

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA A NIVEL DE LABORATORIO DE LA
UTILIZACIÓN DEL POLIACRILATO DE SODIO EN ESTADO PURO COMO
EXTENDEDOR DE BENTONITA EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA**

DIEGO ESTEBAN CARDENAS ROJAS

NICOLAS RIVERA CAICEDO

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA A NIVEL DE LABORATORIO DE LA
UTILIZACIÓN DEL POLIACRILATO DE SODIO EN ESTADO PURO COMO
EXTENDEDOR DE BENTONITA EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA**

DIEGO ESTABAN CARDENAS ROJAS

NICOLAS RIVERA CAICEDO

**Proyecto Integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
NELSON FERNANDEZ BARRERO
Ingeniero Químico**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018**

Nota de aceptación:

Firma del Presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C, Agosto de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrado

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a mis padres Ingrid Caicedo y Juan Manuel Rivera, a ellos no tengo más que agradecerles el esfuerzo y el amor que me han demostrado cada día de mi vida, y es gracias a ellos que he alcanzado cada meta hasta hoy, gracias a su ejemplo y perseverancia a su entrega y osadía, a ellos gracias por enseñarme a nunca desfallecer, a luchar hasta el cansancio por alcanzar mis objetivos, a ser un hombre íntegro con principios y valores que destacar, a ellos gracias por guiarme en este proceso, por entregarlo todo sin reparo para mi bienestar y mi progreso, por siempre estar a mi lado ante cualquier adversidad por ser mi polo a tierra, mi norte y mi modelo a seguir, a ellos no tengo más que agradecerles porque son y serán siempre lo más importante en mi vida; infinitas gracias doy a Dios por tenerlos a ustedes en mi vida los amo.

A mi hermana, familiares y amigos de cada uno he aprendido algo que ha aportado directa o indirectamente a mi formación como persona y como profesional, a todos ellos gracias.

Debo agradecer también a Daniela Del Castillo por todo el amor y apoyo que me ha brindado por hacer parte de mi vida y de mi proceso y sobre todo por darme el mejor y más grande motor de vida, mi hijo los amo y son mi motivación más fuerte para salir adelante.

Nicolás Rivera Caicedo.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado a mi madre, Carmen del Pilar Rojas porque si ella no solo no sería posible haber vivido lo que he vivido, tampoco sería posible este logro de culminar mi Carrera profesional, por todas las horas dedicadas a la maternidad, por el apoyo incansable, por estar siempre al tanto de cada aspect de mi vida.

A mi padre Fernando Cárdenas, como muestra de que siempre se puede ser mejor, se puede crecer, avanzar y lograr cualquier objetivo propuesto; por su incondicional amor y entrega en cuerpo y alma.

A mis hermanas Paula Daniela Cárdenas Rojas y Luisa Fernanda Cárdenas Rojas por ser los motores de mi existencia, por siempre haber apoyado cada paso y cada decisión que he tomado en mi vida y quererme tal y como soy. Que sea este logro, un ejemplo para ellas y que siempre estén motivadas a ser algo más.

A mis abuelos por su amor y ternura infinitos, por la crianza y los valores que inculcaron que me han ayudado ahora a ser mejor persona y un profesional.

A todos los que han aportado algo que me haya hecho crecer como persona con buenos principios.

Diego Esteban Cárdenas Rojas

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos principalmente a Dios, familia y a cada una de las personas que aportaron su experiencia, conocimiento y tiempo en el desarrollo y culminación de este proyecto.

Agradecemos al ingeniero Nelson Fernandez por habernos dado la oportunidad de realizar este proyecto, por la guía, conocimiento, tiempo y esfuerzo que invirtió a lo largo de la realización de este trabajo de grado.

Agradecemos al ingeniero Ivan Peñalosa, quien con su guía hizo posible el desarrollo de ésta investigación.

Agradecemos también a la empresa Ingeniería Medioambiental IMA S.A.S. y a la Universidad de América quienes con su aporte hicieron posible el inicio, desarrollo y culminación de este trabajo de grado.

CONTENIDO

	pág.
1. GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	25
1.1 DEFINICIÓN	25
1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	25
1.2.1 Fluidos de perforación base agua	25
1.2.1.1 Lodos no dispersos	25
1.2.2 Fluidos de perforación base aceite	26
1.2.3 Fluido de perforación aireado, gas o espumas	26
1.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	26
1.3.1 Densidad	27
1.3.2 Viscosidad	29
1.3.3 Viscosidad API	30
1.3.4 Reología	31
1.3.5 Viscosidad plástica	35
1.3.6 Punto cedente	35
1.3.7 Filtrado API	36
1.3.8 Porcentaje de arena	38
1.3.9 Porcentaje de líquidos y sólidos	40
1.3.10 Alcalinidad	42
1.3.11 Cloruros	44
1.3.12 Dureza	46
1.3.13 Concentración iónica de Hidrógeno (pH)	48
1.4 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	49
1.4.1 Remoción de los recortes del pozo	49
1.4.2 Control de las presiones de la formación	50
1.4.3 Suspensión y descarga de recortes	50
1.4.4 Obturación de las formaciones permeables	50
1.4.5 Mantenimiento de la estabilidad del agujero	50
1.4.6 Minimización de los daños a la formación	50
1.4.7 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la barrena y del conjunto de perforación	51
1.4.8 Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena	51
1.4.9 Asegurar la evaluación adecuada de la formación	51
1.4.10 Control de la corrosión	51
1.4.11 Facilitar la cementación y completamiento	51
1.4.12 Minimizar el impacto sobre el medio ambiente	52
1.5 CONTAMINANTES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	52
1.5.1 Sólidos no reactivos de baja gravedad específica	52
1.5.2 Sólidos	52

1.5.3 Gases ácidos	52
1.5.4 Yeso	53
1.5.5 Cemento	53
1.5.6 Cal	53
1.5.7 Sal	53
2. PROPIEDADES Y CARACTERISTICAS DE LA BENTONITA, LOS EXTENDEDORES DE BENTONITA MAS USADOS (POLIACRILAMIDAS) Y DEL POLIACRILATO DE SODIO PURO.	54
2.1 BENTONITA	54
2.1.1 Propiedades	55
2.1.2 Aplicaciones	55
2.1.3 Ventajas	56
2.2 EXTENDEDORES DE BENTONITA	56
2.2.1 Definición	57
2.2.2 Propiedades de los extendedores más usados	57
2.2.3 Aplicaciones	57
2.2.4 Limitaciones	58
2.3 POLIACRILAMIDAS	58
2.3.1 Propiedades	58
2.3.2 Aplicaciones	58
2.4 POLIACRILATO DE SODIO	59
2.4.1 Proceso de obtención	59
2.4.2 Propiedades	60
2.4.3 Aplicaciones	60
2.4.4 Ventajas y limitaciones	61
3. DISEÑO, FORMULACIÓN Y REALIZACION DEL EXPERIMENTO	62
3.1 DISEÑO DEL EXPERIMENTO	62
3.1.1 Matriz de impacto comparativa	62
3.2 FORMULACIÓN	63
3.2.1 Formulación del Fluido de Perforación Base	64
3.2.2 Formulación del fluido de perforación utilizando Poliacrilato de Sodio en estado puro como extendedor de Bentonita	66
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE PRUEBAS DE LABORATORIO	68
4.1 PREPARACION DE MUESTRAS DE FLUIDO	68
4.2 FILTRO PRENSA	69
4.2.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS PRUEBA FILTRADO API	71
4.3 REOLOGÍA	72
4.3.1 VISCOSIDAD PLÁSTICA	73

4.3.2 PUNTO CEDENTE	76
4.3.3 RESISTENCIA DE GELES	79
4.4 pH	81
5. EVALUACIÓN FINANCIERA	85
5.1 DETERMINACIÓN DE BASE DE CÁLCULO	85
5.2 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX) ASOCIADOS A LOS EXTENDEDORES DE BENTONITA EMPLEADOS	87
5.2.1 Costos asociados al Poliacrilato de Sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales	87
5.2.2 Costos asociados al Poliacrilato de Sodio en estado puro	88
5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO	89
5.3.1 Tasa de interés de Oportunidad	90
5.3.2 Valor Presente	90
5.3.3 Línea de flujo de efectivo para el extendedor de Bentonita Poliacrilato de sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales	90
5.3.4 Línea de flujo de efectivo para el extendedor de Bentonita Poliacrilato de en estado puro a una concentración de 0,25 lb/bbl	91
5.3.5 Línea de flujo de efectivo para el extendedor de Bentonita Poliacrilato de en estado puro a una concentración de 0,2 lb/bbl	92
5.4 CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	94
6. CONCLUSIONES	95
7. RECOMENDACIONES	96
BIBLIOGRAFÍA	97
ANEXOS	98

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1 Balanza de fluido.	27
Figura 2 Viscosímetro de Marsh	30
Figura 3 Viscosímetro rotativo	32
Figura 4 Filtro prensa API	36
Figura 5 kit de arena	38
Figura 6 Retorta	40
Figura 7 Kit para determinar la alcalinidad	42
Figura 8 Determinación de cloruros	44
Figura 9 Kit para la determinación de dureza total	46
Figura 10 pH-metro Oakton	48
Figura 11 Fórmula química del Poliacrilato de Sodio	59
Figura 12 Estado mecánico de un pozo convencional	86
Figura 13 Línea de flujo para el Poliacrilato de sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales. A 0,25 lb/bbl	91
Figura 14 Línea de flujo para el Poliacrilato de sodio en estado puro a una concentración de 0,25 lb/bbl	92
Figura 15 Línea de flujo para el Poliacrilato de sodio en estado puro a una concentración de 0,2 lb/bbl	93

