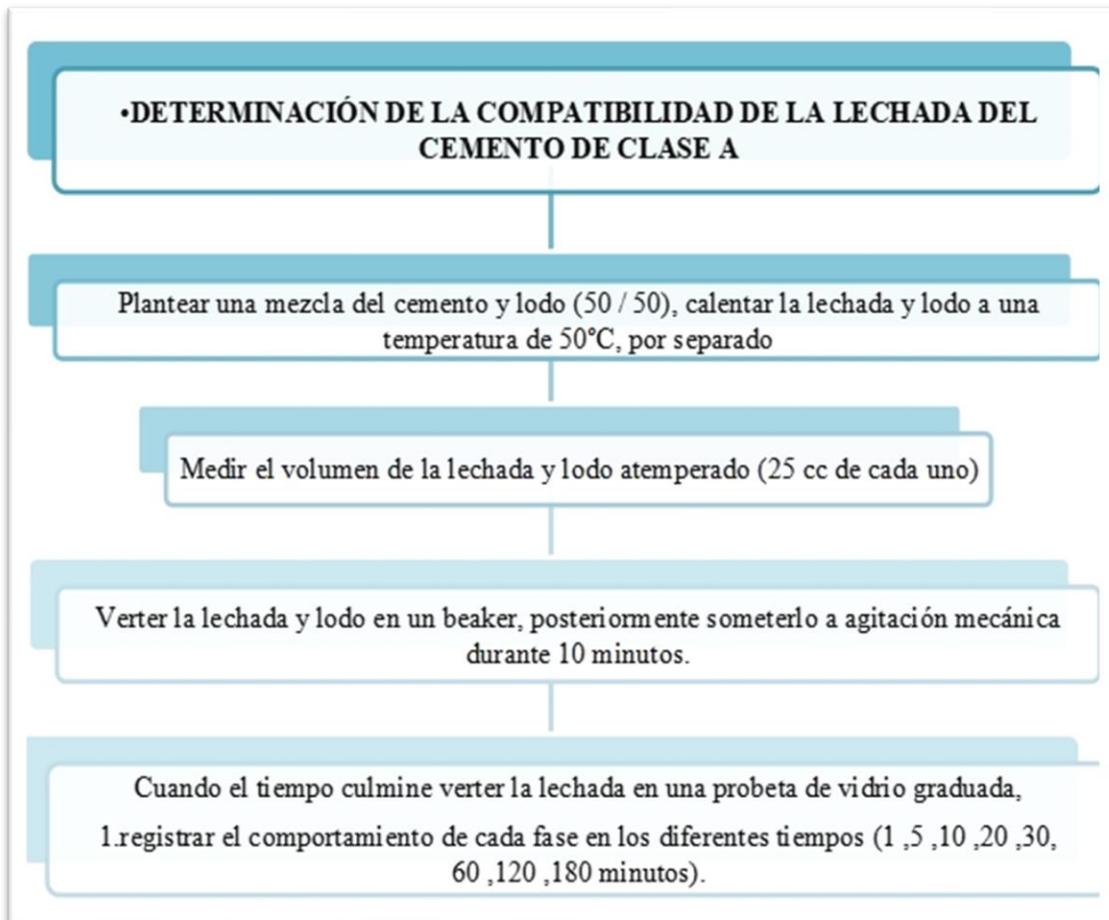
- 6.1. ¿Cuáles son los porcentajes volumétricos más utilizados en estas pruebas?
- 6.2. ¿Cómo influye el tipo de lodo en la compatibilidad con el cemento?
- 6.3. ¿La temperatura y la presión como afectan la compatibilidad?
- 6.4. ¿Qué efectos se presentan por una baja y alta compatibilidad?
- 6.5. ¿Qué efectos se presentan por alta baja y alta compatibilidad?
- 6.6. ¿Cuál es la norma que rige esta prueba?, realizar un breve resumen de la

normativa.

6.7. ¿Cómo influye la compatibilidad en los lodos de perforación?, descripción corta.

6.8. Describa las propiedades de los fluidos de perforación usados.

7. DIAGRAMA DE FLUJO



BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute. (1977, January). *API RP 42: Recommended Practices for Laboratory Evaluation of Surface-Active Agents for Well Stimulation*.
https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20RP%2042&item_s_key=00010552

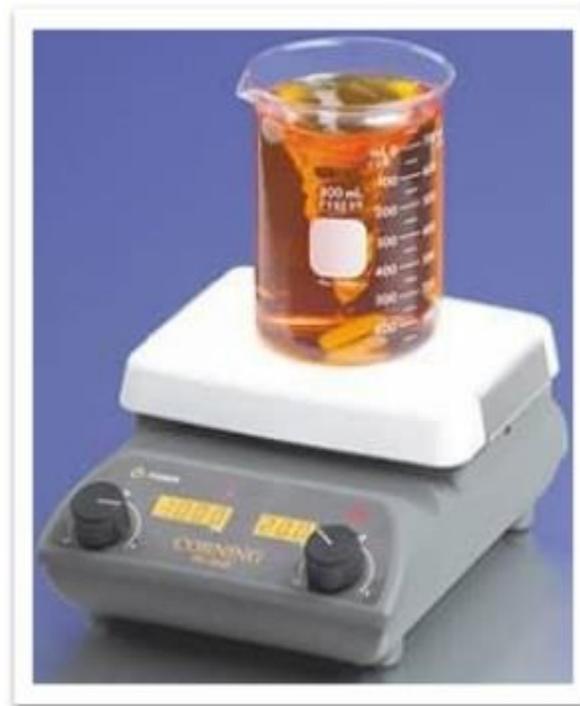
American Petroleum Institute. (2005). *Recommended Practice for Field Testing of Oil-based Drilling Fluids API RECOMMENDED PRACTICE 13B-2 FOURTH EDITION, MARCH 2005*.

Salazar f., A. J. (2015). *Practiclas Recomendadas para Ensayos de Cementación de Pozos* (pp. 1–83).