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1 Propiedades fisicoquímicas de la Bentonita	55
Tabla 2 Propiedades de las poliacrilamidas	58
Tabla 3 Matriz de comparación	63
Tabla 4 Concentraciones a utilizar en los fluidos a evaluar	64
Tabla 5 Tabla de resultados esperados a obtener en las	67
Tabla 6 Resultados obtenidos a las cero horas	70
Tabla 7 Resultados obtenidos a las 16 horas	70
Tabla 8 Resultados obtenidos una semana	71
Tabla 9 Resultados obtenidos para los tres tiempos	73
Tabla 10 Resultados obtenidos para tiempo cero	74
Tabla 11 Resultados obtenidos para las 24hr viscosidad plástica	74
Tabla 12 Resultados obtenidos una semana viscosidad plástica	75
Tabla 13 Resultados obtenidos a las cero horas punto cedente	77
Tabla 14 Resultados obtenidos a las 24hrs punto cedente	77
Tabla 15 Resultados obtenidos una semana punto cedente	78
Tabla 16 Resultados obtenidos en la prueba de geles	79
Tabla 17 Resultados pH	82
Tabla 18 Resultados de pruebas de laboratorio	84
Tabla 19 Capacidades y volúmenes de tubería y hueco abierto del estado mecánico del pozo	87
Tabla 20 Volumen total final	87
Tabla 21 Costo de adquisición del Poliacrilato de Sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales para los años 2018, 2019 y 2020	87
Tabla 22 Costo asociado a un pozo perforado empleando Poliacrilato de Sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales	88
Tabla 23 Costo por año usando Poliacrilato de Sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales en la perforación de 30 pozos a una concentración de 0,25 lb/bbl	88
Tabla 24 Costo de adquisición del Poliacrilato de Sodio en estado puro para los años 2018, 2019 y 2020	88
Tabla 25 Costo asociado a un pozo perforado empleando Poliacrilato de Sodio en estado puro	89
Tabla 26 Costo por año usando Poliacrilato de Sodio en estado puro en la perforación de 30 pozos con una concentración de 0,25 lb/Bbl	89
Tabla 27 Costo por año usando Poliacrilato de Sodio en estado puro en la perforación de 30 pozos con una concentración de 0,2 lb/Bbl	89
Tabla 28 Resumen de resultados	93

LISTA DE GRÁFICAS

	pág
Gráfica 1 Comparación de Viscosidad Plástica	75
Gráfica 2 Comparación de Viscosidad Plástica con líneas de tendencia	76
Gráfica 3 Comparación de punto cedente	78
Gráfica 4 Comparación resistencia de gel a los 10 segundos	80
Gráfica 5 Comparación resistencia de gel a los 10 minutos	81
Gráfica 6 Comparación de pH	83

LISTA DE DIAGRAMAS

	pág
Diagrama 1 Procedimiento utilizado para la medición de la	28
Diagrama 2 procedimiento para la medicion de la viscosidad API	31
Diagrama 3 Procedimiento para evaluar la reología utilizando un viscosimetro rotativo	34
Diagrama 4 Procedimiento para evaluar el filtrado	37
Diagrama 5 Procedimiento empleado para conocer porcentaje de arena	39
Diagrama 6 Procedimiento empleado para conocer porcentaje de solidos y líquidos	41
Diagrama 7 Procedimiento para determinar la alcalinidad del fluido	43
Diagrama 8 Procedimiento para la medicion de concentración de cloruros	45
Diagrama 9 Procedimiento utilizado para la determinación de dureza	47
Diagrama 10 Procedimiento empleado para la medición del pH	49
Diagrama 11 Pasos para la elaboración de un fluido de perforación base agua	65
Diagrama 12 Esquema de realización para un fluido de perforación	66

LISTA DE ECUACIONES

	pág
Ecuación 1 Gradiente de lodo	29
Ecuación 2 Gravedad especifica a 60°F	29
Ecuación 3 Gradiente de lodo	29
Ecuación 4 Viscosidad plástica	35
Ecuación 5 Punto cedente	35
Ecuación 6 Factores de conversion	68
Ecuación 7 Viscosidad plástica	74
Ecuación 8 Punto cedente	76
Ecuación 9 Valor actual o presente	90

LISTA DE IMÁGENES

	pág
Imagen 1 Muestra de fluido sin controlador	69
Imagen 2 Revoque del fluido 0,2 lb/bbl	72

ABREVIATURAS

%	Porcentaje.
°C	Grados centígrados.
°F	Grados Farenheit.
Al	Aluminio.
API	American Petroleum Institute.
Bbl eq	Barriles equivalentes.
Bbl	Barriles.
C	Carbono.
Ca	Calcio.
Cl	Cloro.
cm³	Centímetros cúbicos.
COP	Pesos Colombianos.
cP	Centipoises.
DBO	Demanda Biológica de Oxígeno.
DQO	Demanda Química de Oxígeno.
ft	Pies.
ft³	Pies cúbicos.
g	Gramos.
gal	Galones.
H	Hidrogeno.
h	Horas.
Kg	Kilogramo.
L	Litros.
Lb	Libra.
LWD	Logging While Drilling.
m³	Metros cúbicos.
mbar	Milibares.
Mg	Magnesio.
mg	Miligramos.
mL	Mililitros.
mm	Milímetros.
MWD	Measurements While Drilling.
N.A.	No admitido.
N.D.	No disponible.
Na	Sodio.
O	Oxígeno.
pH	Potencial de Hidrogeno.
ppm	Partes por millón.
pulg	Pulgada.
PV	Plastic Viscosity (Viscosidad Plástica).
qt	Cuarto de galón.
ROP	Rate of penetration (tasa de penetración).
RPM	Revoluciones por minuto.

S	Azufre.
sem	Semanas.
SPA	Poliacrilato de Sodio.
TIO	Tasa Interna de Oportunidad.
VPN	Valor presente neto.
VUFCV	Variar un factor cada vez.
YP	Yield Point (Punto Cedente).

GLOSARIO

ARCILLA: roca sedimentaria clástica con tamaños de partícula inferiores a 0,0039 mm, se compone de silicatos de aluminio de dos, tres y cuatro capas, la sílice tiene estructura tetraédrica y el aluminio octaédrico.

BARRIL DE PETRÓLEO: medida del volumen para productos hidrocarburos. Un barril es equivalente a 42 galones.

CELULOSA: es un polisacárido compuesto exclusivamente de moléculas de glucosa; es pues un homopolisacárido (compuesto por un solo tipo de monosacárido); es rígido, insoluble en agua. La celulosa es la biomolécula orgánica más abundante ya que forma la mayor parte de la biomasa terrestre, se encuentra en las paredes de las células de las plantas. Químicamente se considera como un polímero natural, formado por un gran número de unidades de glucosa, cuyo peso molecular oscila entre varios cientos de miles.

DENSIFICANTES: también llamado material densificante, material sólido de alta gravedad específica y finamente dividido que se utiliza para aumentar la densidad de un fluido de perforación.

FILTRADO: el líquido que pasa a través de un revoque de filtración procedente de un fluido de perforación que se mantiene contra el medio filtrante, impulsado por la presión diferencial.

GRAVEDAD API: escala arbitraria desarrollada por el American Petroleum Institute, la cual permite determinar la calidad de un crudo partiendo de su Viscosidad y/o gravedad específica.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: relación de la densidad de una sustancia con la densidad del agua a cuatro grados centígrados.

OBTURACIÓN: obturación viene del verbo obturar que es tapar o cerrar una abertura o conducto introduciendo o aplicando un cuerpo.

PERMEABILIDAD: medida de la facilidad con la cual una formación permite a los fluidos pasar a través de la misma. Para una roca determinada y un fluido homogéneo la permeabilidad será una constante siempre que no haya una interacción entre ambos.

POLIETILENO: el polietileno es químicamente el polímero más simple. Este polímero puede ser producido por diferentes reacciones de polimerización. Es un polímero de cadena lineal no ramificada.

POLIMERIZACIÓN: la polimerización es un proceso químico por el que los reactivos, monómeros (compuestos de bajo peso molecular) se agrupan químicamente entre sí, dando lugar a una molécula de gran peso, llamada polímero, o bien una cadena lineal o una macromolécula tridimensional.

POROSIDAD: fracción ocupada por poros del volumen total de una muestra de una roca.

RECORTES DE PERFORACIÓN: trozos de roca sacados por la broca de perforación al cortar la roca en el agujero. Los recortes son distintos de los derrumbes, detritos rocosos que se astillan como consecuencia de la inestabilidad del pozo.

REOLOGÍA: el término se utiliza para indicar las propiedades de un líquido dado, como en la reología de los fluidos de perforación. La reología del fluido de perforación se mide continuamente durante la perforación y se ajusta con aditivos o dilución para cumplir con las necesidades de la operación. En los fluidos a base de agua, la calidad del agua juega un papel importante en el desempeño de los aditivos. La temperatura afecta el comportamiento y las interacciones del agua, la arcilla, los polímeros y los sólidos en el lodo.

REVOQUE: el residuo depositado sobre un medio permeable cuando un fluido de perforación, es forzado contra el medio bajo presión. El filtrado es el líquido que pasa a través del medio, dejando el revoque en el medio. Los fluidos de perforación se ensayan para determinar la tasa de filtración y las propiedades del revoque de filtración.

VISCOSIDAD PLÁSTICA (PV): un parámetro del modelo plástico de Bingham. PV es la pendiente de la línea de esfuerzo cortante/velocidad de corte arriba del umbral de fluencia plástica, con unidades en Centipoises (cP).

VISCOSIDAD CINEMÁTICA: resistencia que un fluido opone a cualquier esfuerzo de corte interno de sus moléculas, dependiendo, por tanto, del mayor o menor grado de cohesión existente entre estas. Se mide en Centipoises (cP).

YIELD POINT (YP): el YP es la tensión de fluencia extrapolada a una velocidad de corte de cero. Se mide en Lb/100 ft².

RESUMEN

En este proyecto de grado se estudió la viabilidad técnica y financiera de la implementación del compuesto poliacrilato de sodio como extendedor de bentonita en fluidos de perforación base agua a partir de pruebas de laboratorio para determinar las propiedades de las muestras de fluido como reología y pruebas físicas con el fin de determinar a qué concentración es más conveniente utilizar este compuesto.

Se tomó como base un promedio de concentraciones basados en el trabajo de grado titulado “EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA A NIVEL DE LABORATORIO DE LA UTILIZACIÓN DEL POLIACRILATO DE SODIO COMO EXTENDEDOR DE BENTONITA EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA” desarrollado por Daniela Del Castillo Camacho y Ernesto Andrés García Rubio en el cual se expresaba una recomendación de utilizar el poliacrilato de sodio en estado puro y una comparación con el resultado de dicho trabajo.

Se inició con la preparación de las muestras de fluido con bentonita, agua y controlador de pH, soda caustica, al medir el pH de la muestra, se evidenció que este se encontraba demasiado alto por lo cual se realizó una nueva muestra con menor concentración de controlador, sin embargo la medida seguía alta, se optó por suspender el uso del controlador y se prepararon muestras con bentonita, agua y poliacrilato de sodio en concentraciones de 0.14, 0.2, 0.25 y 0.27 lb/bbl para ser comparados a la vez con un fluido base sin poliacrilato de sodio.

Al terminar las muestras y manteniéndolas en agitación para asegurar la homogeneidad, se procedió a medir las propiedades como densidad con la balanza de lodos, el pH nuevamente. Inmediatamente se corrió la prueba de filtrado API para todas las muestras; acto seguido se tomaron las medidas de viscosidad de embudo marsh y reología con ayuda del viscosímetro de Fann.

Se reportaron los datos obtenidos para posterior análisis. De acuerdo a estos resultados las concentraciones que presentaron un mejor comportamiento o más uniforme fueron las muestras de 0.2 y 0.25 lb/bbl. De estas se selecciona la de 0.25 lb/bbl para la comparación con el otro trabajo en el que se usaba poliacrilato de sodio residual.

Palabras clave: Extendedor arcilla, reología, poliacrilato sodio, fluido perforación.

INTRODUCCIÓN

Los fluidos de perforación tienen gran importancia en la fase de perforación de pozos ya que es el componente principal del sistema de circulación, al cumplir funciones como transporte de recortes a superficie, mantenimiento de la presión en el pozo, estabilidad de las paredes del mismo, lubricar y enfriar los componentes del taladro de perforación.

Durante la fase de elaboración del plan de perforación de un pozo, se detalla el diseño del fluido de perforación a utilizar, el cual debe cumplir con las características y funciones adecuadas para la formación a perforar; Comercialmente los aditivos y extendedores de bentonita varían en su calidad por tal motivo a la hora de elaborar el fluido de perforación, eventualmente se deben agregar aditivos que compensen la baja calidad de los utilizados. Esto ayuda a que el producto final cumpla con las especificaciones de calidad requeridas.

Cuando el fluido de perforación no cumple con los debidos requerimientos, pueden presentar problemas al momento de perforar el pozo, provocando una falla en las funciones básicas de un fluido de perforación. Cuando no se toman en cuenta todas las características de la formación a perforar y las funciones específicas que el fluido a utilizar debe cumplir, al momento de perforar se pueden presentar inconvenientes no solo en la formación sino también en la herramientas usadas, en dicho caso se debe realizar un análisis y replanteamiento del fluido de perforación con la intención de reparar o minimizar los daños ocasionados lo cual trae consigo implicaciones monetarias que aumentan el costo de la perforación.

Como consecuencia de la pasada crisis que atravesó la industria petrolera, aumentaron los precios de los extendedores en el mercado. Basados en esto, y bajo los efectos de la presente situación que atraviesa la industria petrolera, se hace necesario fomentar la investigación en pro de la búsqueda de alternativas más económicas que permitan reemplazar los aditivos y extendedores actualmente usados, conservando la calidad y eficiencia necesarias que permitan un óptimo rendimiento a un bajo costo.

Es por esto, que el presente trabajo investigativo, tiene como fin encontrar en el Poliácrlato de Sodio en estado puro una alternativa para reemplazar los extendedores de Bentonita por medio de una evaluación técnica y financiera que permita identificar su viabilidad teniendo en cuenta un precedente como lo es la utilización de Poliácrlato de sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales.

En este caso se usará como extendedor de Bentonita el Poliácrlato de Sodio (SPA) en estado puro, debido a sus propiedades y características, ya que es un polímero con múltiples aplicaciones gracias a su gran capacidad de absorción, logrando retener entre 200 y 300 veces su peso.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico financieramente a nivel de laboratorio la utilización del Poliacrilato de Sodio en estado puro como extendedor de Bentonita en fluidos de perforación base agua.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Describir las generalidades del fluido de perforación base agua.
2. Describir las propiedades y características de la bentonita, los extendedores de Bentonita más usados (Poliacrilamidas) y del Poliacrilato de Sodio puro.
3. Diseñar la matriz de las pruebas de laboratorio.
4. Realizar las pruebas de laboratorio en fluidos de perforación base agua con cada uno de los dos Poliacrilatos de Sodio propuestos.
5. Analizar los resultados obtenidos a partir de las pruebas de laboratorio.
6. Comparar la eficiencia del Poliacrilato de Sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales contra el Poliacrilato de Sodio en estado puro.
7. Determinar la viabilidad financiera del proyecto teniendo en cuenta el valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En el presente capítulo se describen las características, propiedades y funciones de los fluidos de perforación.

Los fluidos de perforación tienen gran importancia en la fase de perforación de pozos ya que son el componente principal del sistema de circulación, al cumplir las funciones de transportar recortes a superficie, evitar derrumbes en las paredes del pozo, equilibrar las presiones de la formación; el fluido de perforación debe ser inerte a la contaminación de sales solubles o minerales y estable a altas temperaturas para mantener las propiedades que se requieran en su uso.

1.1 DEFINICIÓN

Según el manual de fluidos de perforación API el fluido de perforación se define como cualquier sustancia o mezcla de sustancias cuyas propiedades han sido modificadas por sólidos comerciales y/o nativos, disueltos y/o suspendidos, con características físicas y químicas apropiadas para hacer circular los recortes fuera del pozo y cumplir otras funciones durante la perforación del mismo y para las características litológicas de la formación a perforar¹.

1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Se clasifican en tres tipos: fluidos de perforación base agua, fluidos de perforación base aceite y fluido de perforación aireado, gas o espumas².

1.2.1 Fluidos de perforación base agua. Las partículas de sólidos están suspendidas o mezcladas en agua o salmuera, el aceite puede encontrarse emulsionado en agua. El agua es la fase continua³

1.2.1.1 Lodos no dispersos. Presentan una composición básica de agua y bentonita sódica; son denominados lodos primarios porque se utilizan en las primeras fases de perforación de pozos ya que no soportan altas temperaturas, no contiene adelgazantes⁴.

1.2.1.2 Lodos calados. Se obtienen mediante la adición de cal apagada $\text{Ca}(\text{OH})_2$ y yeso en altas concentraciones, controla perforaciones de gas⁵.

¹ API. Instituto Americano del Petróleo. Manual de Fluidos de Perforación. Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas.

² SUDECAP. Curso de fluidos de perforación. Colombia. Junio de 2015. p.1

³ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 5. p.135

⁴ CONTRERAS, Angel. Clasificación de los fluidos de perforación. SCRIBD [en línea], 17 de Julio de 2018. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/doc/59695729/CLASIFICACION-DE-LOS-FLUIDOS-DE-PERFORACION>

⁵ CONTRERAS, Angel. Clasificación de los fluidos de perforación. SCRIBD [en línea], 17 de Julio de 2018. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/doc/59695729/CLASIFICACION-DE-LOS-FLUIDOS-DE-PERFORACION>

1.2.1.3 Lodos dispersos. Se utiliza para perforar a grandes profundidades o en formaciones problemáticas, presenta dispersión de arcillas constitutivas como característica principal y es resistente a altas temperaturas⁶.

1.2.1.4 Lodos salinos. Son aquellos cuya fase continua es agua salada, con una concentración mínima de 10.000 ppm. Utiliza como fase dispersa la arcilla attapulguita y se usa para perforar formaciones salinas o formaciones afectadas por la presencia de agua dulce⁷.

1.2.2 Fluidos de perforación base aceite. Las partículas de sólidos están suspendidas en aceite. El aceite es la fase continua. Se utilizan para perforar y corazonar u obtener núcleos de zonas productoras, perforación de zonas con problemas de estabilidad. Principalmente se usan para la perforación de zonas profundas a altas presiones y temperaturas⁸.

1.2.3 Fluido de perforación aireado, gas o espumas. Generalmente es un sistema base agua mezclado con aire, los cortes de perforación son removidos en una corriente de aire o espumas. Se utilizan en zonas cuyos gradientes de presión de fractura son muy bajos (formaciones muy porosas o cavernosas)⁹.

1.2.3.1 Espuma de perforación. Es una combinación agua o polímero – bentonita, mezclada con un agente espumante y aire, la espuma actúa como agente transportador y removedor de los cortes generados. Requiere menos volúmenes que el aire para el proceso de perforación, permite mejorar la estabilidad del pozo debido a una costra que se forma en la pared del pozo y presenta un flujo continuo y regular en las líneas¹⁰.

1.2.3.2 Lodos aireados. Puede ser un lodo base agua al cual se le adhiere aire, estos presentan menos presión hidráulica y tendencia a fracturar formaciones débiles. Reduce las pérdidas de circulación en áreas muy porosas o con bajo gradiente de fractura y permite alcanzar altas tasas de perforación¹¹.

1.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo (API), las propiedades del fluido de perforación a mantener durante la perforación de un pozo son físicas y químicas, según el manual de fluidos de perforación PDVSA¹²

⁶ IBID. <https://es.scribd.com/doc/59695729/CLASIFICACION-DE-LOS-FLUIDOS-DE-PERFORACION>

⁷ IBID. <https://es.scribd.com/doc/59695729/CLASIFICACION-DE-LOS-FLUIDOS-DE-PERFORACION>

⁸ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 6, p.193

⁹ SUDECAP. Curso de fluidos de perforación. Colombia. Junio de 2015. p.1

¹⁰ CONTRERAS, Angel. Clasificación de los fluidos de perforación. SCRIBD [en línea], 17 de Julio de 2018. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/doc/59695729/CLASIFICACION-DE-LOS-FLUIDOS-DE-PERFORACION>

¹¹ IBID. <https://es.scribd.com/doc/59695729/CLASIFICACION-DE-LOS-FLUIDOS-DE-PERFORACION>

¹² PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 1. p.3

- **Propiedades físicas:** son las características propias de los fluidos, estas son: densidad o peso, viscosidad API, viscosidad plástica, punto cedente, resistencia o fuerza de gel, filtrado API, potencial de hidrógeno (pH), porcentaje de arena, porcentaje de líquidos y sólidos¹³.