Usando la tabla de resistividad (Figura 4-1), convierta la resistividad en ohmios-metros a concentración de cloruros. (2009). *Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids ISO 10414-1:2008 (Identical), Petroleum and natural gas industries-Field testing of drilling fluids-Part 1: Water-based fluids.*

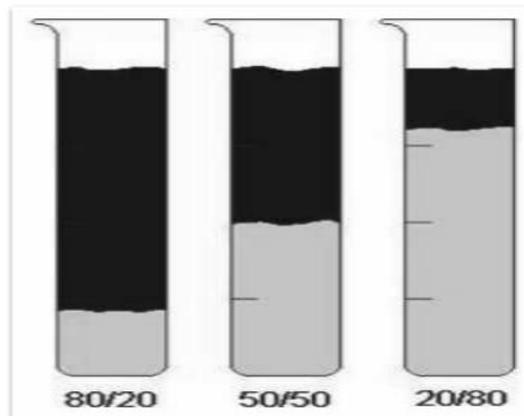
ANEXOS

Figura 1. Agitador magnético



Nota: Esta imagen representa el equipo agitador magnético, usado para la prueba de compactibilidad de los lodos de perforación. Tomado de (Salazar f., 2015)

Figura 2. Esquema de compatibilidad de fluidos



Nota: Esta tabla representa la compactibilidad de los fluidos de perforación, a 80/20, 50/50 y 20/80 (vol., %). Tomado de (Salazar f., 2015)

Tabla 1. Mezclas para la prueba

NO.	Proporción de lodo o lechada de cemento (vol. %)	Esquema de mezcla
1	95/5	380 ml de cemento.../ 20 ml espaciador
2	75/25	300 ml de mezcla NO. 1, más 80 ml de espaciador...
3	5/95	20 ml de cemento.../ 380 ml espaciador
4	25/75	80 ml de cemento.... Más 300 ml de mezcla NO.3
5	50/50	En partes iguales (200 ml) de la mezcla NO. 2 y mezcla 4

Nota: Esta tabla representa mezclas y proporciones de lodo o lechada de cemento, usadas para la prueba de compatibilidad de los lodos de perforación. Tomado de (Salazar f., 2015)

ANEXO 8. Determinación del asentamiento de la lechada de cemento

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO
CURRICULAR PREPARACIÓN Y PRUEBAS DE CEMENTOS**

FACULTAD: **INGENIERÍA**

PROGRAMA: **PETRÓLEOS**

NOMBRE DEL CURSO: **FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO**

ENSAYO DE LABORATORIO: **N°8 DE 10**

ENSAYO PARA REALIZARSE SEGÚN LA NORMA API RP 10B

CLASE DE CEMENTO: CLASE (A, B, C, D, E, F, G Y H)

NOMBRE DEL ENSAYO DEL LABORATORIO: **DETERMINACIÓN DEL
ASENTAMIENTO DE LA LECHADA DE CEMENTO**

1. JUSTIFICACIÓN

El asentamiento es una medida de la consistencia del cemento, que se refiere al grado de fluidez de una mezcla, e indica qué tan seco o fluido está el cemento, después de un tiempo determinado en donde podemos ver resultados de contenido de agua libre. El asentamiento nos representa la estabilidad de la lechada bajo condiciones de presión y temperatura en un espacio anular. Es crítica en pozos horizontales y desviados, y en diseños de lechadas para controlar de migración de gas.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

- Determinar el asentamiento de una lechada del cemento

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar la densidad por medio del método de Arquímedes
- Determinar si hay agua libre en la muestra de la lechada de cemento.

3. MATERIALES Y EQUIPOS

Simulador de asentamiento de una lechada de cemento

- ✓ Lechada del cemento
- ✓ Molde cilíndrico
- ✓ Grasa
- ✓ Agua
- ✓ Beaker (que sea más grande que el cilindro que se obtiene para poder hacer la prueba de Arquímedes)
- ✓ Balanza
- ✓ Hilo/nailon

4. MARCO TEÓRICO

4.1. ASENTAMIENTO DE LA LECHADA

4.1.1. Definición.

El diseño teórico de las lechadas no siempre es el mismo que el de la práctica, y cuando existen parámetros como densidad que no se obtienen, el pozo no tendrá integridad, incluso los errores de densidad posiblemente podrían causar la variación de los resultados deseados, como la resistencia a una compresión más baja de lo esperado, o el exceso de agua libre. (Salazar f., 2015)

Los riesgos de seguridad son altos, tanto del personal que labora en la operación como de la propia estructura del pozo y de los equipos de superficie, por lo que existen motivaciones para tener claridad del comportamiento de las densidades de una lechada. (Ramirez Hernandez F & Martinez Miranda D, 2020)

La cementación es una de las operaciones que se realizan en un pozo de petróleo o gas, donde se mezcla el cemento con aditivos con el agua y se mueve una lechada para cubrir el anular del casing y la formación expuesta del hueco, revestimientos previos; para crear un aislamiento de las zonas problemáticas o productivas, o de las formaciones de acuíferos de alta o baja presión; para soportar el revestimiento dentro del pozo, para evitar el contacto entre los fluidos del pozo con el revestimiento, o para proteger el pozo de un posible colapso y para formar un sello hidráulico entre el revestimiento y la formación.

(Rodríguez Polanco A, 2006)

4.1.2. Efectos del tiempo y aditivos para controlar la densidad de la lechada

Se hacen uso de varios aditivos para controlar la densidad, el tiempo de fraguado, la resistencia y las propiedades de flujo. Generalmente se hace uso de aditivos especiales, para lograr reducir la ocurrencia de flujo de gas anular. La lechada de cemento, que se forma generalmente mediante la mezcla de cemento Portland, agua y aditivos secos y líquidos variados, se bombea en su lugar y se deja solidificar (generalmente durante 12 a 24 horas) antes de reanudar la actividad de perforación adicional. El cemento debe alcanzar generalmente una resistencia de 5000 psi [34 474 KPa] antes de las operaciones de perforación o de disparos. Los cementos más avanzados para campos petroleros alcanzan resistencias más altas a la compresión del cemento fraguado mediante la mezcla de una variedad de tipos y tamaños de partículas con menos agua que las mezclas convencionales de cemento Portland, agua y aditivos químicos. (Perez Orduz L et al., 2016)

4.1.3. Método de Arquímedes

El principio de Arquímedes afirma que todo cuerpo sumergido en un fluido experimenta un empuje vertical y hacia arriba, igual al peso de fluido desalojado. Cuando un cuerpo está parcial o totalmente sumergido en el fluido que le rodea, una fuerza de empuje actúa sobre el cuerpo. Dicha fuerza tiene dirección hacia arriba y su magnitud es igual al peso del fluido que ha sido desalojado por el cuerpo. Esta fuerza recibe el nombre de empuje hidrostático o de Arquímedes. (Gomez Patiño P, 2017)

Cuando se sumerge un cuerpo en un líquido parece que pesara menos, debido a que, todo cuerpo sumergido recibe una fuerza de abajo hacia arriba. Sobre un cuerpo sumergido actúan dos fuerzas; su peso, que es vertical y hacia abajo y el empuje que es vertical, pero hacia arriba. (Bell et al., n.d.)

Para calcular la densidad de la lechada del cemento se hace uso de la siguiente ecuación:

$$\rho C = \rho A * \frac{MC}{MA}$$

[Ecuación 1]

Donde:

ρC = Densidad del cemento

ρA = Densidad del agua

MC = Peso del seco en seco

MA = Peso del cemento sumergido en agua

5. PROCEDIMIENTO

Determinación del asentamiento de la lechada de cemento

- 5.1. Hacer limpieza y secado del molde (debe de quedar bien seco, de este modo se evitarán errores, esto se hace con el objetivo de obtener resultados más certeros).
- 5.2. Engrasar el molde contenedor cilíndrico (**engrasamos bien, puesto que, de no ser así, se pueden generar posibles errores en los resultados**).
- 5.3. Tomar la muestra de la lechada de cemento y vaciarla al contenedor cilíndrico.
- 5.4. Agitar la lechada del cemento, haciendo uso de una varilla o espátula, (con el objetivo de eliminar todo el aire entrampado que queda al vaciar la lechada del cemento).
- 5.5. Colocar el cilindro contenedor en la cámara de presión, posterior a ello, introducir la cámara de presión en la cámara de calentamiento.
- 5.6. Llenar con agua la cámara de calentamiento y llevarla a una temperatura de 80°F.
- 5.7. Enroscar el equipo del manómetro y aire a presión (inyectar una presión de 30 psi).
- 5.8. Dejar la lechada fraguar por 16 horas. Después de las 16 horas, observar si tiene agua libre, reportar su volumen.
- 5.9. Registrar el contenido de agua, retirar la muestra de la lechada del contenedor cilíndrico y dejamos secar.
- 5.10. Determinar la muestra de lechada de cemento por medio del método de Arquímedes.

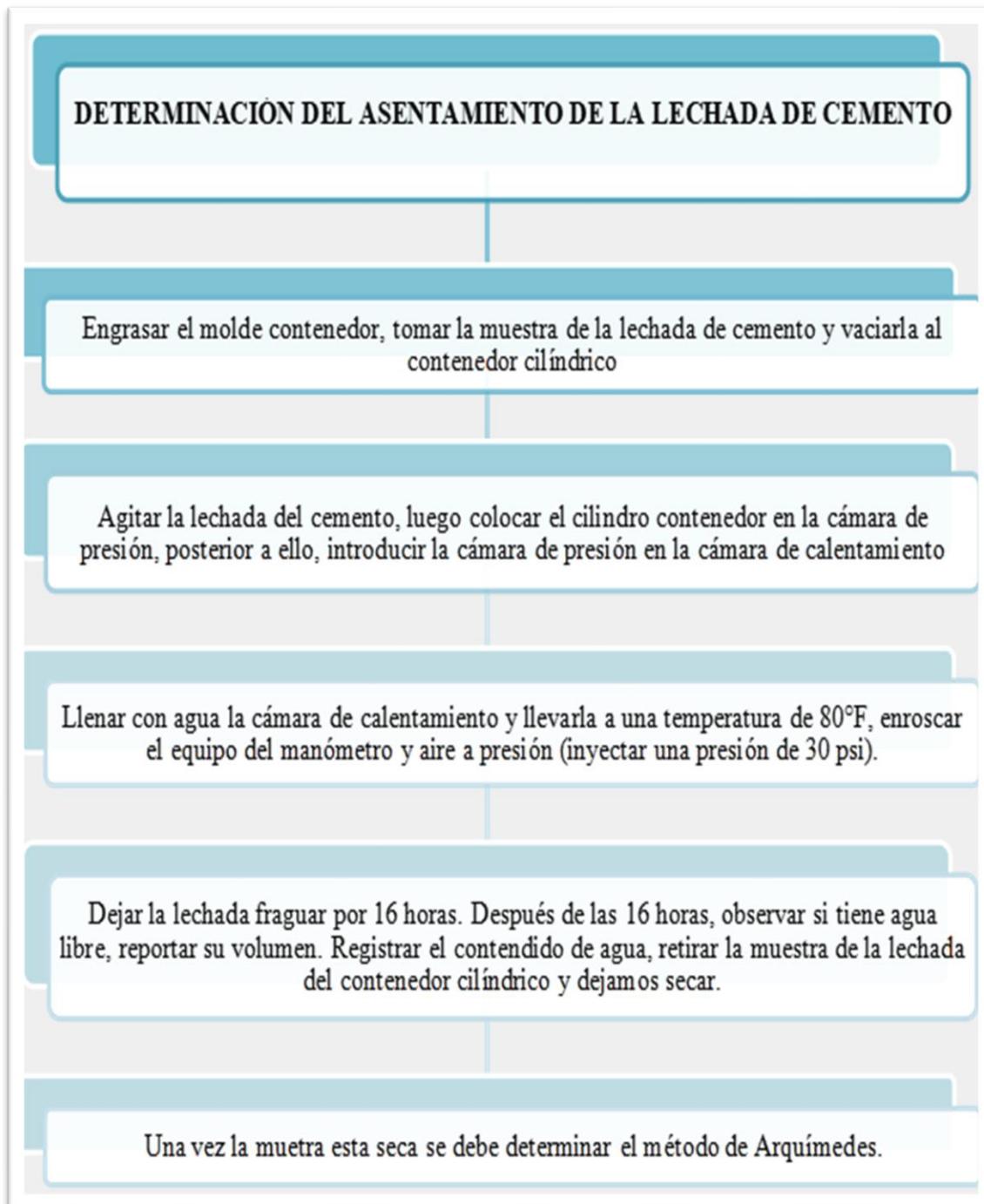
Determinación de la densidad de la lechada de cemento por medio del método de Arquímedes

- 5.11. Hacer limpieza de la balanza (debe de quedar bien limpia, de este modo se evitarán errores, esto se hace con el objetivo de obtener resultados más efectivos).
- 5.12. Cortar la muestra de la lechada en secciones de 1 pulgada, para medir la densidad por el método de Arquímedes. Pesarse el cilindro de la lechada de cemento seco en la balanza, registrar su peso.
- 5.13. Tomar el cilindro de lechada de cemento y sujetarlo con nailon de forma vertical. Tomar un Beaker, agregarle agua y sumergir la muestra (la muestra se debe ser soportada de una balanza o soporte). Registrar el peso del cemento sumergido en el agua.

6. CUESTIONARIO

- 6.1 ¿Cuántos procesos existen para determinar el volumen de agua libre de las lechadas de cemento, descríbalos?
- 6.2 ¿Qué es el fraguado?
- 6.3 ¿Qué efectos tienen las burbujas de aire que se mezclan con la lechada al llenar los moldes cilíndricos?
- 6.4 ¿Cómo varía la temperatura y presión en esta prueba?
- 6.5 ¿Qué sucede si se deja la lechada más tiempo del establecido?
- 6.6 ¿Qué sucede si se deja la lechada menos tiempo del establecido?

7. DIAGRAMA DE FLUJO



DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DE LA LECHADA DE CEMENTO POR MEDIO DEL METODO DE ARQUIMEDES

Hacer limpieza y secado de los moldes. Calcular la densidad del fluido usando agua de la llave.

Cortar la muestra de la lechada en secciones de 1 pulgada, para medir la densidad por el método de Arquímedes. Pesarse el cilindro de la lechada de cemento seco en la balanza, registrar su peso.

Tomar el cilindro de lechada de cemento y sujetarlo con nailon de forma vertical. Tomar un Beaker, agregarle agua y sumergir la muestra (la muestra se debe ser soportada de una balanza o soporte). Registrar el peso del cemento sumergido en el agua.