1.3.1 Densidad. (Lb/gal). La densidad, significa el peso por volumen unitario, esta propiedad tiene por función principal mantener en sitio el fluido de perforación. Además de ser uno de los factores de los cuales depende la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido la cual debe ser ligeramente mayor a la presión de formación; es una de las propiedades que hacen posible la remoción y transporte del ripio desde el fondo del pozo hasta la superficie¹⁴.

Para medir ésta propiedad se utiliza la balanza, que permite conocer, además de la densidad en lbs/gal y lbs/ pie³ el peso del lodo se puede expresar como gradiente de presión hidroestática en lb/pulg², como se observa en la **Figura 1**, siguiendo el procedimiento descrito en el **Diagrama 1**¹⁵.

Figura 1.Balanza de fluido.



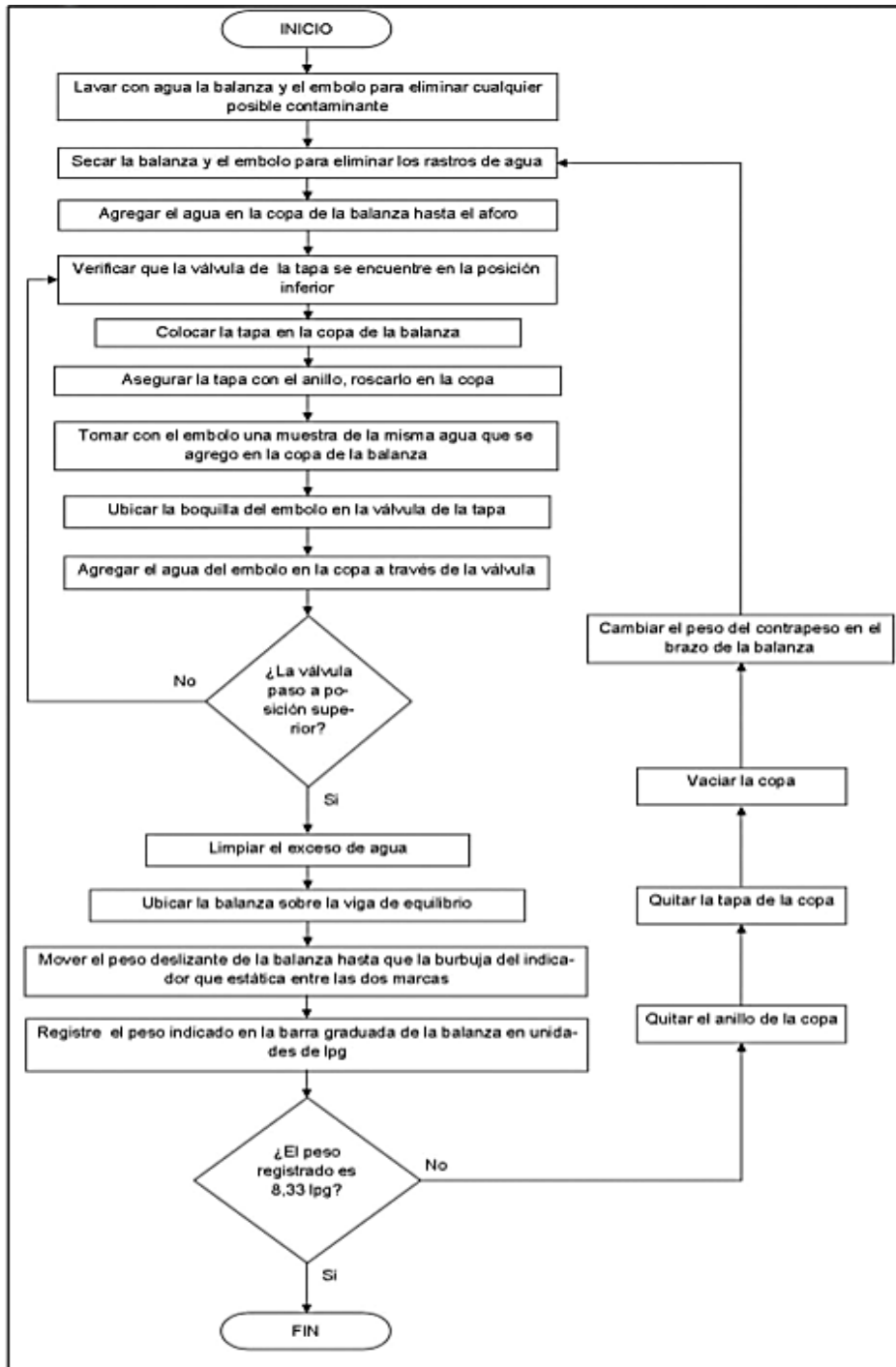
Fuente. FANN. Instruction Manual: Mud Balance, Model 140. Houston, 2016. p. 1.

¹³ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 1. p.3

¹⁴ IBID. p.3

¹⁵ IBID. p.3

Diagrama 1. Procedimiento utilizado para la medición de la densidad mediante la balanza de fluido.



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. ISO 10414-1:2008. 4 ed. Texas, Estados Unidos: API, 2014. P. 7-10

Nota: cuando las balanzas no indican la escala deseada, pueden ser usadas las siguientes ecuaciones para el gradiente del fluido de perforación¹⁶.

Ecuación 1. Gradiente de lodo

$$\text{kg/cm}^2/\text{m} = \frac{\text{SG}}{10}$$

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE manual de fluidos de Perforación API, revicion a-1
Del 14-02-01. Pg 34

Ecuación 2. Gravedad especifica a 60°F

$$\text{SG a } 60^{\circ}\text{F (15,6}^{\circ}\text{C)} = \frac{141,5}{131,5 + \% \text{API}}$$

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE manual de fluidos de Perforación API, revicion a-1
Del 14-02-01. Pg 34

Ecuación 3. Gradiente de lodo

$$\begin{aligned} \text{psi/pie} &= 0,052 \times \text{lb/gal} \\ &= 0,4333 \times \text{SG} \\ &= 0,00695 \times \text{lb/pie}^3 \end{aligned}$$

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE manual de fluidos de Perforación API, revicion a-1
Del 14-02-01. Pg 34

1.3.2 Viscosidad. Se define globalmente como la resistecia que ofrece un fluido a fluir en un medio, en la industria de los hidrocarburos, la viscosidad y las propiedades reológicas de los fluidos de perforación tienen un efecto importante

¹⁶ API. Instituto Americano del Petróleo. Manual de Fluidos de Perforación. Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas. Capítulo 3. p.3.4

sobre la limpieza del pozo, debido a que, bajo parámetros controlados de esta propiedad, se potencializa la capacidad de transporte de los cortes de perforación¹⁷. Los recortes se sedimentan rápidamente en fluidos de baja viscosidad (agua, por ejemplo) y son difíciles de circular fuera del pozo. En general, los fluidos de mayor viscosidad mejoran el transporte de los recortes. La mayoría de los fluidos de perforación son tixotrópicos, es decir que se gelifican bajo condiciones estáticas. Esta característica puede suspender los recortes mientras que se efectúan las conexiones de tuberías y otras situaciones durante las cuales no se hace circular el fluido. Los fluidos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen altas viscosidades a bajas velocidades anulares han demostrado ser mejores para una limpieza eficaz del pozo¹⁸.

1.3.3 Viscosidad API. (Sec/qt). Sirve para comparar la fluidez de un líquido con la del agua. A la viscosidad de embudo se le concede cierta importancia práctica, aunque carece de base científica, y el beneficio que se le atribuye es suspender el ripio de la formación en el espacio anular cuando el flujo es laminar. Se debe evitar las viscosidades altas y perforar con viscosidad de embudo baja. Un fluido contaminado presenta viscosidad embudo alta¹⁹. Esta propiedad se mide mediante el viscosímetro de Marsh como se observa en la **Figura 2**, siguiendo el procedimiento detallado en el **Diagrama 2**.

Figura 2. Viscosímetro de Marsh.



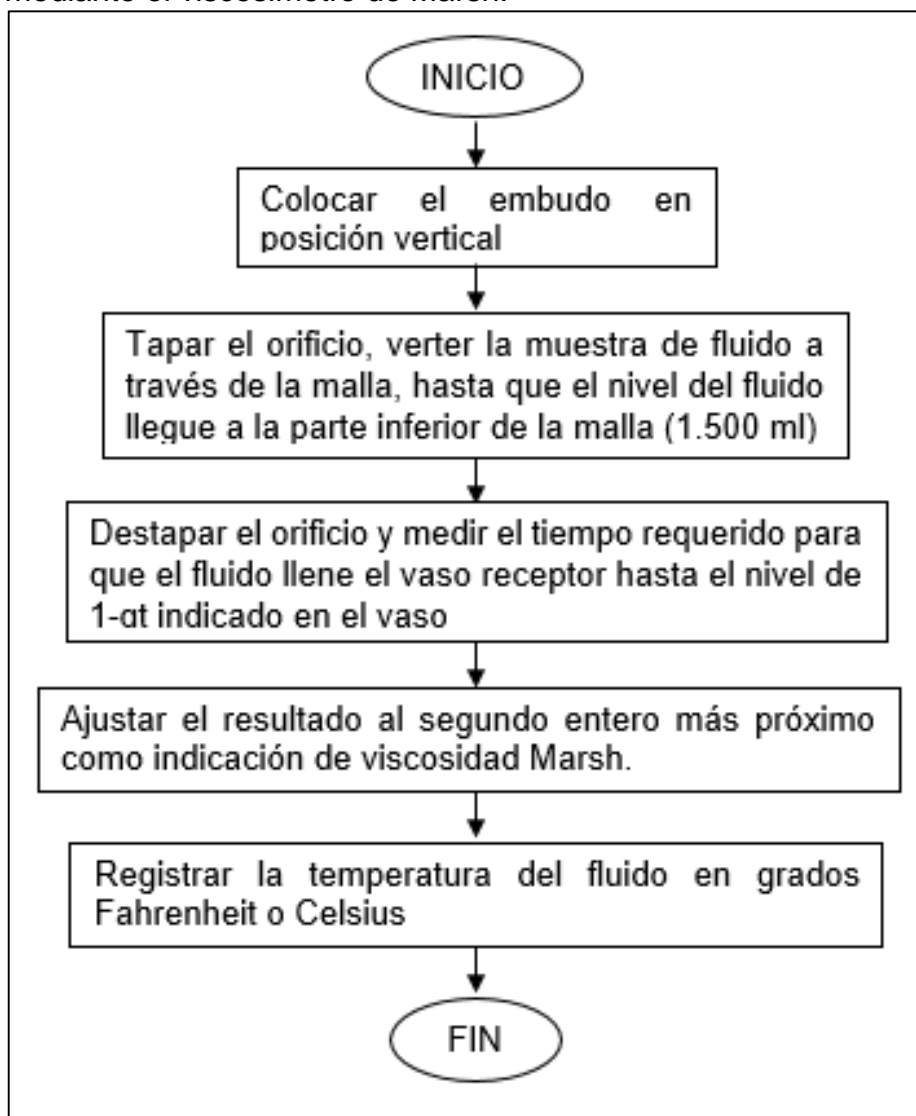
Fuente: ENERGY AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. Revisión A-1. Houston, Texas, Estados Unidos: API, 2001. p. 34

¹⁷ CARRILLO CASTILLO, David Isaac. Optimización de la perforación del pozo LO18-8XD mediante el uso del fluido BARADRIL-N™. Tesis para optar por el título de Ingeniero de Petróleos. Lima, Perú. Universidad nacional de ingeniería. 2011. p. 4

¹⁸ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 1. p.4

¹⁹ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 1. p.4

Diagrama 2. Procedimiento para la medición de la viscosidad API mediante el viscosímetro de Marsh.



Fuente: ENERGY AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. Revisión A-1. Houston, Texas, Estados Unidos: API, 2001. p. 34 – 35

1.3.4 Reología. Es el estudio de la deformación y del flujo de la materia, al tomar ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que dicho fluido fluirá bajo diversas condiciones, incluyendo la temperatura, la presión y la velocidad de corte. Esta propiedad debe ser medida constantemente durante el proceso de

perforación y se ajusta agregando aditivos para cumplir los requerimientos establecidos²⁰.

La reología permite determinar y controlar la capacidad y limpieza del pozo, capacidades de suspensión, caídas de presión en sarta y espacio anular, reducir o minimizar las posibilidades de daño de la formación.

La reología se determina por medio de un viscosímetro de indicación directa, como se observa en la **Figura 3**, mediante el procedimiento descrito en el **Diagrama 3**; los cuales son instrumentos de medición de tipo rotativo accionados por medio de un motor eléctrico o una manivela. Dichos instrumentos usados para calcular las propiedades reológicas de un fluido de perforación están compuestos por un rotor que puede girar a diferentes revoluciones gracias a una caja de velocidades y aun “bob” (o pomada) concéntrico al rotor²¹.

Figura 3. Viscosímetro rotativo



Fuente: ENERGY AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. Revisión A-1. Houston, Texas, Estados Unidos: API, 2001. p. 35

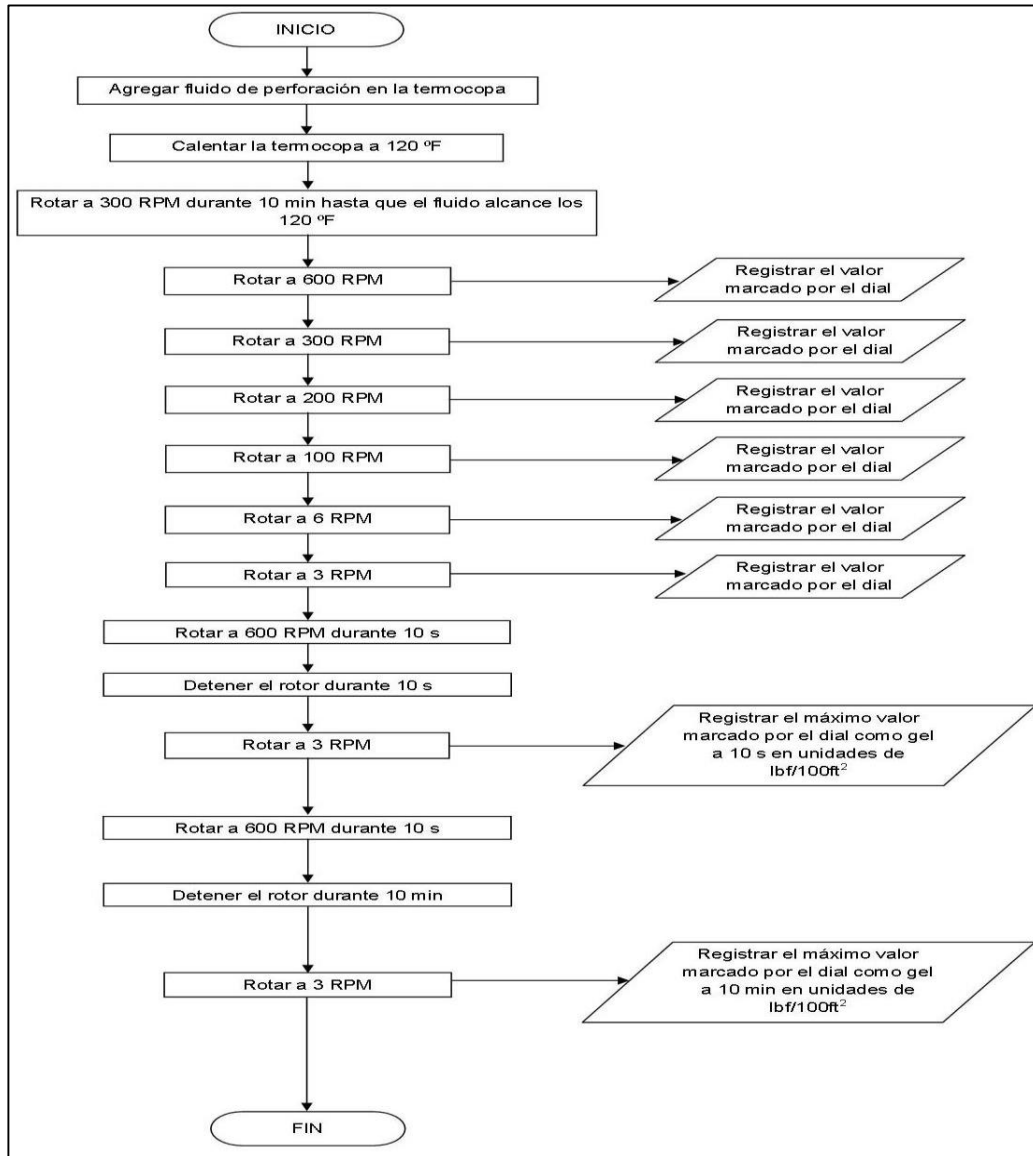
²⁰ API. Instituto Americano del Petróleo. Manual de Fluidos de Perforación. Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas. Capítulo 5. p.5.1

²¹ API. Instituto Americano del Petróleo. Manual de Fluidos de Perforación. Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas. Capítulo 3. p.3.5

Por medio del viscosímetro rotativo o de lectura directa se puede calcular la viscosidad plástica, el punto cedente y la viscosidad aparente, además de permitir realizar la lectura de geles a 10 s y 10 min, siguiendo el procedimiento descrito en el **Diagrama 3**. Antes de iniciar la medición de las propiedades reológicas, se debe garantizar que la muestra está bien agitada, ya que las condiciones estáticas pueden generar fuerzas de gel, también es importante verificar que el equipo este limpio y en perfectas condiciones, y comprobar que el “bob” está totalmente limpio y sin ningún cuerpo contaminante que altere las lecturas de la prueba²².

²² PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 1. p.5

Diagrama 3. Procedimiento para evaluar la reología utilizando un viscosímetro rotativo



Fuente: ENERGY AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. Revisión A-1. Houston, Texas, Estados Unidos: API, 2001. p. 36

1.3.5 Viscosidad plástica (cP). Es la viscosidad que resulta de la fricción mecánica entre sólidos, sólidos y líquidos, líquidos y líquidos. Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, el control de esta, es indispensable para mejorar el comportamiento reológico, y sobretodo para obtener altas tasas de penetración (ROP). Es controlada mediante equipos mecánicos de control de sólidos; una baja viscosidad plástica asociada a un alto punto cedente permite una limpieza efectiva del hoyo con alta tasa de penetración. Ésta propiedad se determina por medio de la **Ecuación 4**²³.

Ecuación 4. Viscosidad plástica

$$VP = \theta 600 - \theta 300$$

Fuente: ENERGY AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. Revisión A-1. Houston, Texas, Estados Unidos: API, 2001. p. 36

Dónde:

VP= Viscosidad Plástica (cP).

$\theta 600$ = Lectura del dial del viscosímetro a 600 rpm.

$\theta 300$ = Lectura del dial del viscosímetro a 300 rpm.

1.3.6 Punto cedente (Lb/100Ft²). Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas bajo condiciones dinámicas o de flujo, es la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez este entra en movimiento, está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas y sufre un aumento debido a la acción de los contaminantes solubles como el carbonato, el calcio y los sólidos reactivos de formación. Un fluido de perforación floculado presenta altos valores de punto cedente²⁴.

Ecuación 5. Punto cedente

$$YP = \theta 300 - VP$$

Fuente: ENERGY AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. Revisión A-1. Houston, Texas, Estados Unidos: API, 2001. p. 36

²³ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 1. p.4

²⁴ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 1. p.4

Dónde:

YP= Punto Cedente (lb/100 ft²)

VP= Viscosidad Plástica (cP)

θ300= Lectura del dial del viscosímetro a 300 rpm

1.3.7 Filtrado API (cm³/30min). Indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables cuando el fluido se somete a una presión diferencial. Se mide en condiciones estáticas, a temperatura ambiente y a 100 psi de presión²⁵.

Se utiliza el filtro prensa API, mostrado en la **Figura 4**, siguiendo el procedimiento mencionado en el **Diagrama 4**.