Realizar el cálculo de la densidad de la lechada del cemento, haciendo uso de la ecuación:

$$\rho_C = \rho_A * \frac{MC}{MA}$$

BIBLIOGRAFÍA

Bell, D. R., Nelson, E. B., & Dowell, S. (n.d.). *B Laboratory Testing, Evaluation, and Analysis of Well Cements*.

Gomez Patiño P. (2017). *PRUEBAS DEL LABORATORIO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION*. 1–114.

Perez Orduz L, Garcia Rojas C, & Lopez Rodriguez J. (2016). *simulador de asentamiento de lechada de cemento*. 1–6.

Ramirez Hernandez F, & Martinez Miranda D. (2020). *FLUIDOS DE PERFORACION*. 1–

116.

Rodríguez Polanco A. (2006). *MANUAL LAB_DE_CONCRETO*. 1–73.

Salazar f., A. J. (2015). *Practiclas Recomendadas para Ensayos de Cementacion de Pozos* (pp. 1–83).

ANEXOS

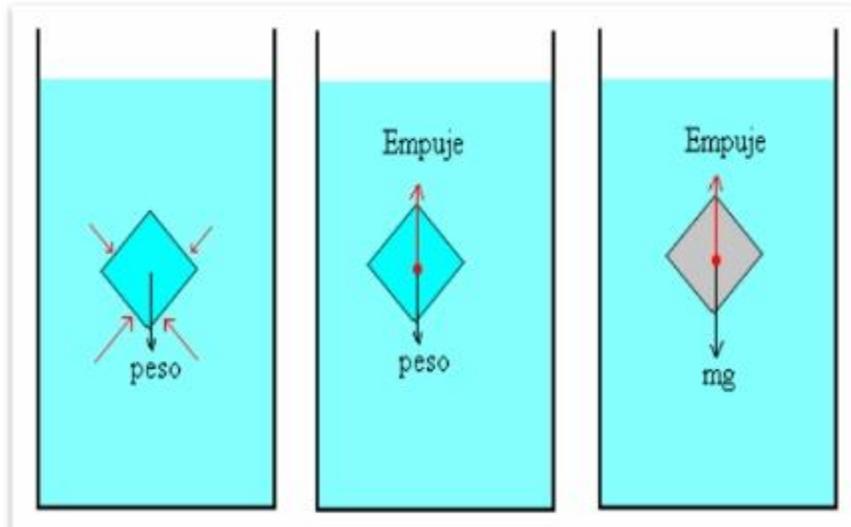
PRINCIPIO DE ARQUIMEDES EQUIPO DE ASENTAMIENTO DE LA LECHADA

Figura 1. Principio de Arquímedes



Nota: Esta figura hace representación del principio del método de Arquímedes, que es utilizado para la prueba del asentamiento de la lechada. Tomado de (Salazar f., 2015

Figura 2. Equipo de simulación de asentamiento de lechada



Nota: Esta fotografía es la representación del equipo de la simulación del asentamiento de la lechada, con sus respectivas partes y componentes necesarios para su funcionamiento. (Salazar f., 2015)

Figura 3. Contenedor cilíndrico



Nota: Esta fotografía es la representación de los contenedores cilíndricos que se usan en el ensayo de la simulación del asentamiento de la lechada. (Salazar f., 2015)

Figura 4. Moldes cilíndricos



Nota: Esta fotografía es la representación de los moldes cilíndricos que se obtienen en el ensayo de la simulación del asentamiento de la lechada. (Salazar f., 2015)

ANEXO 9. Determinación de la bombeabilidad de una lechada de cemento (prueba del consistómetro)

**FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO CURRICULAR
PREPARACIÓN Y PRUEBAS DE CEMENTOS**

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA: PETRÓLEOS

NOMBRE DEL CURSO: FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

ENSAYO DE LABORATORIO: N°9 DE 10

ENSAYO PARA REALIZARSE SEGÚN LA NORMA API SPEC 10B

CLASE DE CEMENTO: CLASE (A, B, C, D, E, F, G, H)

NOMBRE DEL ENSAYO DE LABORATORIO: DETERMINACIÓN DE LA BOMBEABILIDAD DE UNA LECHADA DE CEMENTO (PRUEBA DEL CONSISTOMETRO)

1. JUSTIFICACIÓN

La lechada de cemento debe ser bombeable para asegurar una distribución uniforme en todo el pozo y lograr una buena unión entre el cemento y la formación. Por lo tanto, la prueba del

consistómetro se utiliza en la industria petrolera para evaluar la bombeabilidad de las lechadas de cemento utilizadas en la cementación de pozos. Esta prueba permite determinar la capacidad de flujo de la mezcla, lo que permite evaluar la capacidad de la lechada para ser transportada por las tuberías de cementación y colocada en su lugar final.

2. OBJETIVOS

- Evaluar la capacidad de la lechada de cemento para ser bombeada a través de tuberías y colocada en su lugar final durante la cementación de pozos.
- Determinar el tiempo de bombeabilidad de la lechada de cemento.

2.1. OBJETIVOS ESPECIFICO

- Comprender los efectos de los aditivos y otros componentes en la bombeabilidad de la lechada de cemento.

3. MATERIALES Y EQUIPOS

- ✓ Lechada del cemento de clase A ya preparado.
- ✓ Balanza Analítica
- ✓ Beaker de 1 Litro
- ✓ Cucharas grandes de plástico
- ✓ Consistometro Atmosférico para cementos

4. MARCO TEÓRICO

4.1. TIEMPO DE BOMBEABILIDAD O ESPESAMIENTO

El tiempo de bombeabilidad es el tiempo que la lechada de cemento permanecerá bombeable bajo condiciones del pozo. También se define el tiempo requerido para que la lechada alcance 100 unidades Bearden de consistencia. Es importante tomar en cuenta que el tiempo de bombeabilidad debe de ser mayor que el tiempo que va a durar el trabajo de cementación, para evitar cementación en la superficie de la tubería, en la cabeza de cementación y/o dentro del revestidor. Por lo tanto, este tiempo se debe estimar como el tiempo total del trabajo de

cementación más un factor de seguridad de una a dos horas.(Smith, 1976)

4.2.Unidades BEARDEN

La aptitud para ser bombeada o la consistencia de una lechada, medida en unidades Bearden de consistencia (Bc), una cantidad sin dimensiones y sin factor de conversión directa a las unidades de viscosidad más comunes.

4.3.Factores que afectan que afectan las lechadas de cemento

La temperatura y la presión son los parámetros que más influyen en las lechadas, alterando su comportamiento en el fondo del pozo.

4.3.1. Temperatura

Este factor es el de mayor influencia. A medida que la temperatura aumenta, la lechada de cemento se deshidrata más rápido, adquiriendo mayor viscosidad, por lo tanto, se hace que fragüe y desarrolle resistencia a la compresión más rápidamente, y además disminuye el tiempo de bombeabilidad. La temperatura de un pozo a cierta profundidad depende de si las condiciones son estáticas (no hay flujo) y por lo tanto se tiene la temperatura de la formación, o condiciones cinéticas (hay flujo) obteniéndose una temperatura de circulación. Al mezclar la lechada en superficie (Temperatura relativamente baja) y desplazarla hacia el fondo, la temperatura del pozo se reduce considerablemente durante la cementación del revestimiento.(Fonseca et al., n.d.)