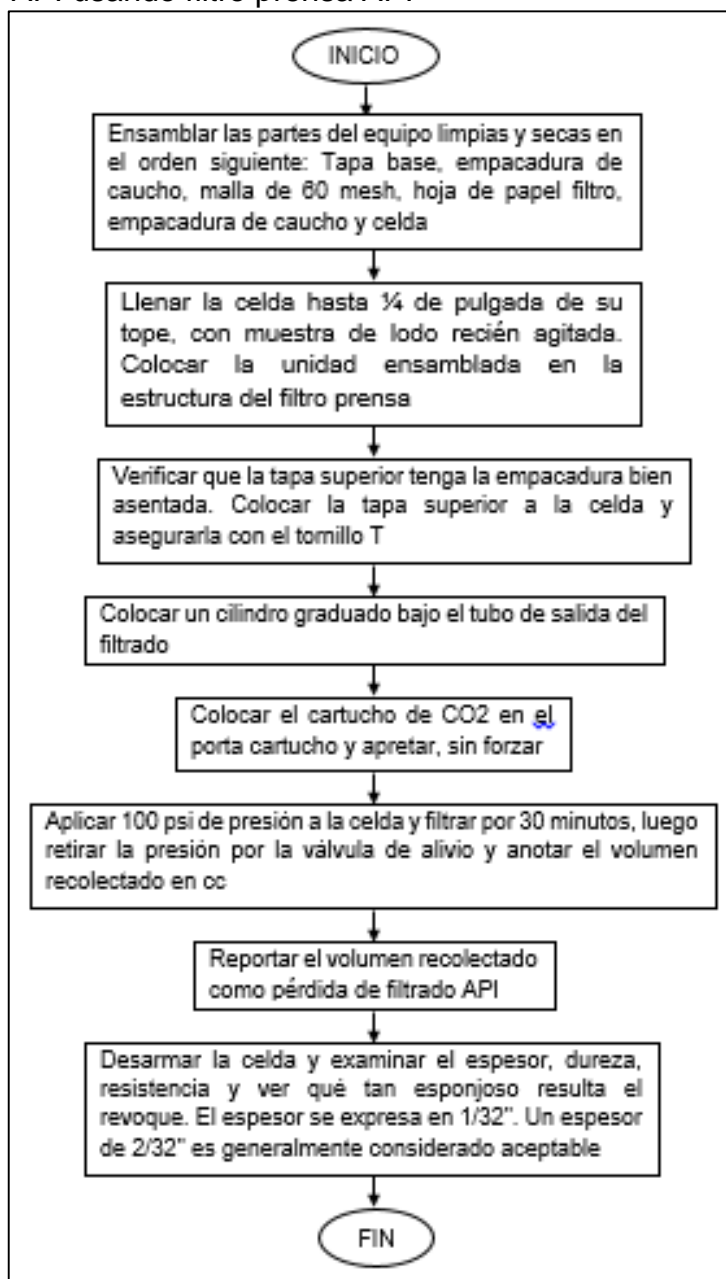
Figura 4. Filtro prensa API



Fuente: ENERGY AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. Revisión A-1. Houston, Texas, Estados Unidos: API, 2001. p. 37

²⁵ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 1. p.6

Diagrama 4. Procedimiento para evaluar el filtrado API usando filtro prensa API



Fuente: ENERGY AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. Revisión A-1. Houston, Texas, Estados Unidos: API, 2001. p. 37 – 38

1.3.8 Porcentaje de arena (%). La arena es un sólido no reactivo indeseable de baja gravedad específica este porcentaje debe mantenerse en el mínimo valor posible durante la perforación de un pozo para evitar daños en los equipos de perforación. Esto debido a que la arena es abrasiva y causa daños considerables en las camisas de las bombas de lodo. En la Figura 5 se muestra el kit de arena utilizado siguiendo los pasos mencionados en el Diagrama 5²⁶.

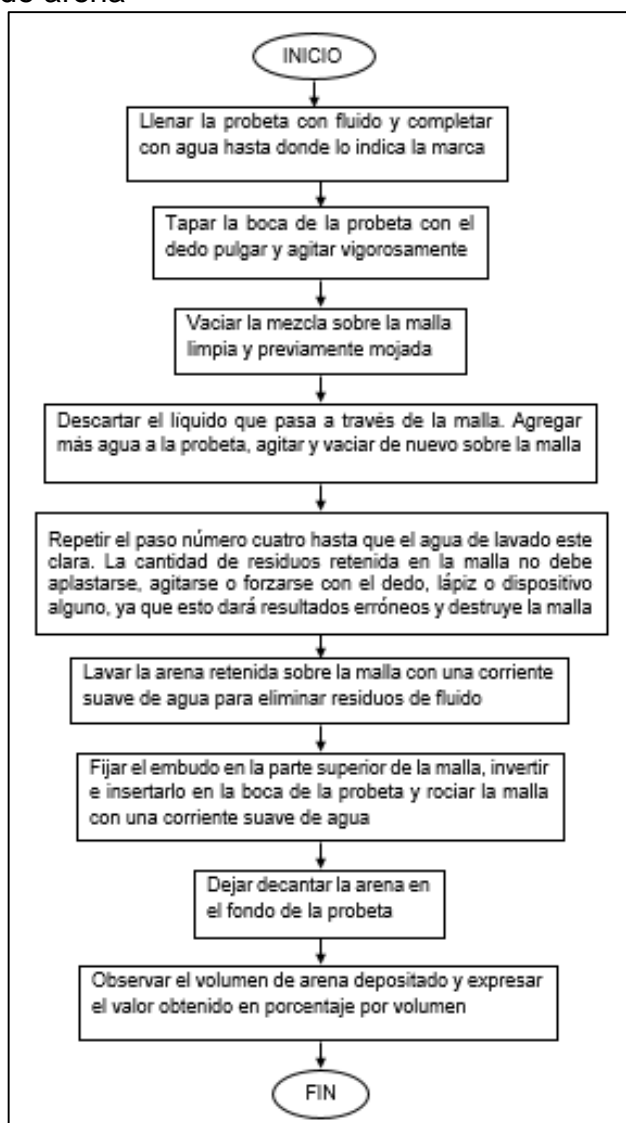
Figura 5. kit de arena



Fuente. DIRECT INDUSTRY. Catálogo [en línea]. <<http://www.directindustry.es/>> [consultado en 14 de noviembre de 2016]

²⁶ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 1. p.6

Diagrama 5. Procedimiento empleado para conocer el porcentaje de arena usando el kit de arena



Fuente: ENERGY AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. Revisión A-1. Houston, Texas, Estados Unidos: API, 2001. p. 41

1.3.9 Porcentaje de líquidos y sólidos (%). Se determina mediante la prueba de retorta. Sus resultados permiten conocer por medio de un análisis de sólidos, el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica. En fluidos base agua se pueden conocer los porcentajes de bentonita, arcillas de formación y sólidos no reactivos de la formación. En la Figura 6 se muestra la retorta y su método de uso en el Diagrama 6²⁷.

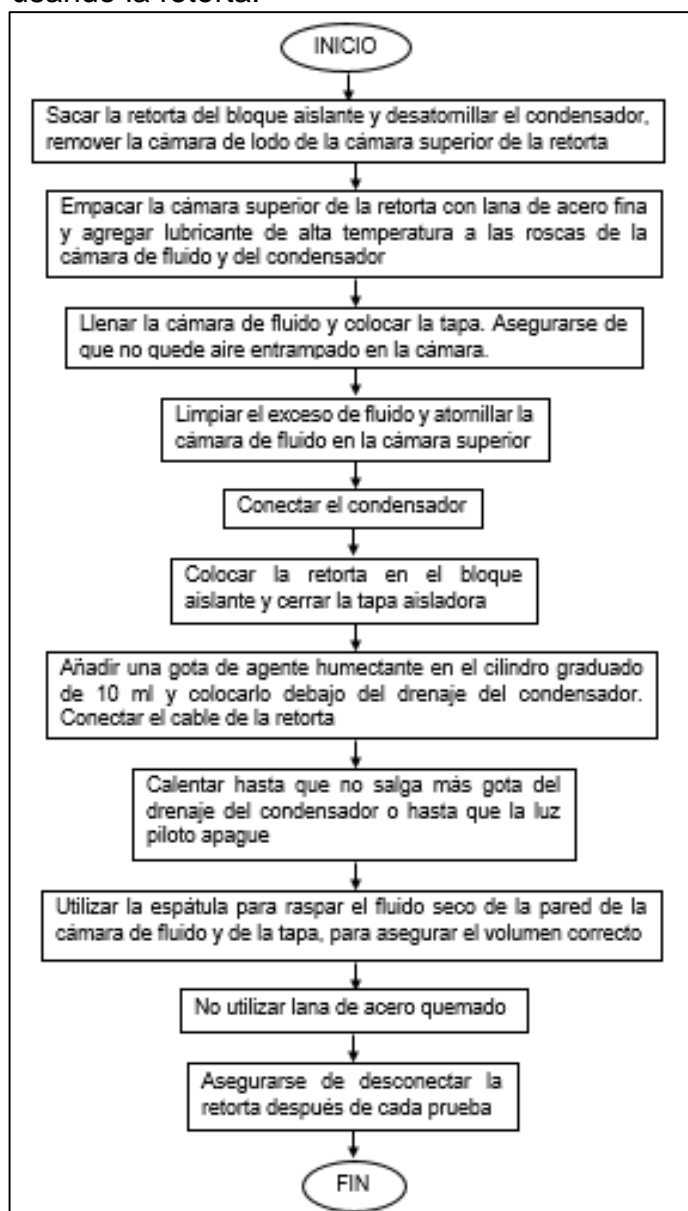
Figura 6. Retorta.



Fuente. FANN. Instruction Manual: Retort oil and water kit model 871 instruction manual. Houston, 2016. p. 1.

²⁷ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 1. p.6

Diagrama 6. Procedimiento empleado para conocer el porcentaje de líquidos y sólidos usando la retorta.



Fuente: ENERGY AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. Revisión A-1. Houston, Texas, Estados Unidos: API, 2001. p. 42

- **Propiedades químicas:** son las propiedades en las cuales el fluido de perforación cambiar de composición. Estas son: dureza, cloruros, alcalinidad, azul de Metileno (MBT)²⁸.

1.3.10 Alcalinidad (mg/L) ó (ppm de CaCO₃). Es la concentración de iones solubles en agua las cuales pueden neutralizar ácidos. Con los datos obtenidos de esta prueba, se puede estimar la concentración de iones OH⁻, CO₃⁼ Y HCO₃⁻ presentes en el fluido²⁹.