4.3.2. Presión

La presión impuesta a la lechada, por el peso hidrostático de los fluidos del pozo, hace que la lechada de cemento adquiera un rápido esfuerzo a la compresión. En pozos profundos la presión hidrostática de la lechada más la presión de bombeo en superficie, durante el desplazamiento, puede sobrepasar los 20.000 psi, en el fondo del pozo.(Americam Petroleum Institute, 1990)

5. PROCEDIMIENTO

Determinación de la bombeabilidad con el consistómetro atmosférico

- 5.1. Verifique que el nivel del agua del baño de maría este lleno hasta una $\frac{1}{2}$ pulgada (12.5 mm) abajo del sistema rotario principal.
- 5.2. Revisar que el cronómetro esté funcionando adecuadamente.
- 5.3. Impregnar el interior del cilindro y las paletas de aceite lubricante con el fin de evitar, la adherencia del cemento y así mismo disminuir la fricción entre las paletas, el cilindro y la lechada.
- 5.4. La lechada se verterá rápidamente dentro del cilindro contenedor de lechada, al nivel indicado por una ranura que se encuentra alrededor de la pared interna del contenedor de lechada.
- 5.5. Instalar el cilindro contenedor de la muestra en el equipo.
- 5.6. Colocar el interruptor del motor en la posición “ON”.
- 5.7. Ubique el interruptor del calentador en la posición “ON”.
- 5.8. Iniciar la medición del tiempo.
- 5.9. Hacer lecturas periódicas de la consistencia del cemento.
- 5.10. Generar una tabla de tiempo vs. unidades de consistencia y realizar una gráfica.
- 5.11. El tiempo de nuestra prueba termina cuando el equipo marca 100 BC que es el momento cuando la lechada se considera inbombeable.

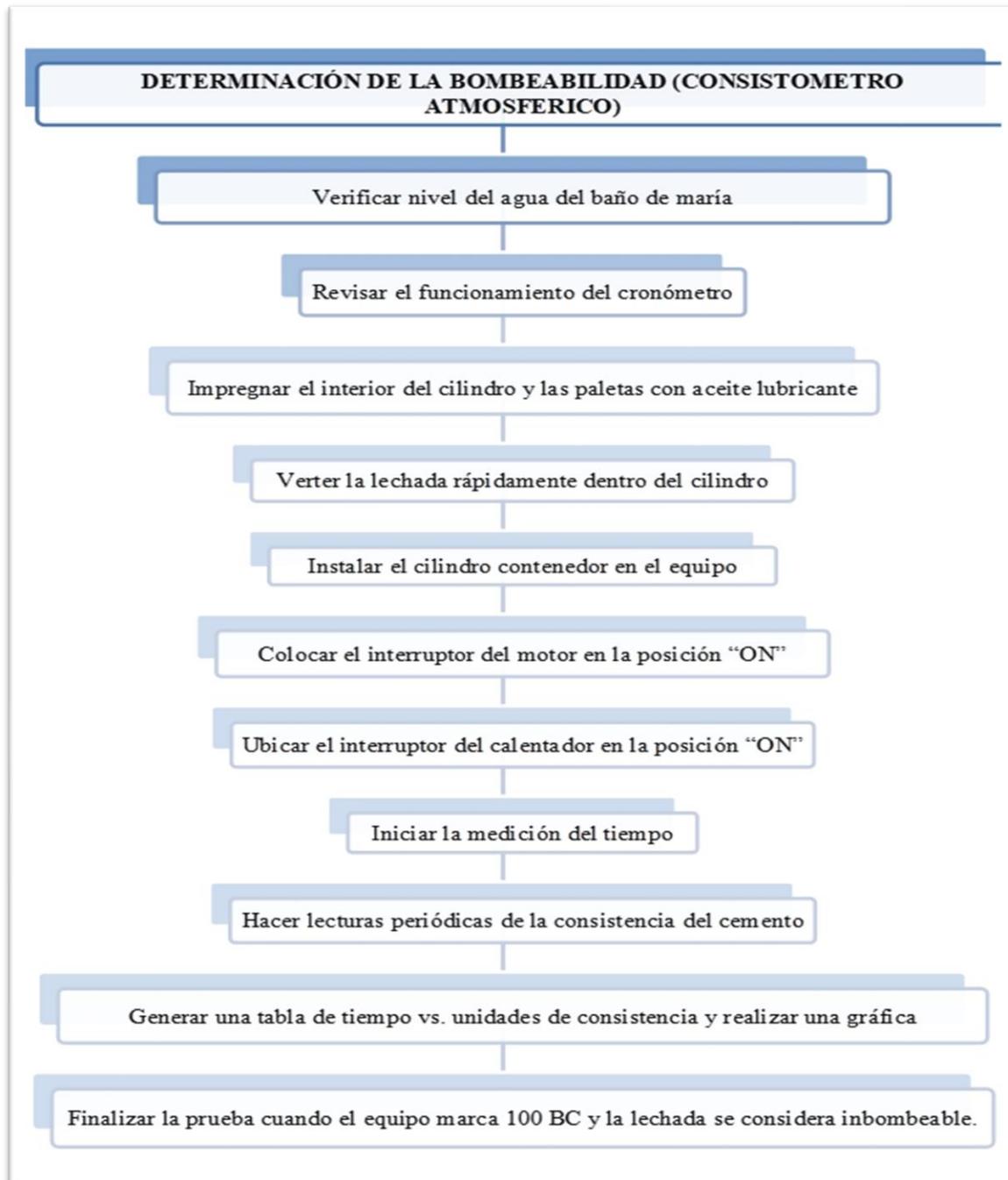
6. CUESTIONARIO

- 6.1. ¿Cuál es el propósito de la prueba del consistómetro en la cementación de pozos?
- 6.2. ¿Qué es el tiempo de bombeabilidad o espesamiento de una lechada de cemento?
- 6.3. ¿Qué indica el valor de consistencia de una lechada de cemento medido en el consistómetro?
- 6.4. ¿Cuál es el rango de unidades Bearden de consistencia (Bc) que se puede medir con el consistómetro?
- 6.5. ¿Cómo se verifica que el consistómetro esté funcionando adecuadamente?
- 6.6. ¿Cuál es la importancia de hacer lecturas periódicas de la consistencia de la lechada durante la prueba del consistómetro?

6.7.¿Qué significa que la lechada se considera inbombeable cuando el consistómetro marca 100 BC?

6.8.¿Qué factores pueden afectar los resultados de la prueba del consistómetro y cómo se pueden minimizar estos efectos?