La alcalinidad de un lodo o Pm es una medida de iones solubles e insolubles presentes en un lodo de perforación, iones solubles, tales como hidroxilos, carbonatos y bicarbonatos, e insoluble como lime e hidróxido de magnesio que tienen un efecto sobre el Pm. El Pm, se expresa como el volumen en mililitros de ácido sulfúrico a 0,02N necesarios para disminuir el Ph de un (1) mililitro de lodo a un valor de 8,330.

Para medir esta propiedad se utiliza el kit para determinar la alcalinidad del lodo así como el filtrado como se observa en la Figura 7 siguiendo el procedimiento descrito en el Diagrama 7.

Figura 7. Kit para determinar la alcalinidad.



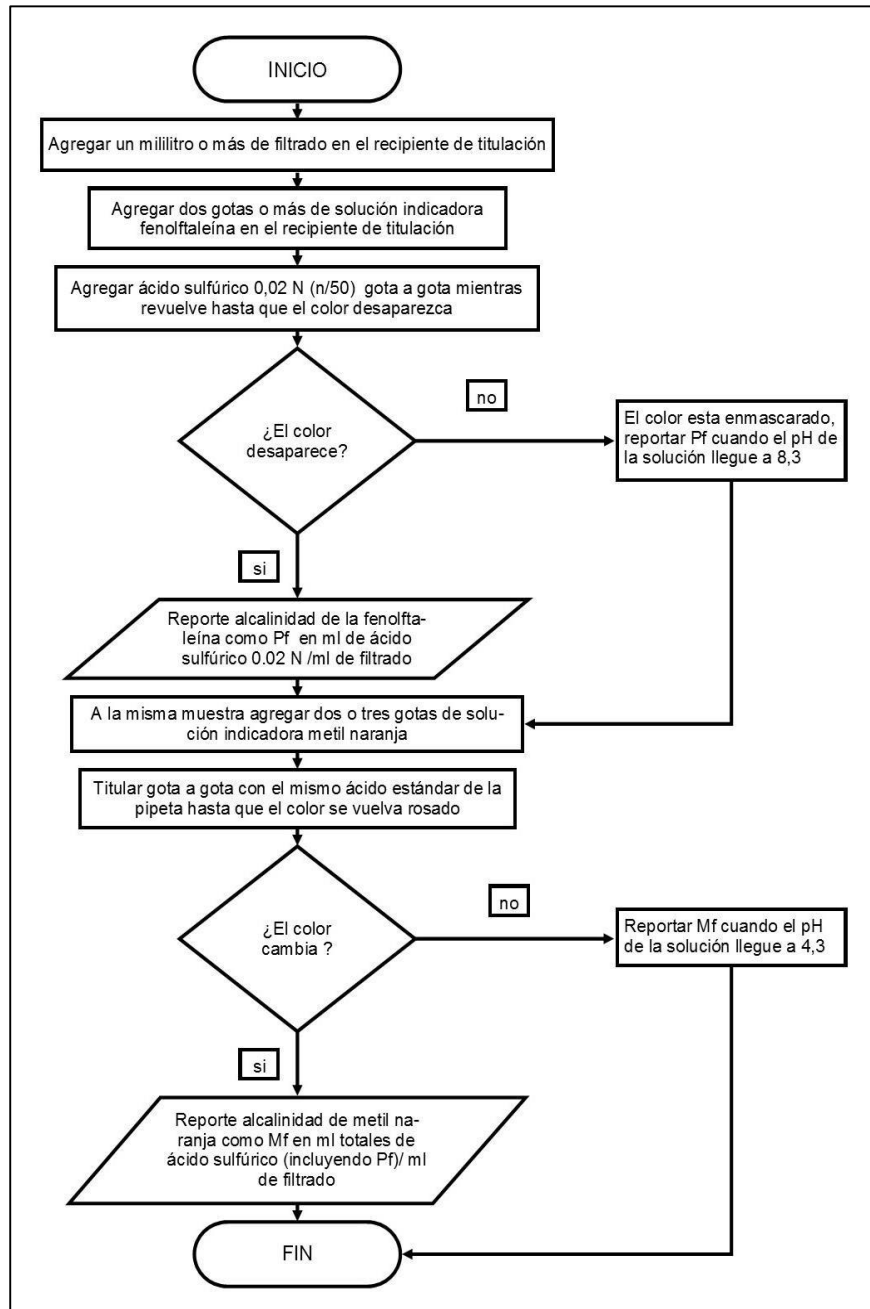
Fuente: INVERSIONES DEL PERÚ Soluciones ambientales (en línea). <inversionesdelperu.com> (consultado el 20 de Abril de 2018).

²⁸ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 1. p.9

²⁹ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 1. p.9

³⁰ LOPEZ SILVA, Oscar Fernando. Lodos de perforación. SlideShare [en línea], 16 de Agosto de 2018. Disponible en internet: <https://es.slideshare.net/JOAPETROL1/fluidos-de-perforacin-ii>

Diagrama 7. Procedimiento para determinar la alcalinidad del fluido de perforación usando el kit para determinación de alcalinidad



Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. ISO 104141:2008. 4 ed. Texas, Estados Unidos: API, 2014. p. 30 - 31.

1.3.11 Cloruros (mg/L). Cantidad de iones de Cloro presentes en el filtrado del fluido de perforación. Una elevada concentración de cloruros causa efectos adversos en un fluido de perforación base agua³¹.

Para la medición de esta propiedad se puede usar el método volumétrico que consiste en seguir los siguientes pasos:

- Coloque 1 ml de filtrado en un recipiente de titulación limpio y seco.
- Repita el procedimiento hecho para la prueba de Pf (bajar pH a 8,3).
- Adicione 10 a 15 gotas de cromato de potasio a la muestra titulada. La muestra tomará un color Amarillo.
- Agite la mezcla e inicie la titulación con AgNO_3 0,0282 N (1000 mg/L de Cl^- /ml adicionado) hasta que el color cambie a un color rojo ladrillo permanente.
- Registre Cl^- (mg/L) como los mililitros de AgNO_3 0,0282 N x 1000.
- Si la concentración de cloruros excede de 10000 mg/L, entonces debe usarse AgNO_3 0,282 N.

Así mismo, se puede determinar mediante la utilización de un kit para la determinación de cloruros, el cual se muestra en la **Figura 8** y se deben seguir los pasos detallados en el **Diagrama 8**.

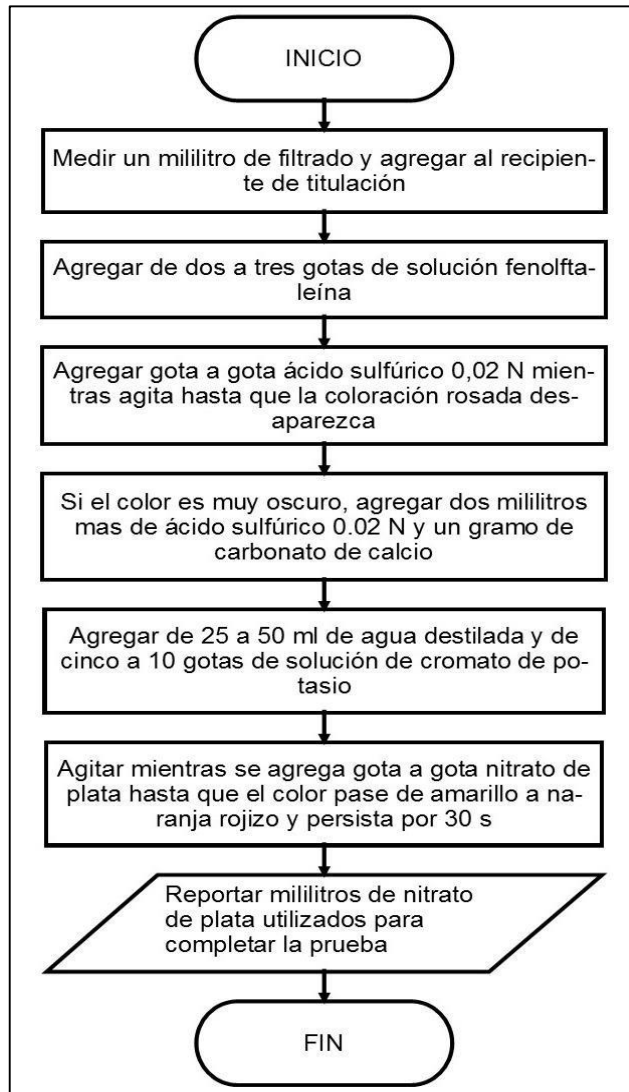
Figura 8. Determinación de cloruros.



Fuente: Cle. Rdz DETERMINACION DE ACIDEZ, ALCALINIDAD, DUREZA Y CLORUROS Universidad Distrital - YouTube. Pinterest (en línea). 16/08/18

³¹PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 1. p.9

Diagrama 8. Procedimiento para la medición de la concentración de cloruro



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended practice for field testing wáter-based drilling fluids. ISO 10414-1: 2008. 4 ed. Texas, Estados Unidos: API, 2014. p. 32

1.3.12 Dureza (mg/L). Se debe principalmente a los iones Calcio y Magnesio presentes en el agua o en el filtrado del fluido de perforación. Es independiente de los iones ácidos asociados. Para su determinación se emplea el kit para determinación de dureza total mostrado en la Figura 9, siguiendo los pasos descritos en el Diagrama 9³².