7. DIAGRAMA DE FLUJO



BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute. (1990, June 1). *API SPEC 10: Specification for Materials and Testing for Well Cements*.

https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=API%20SPEC%2010&item_s_key=00504639#abstract-section

Fonseca, R., David, J., Velandia, S., & Ferney, N. (n.d.). *Sistema de Control y Automatización para Unidades de Cementación de Pozos Petroleros Control System for Oil Well Cementation Units*. 1–15.

Smith, D. K. (1976). *CEMENTING* (2nd ed., Vol. 4).

ANEXOS

Tabla 1. Rangos de temperatura

Rango de Temperatura (°C)	Incremento de Temperatura + o - (°C)
27 a 38	0.5
27 a 49	0.5
27 a 60	0.5
27 a 71	1
27 a 82	1
27 a 93	1

Nota: esta tabla muestra el incremento de temperatura a tomar según el rango escogido para realizar la prueba de bombeabilidad (American Petroleum Institute, 1990)

FIGURA 1. Consistómetro atmosférico



Nota: Foto tomada por los proyectantes en el laboratorio de lodos de la universidad Surcolombiana.

Figura 2. Cilindro, paletas y tapa medidora de torque del consistómetro construido por los ejecutores del proyecto



Nota: Esta imagen representa los componentes cilindro, paletas y tapa medidora del toque

del consistometro del equipo elaborado en la Universidad Surcolombiana. Elaborado por los proyectantes.

ANEXO 10. Migración de gas durante la cementación

<p style="text-align: center;">FORMATO OFICIAL DE MICRODISEÑO CURRICULAR PREPARACIÓN Y PRUEBAS DE CEMENTOS</p>

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA: PETRÓLEOS

NOMBRE DEL CURSO: FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

ENSAYO DE LABORATORIO: N°10 DE 10

ENSAYO PARA REALIZARSE: SEGÚN LA NORMA API RP 10B

CLASE DE CEMENTO: CLASE (A, B, C, D, E, F, G, H)

NOMBRE DEL ENSAYO DE LABORATORIO: **MIGRACION DE GAS DURANTE LA CEMENTACION**

1. JUSTIFICACIÓN

Si el gas se mueve a través de la lechada de cemento antes de que se haya endurecido, puede provocar una reducción de la resistencia mecánica del cemento, una disminución de la calidad de la cementación y, en última instancia, una falla de la barrera. Por lo tanto, es importante comprender cómo se produce la migración de gas durante la cementación, para poder tomar medidas preventivas y garantizar una cementación efectiva y segura. Este ensayo de laboratorio se enfocará en estudiar los factores que influyen en la migración de gas durante la cementación, con el objetivo de mejorar la calidad de los procesos de cementación en la industria petrolera.

2. OBJETIVOS

2.1.OBJETIVO GENERAL

- Evaluar los efectos de la migración de gas durante la cementación en la calidad de la

cementación

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Comprender los factores que influyen en la migración de gas durante la cementación
- Identificar las mejores prácticas para evitar la migración de gas durante la cementación y mejorar la calidad de los procesos de cementación.

3. MATERIALES Y EQUIPOS

- ✓ Equipo para la simulación de migración de gas
- ✓ Lechada del cemento ya preparado.
- ✓ Agua
- ✓ Gas

4. MARCO TEÓRICO

4.1. Migración de gas

Se refiere al desplazamiento del gas en formación a través de la matriz porosa de la roca y su movimiento hacia el espacio anular entre la tubería y la formación durante la cementación. La migración de gas es un fenómeno común en los pozos petroleros, y puede provocar problemas graves en la calidad del cemento y en la integridad de la tubería. Durante la cementación, el gas puede migrar a través de la matriz porosa de la roca debido a la presión diferencial y la permeabilidad de la roca. Si la tasa de migración es alta, el gas puede acumularse en el espacio anular y provocar una mala calidad del cemento y una mala adherencia de la tubería. Por lo tanto, es importante entender las causas de la migración de gas y cómo prevenirla durante la cementación. (Velayati et al., 2015)

4.2. Causas de la migración de gas

4.2.1. Presión diferencial

La migración de gas puede ser causada por una diferencia de presión entre la formación y el espacio anular. Si la presión en la formación es mayor que la presión en el espacio anular, el

gas puede migrar hacia el espacio anular. Esto puede ocurrir debido a la compresión de la formación, la extracción de fluidos o la expansión del gas durante la cementación.

4.2.2. Permeabilidad de la formación

La permeabilidad de la formación es otra causa importante de la migración de gas. Si la formación es altamente permeable, el gas puede migrar fácilmente a través de la matriz porosa de la roca y hacia el espacio anular. Por lo tanto, es importante evaluar la permeabilidad de la formación y seleccionar adecuadamente los aditivos de cemento para reducir la permeabilidad.

4.2.3. Viscosidad del fluido de cementación

La viscosidad del fluido de cementación también puede influir en la migración de gas. Si el fluido de cementación es de baja viscosidad, el gas puede moverse más fácilmente a través de la matriz porosa de la roca y hacia el espacio anular. Por lo tanto, es importante seleccionar un fluido de cementación con la viscosidad adecuada para evitar la migración de gas.

4.2.4. Tiempo de fraguado

El tiempo de fraguado del cemento también puede influir en la migración de gas. Si el cemento fragua demasiado rápido, puede haber una migración de gas durante el fraguado, lo que puede provocar problemas de adherencia del cemento y de la tubería. Por lo tanto, es importante seleccionar un cemento con el tiempo de fraguado adecuado y controlar cuidadosamente el tiempo de fraguado durante la cementación. (Tao et al., 2021)

5. PROCEDIMIENTO

El siguiente procedimiento fue tomado de (Henriquez Arciniegas & Serrano Castro, 2016)

Prueba de cementación básica

La finalidad de esta prueba es simular la migración de gas durante la cementación a presión atmosférica. Para llevar a cabo esta prueba se siguen los pasos siguientes:

- 5.1. Amar el equipo según las instrucciones del manual de operación, omitiendo el último paso, es decir sin instalar la tapa superior del equipo. Además, se aplica un lubricante sobre las paredes de los tubos que conforman el espacio anular para evitar que el cemento se adhiera a estas.
- 5.2. Regular la presión de la línea de aire que va al distribuidor en 30 psi.
- 5.3. Preparar 4000 ml de lechada de cemento, con cemento clase (previamente acordado A, B, C, D, E, F, G o H), sin agregar ningún tipo de aditivo.
- 5.4. Colocar 3500 ml de lechada de cemento en espacio anular.
- 5.5. Empezar a inyectar aire a una presión constante de 30 psi a través del distribuidor hacia el espacio anular y dejar fraguar el cemento.
- 5.6. Agregar una pequeña cantidad de agua cuando el cemento fraguó por encima del espacio anular cementado y se inyecta aire desde el fondo a 30 psi de presión. Luego observar y tomar nota.
- 5.7. Desarmar el equipo para descubrir el espacio anular cementado y buscar posibles rutas de migración.

Prueba de cementación con presión diferencial

El objetivo de esta prueba fue simular la migración de gas durante la cementación, aplicando un diferencial de presión de 5 psi. Para llevar a cabo la prueba se siguieron los pasos a continuación:

- 5.8. Armar el equipo según las instrucciones del manual de operación, se aplica un lubricante sobre las paredes de los tubos que conforman el espacio anular para evitar que el cemento se adhiera a estas.
- 5.9. Regular la presión de la línea de aire principal que va al distribuidor en 30 psi.
- 5.10. Preparar 4000 ml de lechada de cemento, con una densidad de 15.2 libras/galón, con cemento clase (previamente acordado A, B, C, D, E, F, G o H), sin agregar ningún tipo de aditivo.
- 5.11. Colocar 3500 ml de lechada de cemento en espacio anular.
- 5.12. Empezar a inyectar aire a una presión constante de 30 psi a través del distribuidor

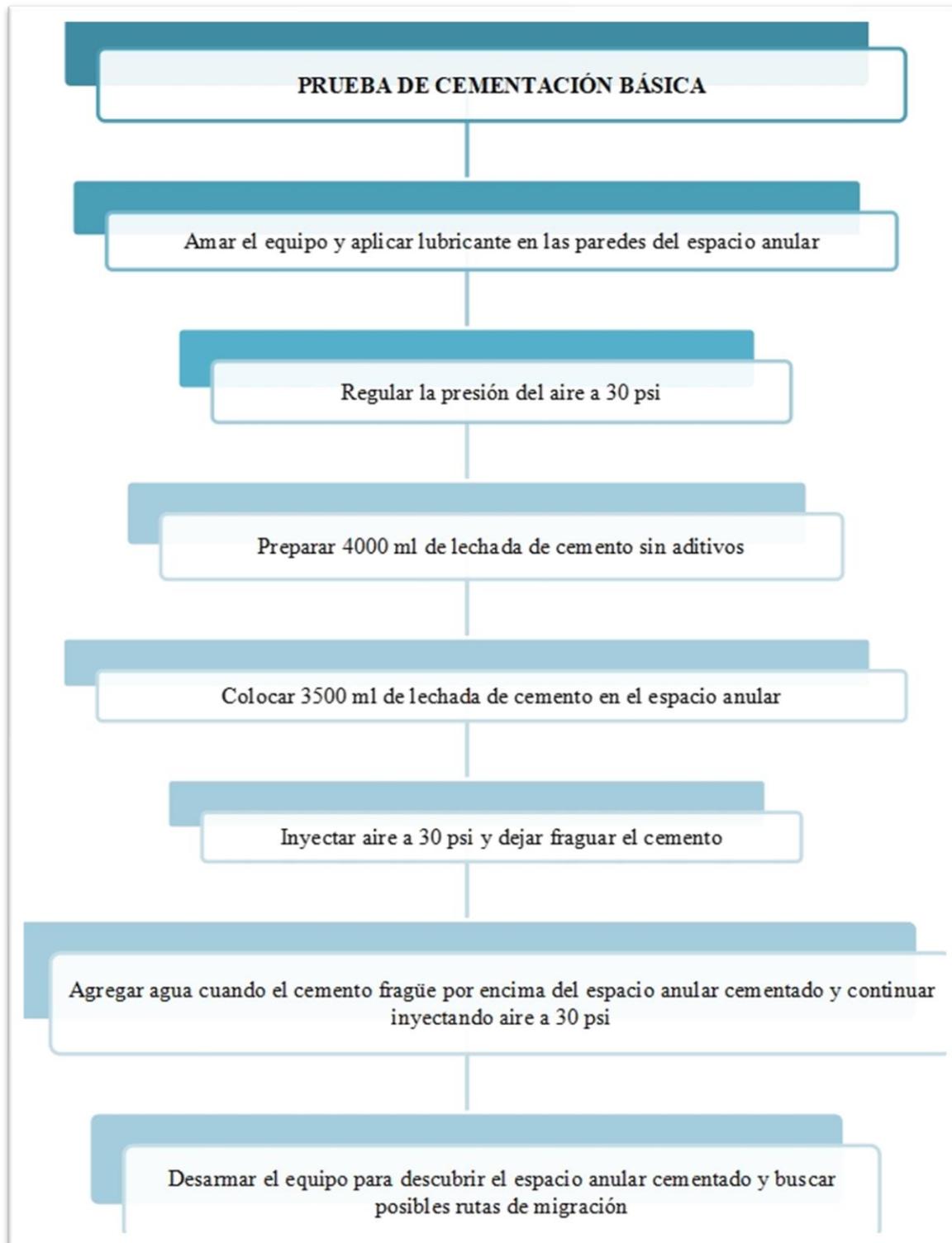
hacia el espacio anular. De la misma manera regular la presión por encima del cemento en 25 psi, obteniendo así un diferencial de 5 psi entre las presiones de entrada en el equipo.

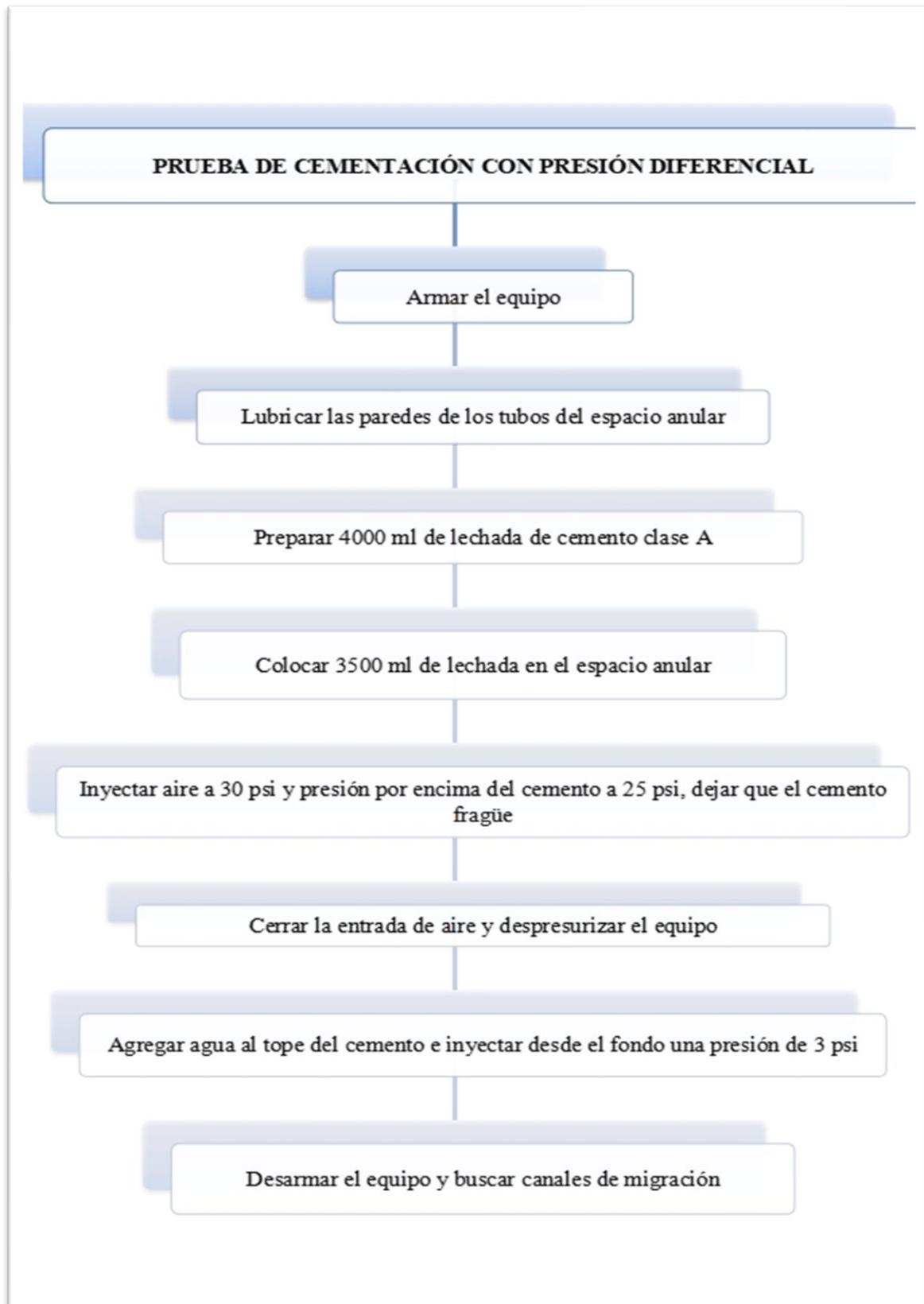
- 5.13. Después de que el cemento fragüe, cerrar la entrada de aire al sistema, cerrando la válvula en la línea principal para luego despresurizar el equipo.
- 5.14. Retirar la tapa superior del equipo y agregar cierta cantidad de agua sobre el tope del cemento para luego inyectar desde el fondo una presión de 3 psi. Observar que sucede y tomar nota.
- 5.15. Desarmar del equipo para descubrir el espacio anular cementado y buscar posibles canales de migración.

6. CUESTIONARIO

- 6.1.¿Cuáles son los factores que influyen en la migración de gas durante la cementación?
- 6.2.¿Cómo se pueden prevenir los problemas de migración de gas durante la cementación?
- 6.3.¿Cuáles son las técnicas y herramientas utilizadas para monitorear y controlar la migración de gas durante la cementación?
- 6.4.¿Cuál es el papel de la cementación en la seguridad y protección ambiental durante las operaciones de perforación y producción de petróleo y gas?
- 6.5.¿Cuáles son los desafíos y riesgos asociados a la migración de gas durante la cementación y cómo se pueden abordar?
- 6.6.¿Qué es la permeabilidad y cómo afecta la migración de gas durante la cementación de pozos de petróleo y gas?
- 6.7.¿Cómo afecta la porosidad del sustrato a la cementación y la migración de gas?
- 6.8.¿Cómo están evolucionando las técnicas de cementación en la industria del petróleo y gas, y cuáles son las tendencias actuales y futuras en este campo?

7. DIAGRAMA DE FLUJO



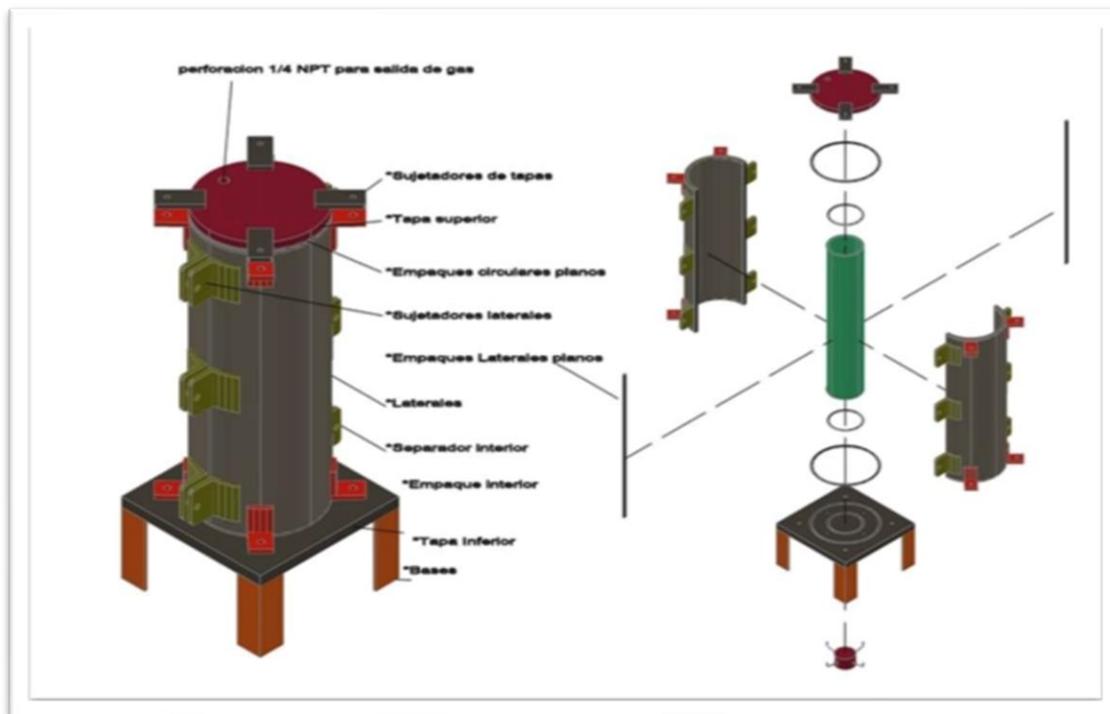


BIBLIOGRAFÍA

- Henriquez Arciniegas, J. A., & Serrano Castro, F. J. (2016). *DISEÑO Y CONSTRUCCION DE UN EQUIPO PARA SIMULAR LA MIGRACION DE GAS DURANTE LA CEMENTACION*. Universidad Surcolombiana.
- Tao, C., Rosenbaum, E., Kutchko, B. G., & Massoudi, M. (2021). A brief review of gas migration in oilwell cement slurries. In *Energies* (Vol. 14, Issue 9). MDPI AG. <https://doi.org/10.3390/en14092369>
- Velayati, A., Kazemzadeh, E., Soltanian, H., & Tokhmechi, B. (2015). Gas migration through cement slurries analysis: A comparative laboratory study. In *Int. J. Min. & Geo-Eng* (Vol. 49, Issue 2).

ANEXOS

Figura 1. Planos del Equipo de migración de gas



Nota: Figura del equipo a utilizar en la prueba de migración de gas, con sus respectivas partes tomado de (Henriquez Arciniegas & Serrano Castro, 2016)