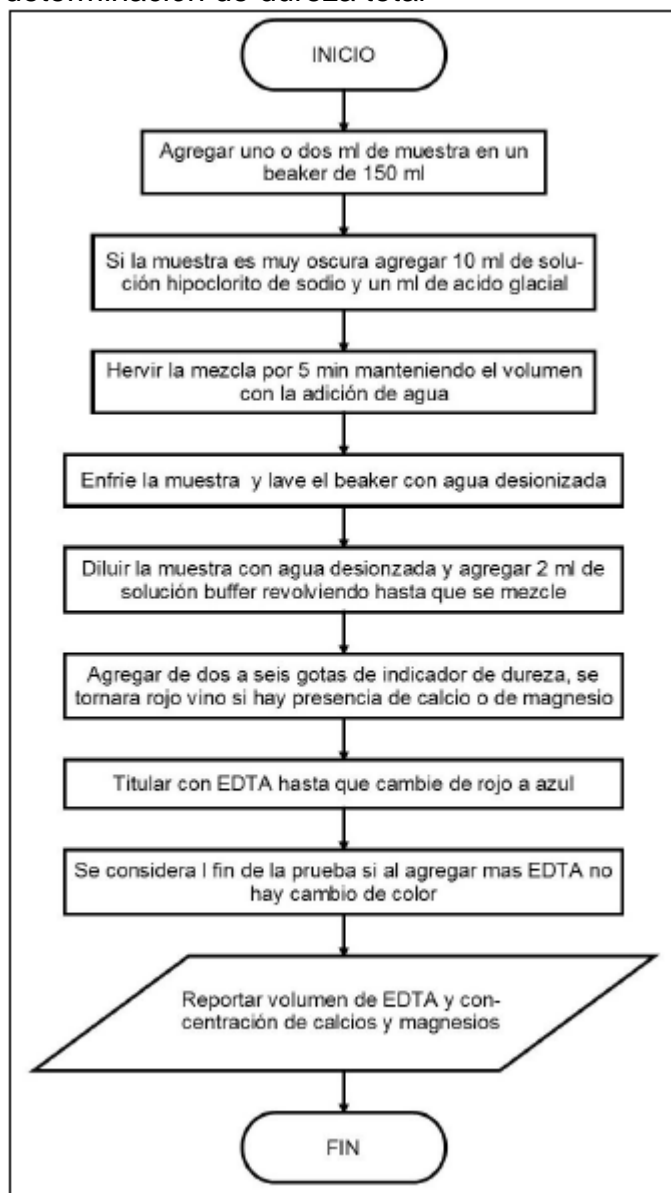
Figura 9. Kit para la determinación de dureza total



Fuente: LATAM HATCH. Catálogo (en línea) <https://latam.hatch.com> (consultado el 20 de Abril de 2018)

³² PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 1. p.7

Diagrama 9. Procedimiento utilizado para la determinación de dureza total



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. ISO 10414-1:2008. 4 ed. Texas, Estados Unidos: API, 2014. p. 33 – 34

1.3.13 Concentración iónica de Hidrógeno (pH). Indica si el lodo es ácido o básico. La mayoría de los fluidos base agua son alcalinos y trabajan con un rango de pH entre 7.5 a 11.5, se recomienda que el nivel de pH se encuentre por encima de 10 en el fluido de perforación. Para esta prueba se emplea un medidor de pH digital observado en la Figura 10, con el procedimiento detallado en el Diagrama 10³³.

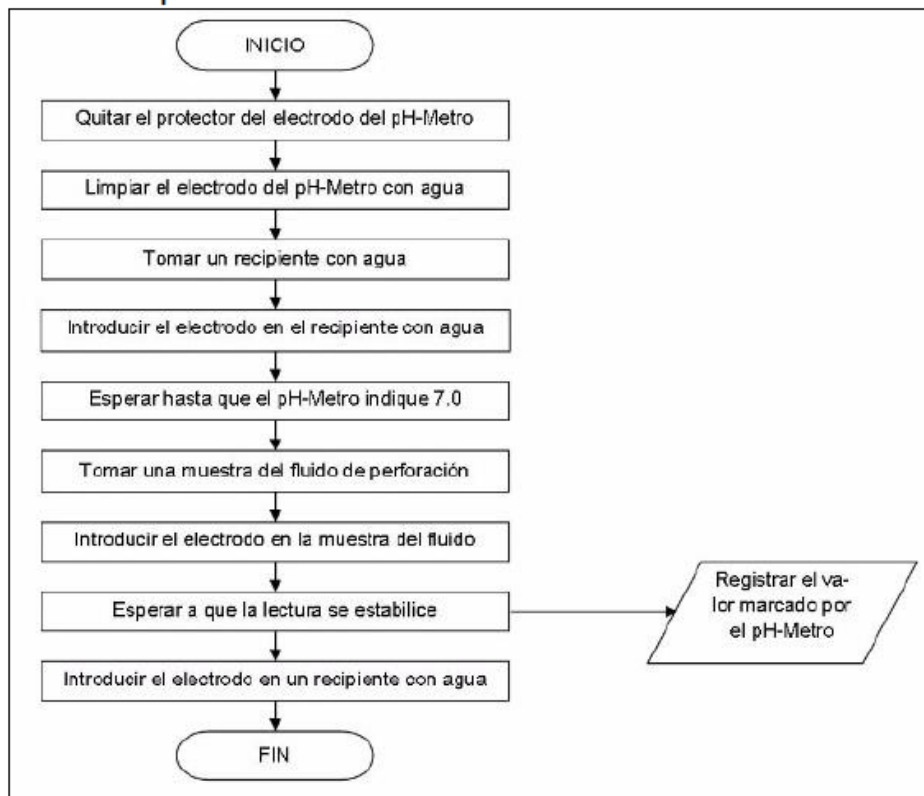
Figura 10. pH-metro Oakton



Fuente. ALIBABA. Catálogo [en línea].
<spanish.alibaba.com> [consultado en 18 de noviembre de 2016]

³³ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 1. p.6

Diagrama 10. Procedimiento empleado para la medición del pH



Fuente: ENERGY AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. Revisión A-1. Houston, Texas, Estados Unidos: API, 2001. p. 46

1.4 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación deben cumplir con unas funciones específicas, las cuales facilitan el avance de la perforación, minimizando los problemas de estabilidad del hoyo y problemas operacionales. Según el manual de fluidos de perforación PDVSA, el propósito fundamental del fluido de perforación es ayudar a que la perforación se desarrolle de una manera más rápida y segura, mediante el cumplimiento de las siguientes funciones³⁴:

1.4.1 Remoción de los recortes del pozo. Los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la barrena. A este fin, se hace circular un fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la barrena, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular. La remoción de los recortes (limpieza del agujero) depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, unidos a la Velocidad de Penetración

³⁴ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. Venezuela. Agosto de 2002. Capítulo 1. p.3

(ROP); de la rotación de la columna de perforación; y de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación³⁵.

1.4.2 Control de las presiones de la formación. Una función básica del fluido de perforación es controlar las presiones de la formación para garantizar una operación de perforación segura. Típicamente, a medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de perforación agregando barita para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del agujero. Esto impide que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un reventón³⁶.

1.4.3 Suspensión y descarga de recortes. Los fluidos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo, deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos. Los recortes de perforación que se sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales, por su parte, pueden producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación³⁷.

1.4.4 Obturación de las formaciones permeables. La permeabilidad se refiere a la capacidad de los fluidos de fluir a través de formaciones porosas; las formaciones deben ser permeables para que los hidrocarburos puedan ser producidos. Cuando la presión de la columna de lodo es más alta que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo. Los sistemas de fluido de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado³⁸.

1.4.5 Mantenimiento de la estabilidad del agujero. La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento³⁹.

1.4.6 Minimización de los daños a la formación. La protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación⁴⁰.

³⁵ API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas. Texas febrero de 2001. Capítulo 2. p. 2.1

³⁶ IBID. p. 2.3

³⁷ IBID. p. 2.3

³⁸ IBID. p. 2.5

³⁹ API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas. Texas febrero de 2001. Capítulo 2. p. 2.5

⁴⁰ IBID. p. 2.6

1.4.7 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la barrena y del conjunto de perforación. Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la barrena y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la barrena y el conjunto de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo⁴¹.

1.4.8 Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena. La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la barrena. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la barrena y las herramientas de Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD)⁴².

1.4.9 Asegurar la evaluación adecuada de la formación. La evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, especialmente durante la perforación exploratoria. Las propiedades químicas y físicas del lodo afectan la evaluación de la formación. Las condiciones físicas y químicas del agujero después de la perforación también afectan la evaluación de la formación. Durante la perforación, técnicos llamados registradores de lodo (Mud Loggers) controlan la circulación del lodo y de los recortes para detectar indicios de petróleo y gas⁴³.

1.4.10 Control de la corrosión. Los componentes de la columna de perforación y tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo. En general, un pH bajo agrava la corrosión. Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable⁴⁴.

1.4.11 Facilitar la cementación y completamiento. El fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada eficazmente, y que no dificulte las operaciones de completamiento. La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y el completamiento exitoso del pozo. Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el suabeo y pistoneo, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas⁴⁵.

⁴¹ IBID. p. 2.7

⁴² IBID. p. 2.8

⁴³ IBID. p. 2.9

⁴⁴ API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas. Texas febrero de 2001. Capítulo 2. p. 2.10

⁴⁵ IBID. p. 2.10

1.4.12 Minimizar el impacto sobre el medio ambiente. Con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales. Los fluidos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables⁴⁶.

1.5 CONTAMINANTES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Según el manual de fluidos de perforación API. Un contaminante es cualquier tipo de material (sólido, líquido o gas) que tiene un efecto perjudicial sobre las características físicas o químicas de los fluidos de perforación⁴⁷; a continuación, se conocerán los principales contaminantes de los fluidos de perforación:

1.5.1 Sólidos no reactivos de baja gravedad específica. Estos sólidos generalmente provienen de la formación, no contribuyen a la fase gelatinizante, tienen características abrasivas y son contaminantes comunes en los fluidos de perforación. Los efectos causados por estos contaminantes se pueden apreciar en el cambio de la densidad de lodo, viscosidad plástica, resistencia del gel y punto cedente⁴⁸.

1.5.2 Sólidos. La remoción de sólidos es uno de los más importantes aspectos del control del sistema de lodo, ya que tiene un impacto directo sobre la eficacia de la perforación⁴⁹.

1.5.3 Gases ácidos. Estos gases provienen de la formación y son el dióxido de carbono (CO₂) y sulfuro de hidrógeno (H₂S), el control de esta contaminación se hace agregando alcalinos como soda cáustica, cal u óxido de zinc en el caso del sulfuro de hidrógeno. Los problemas causados por los gases ácidos son el aumento de la viscosidad y la corrosión, reduce la densidad, cambia el pH y la alcalinidad del carbonato/bicarbonato⁵⁰.

⁴⁶ IBID. p. 2.11

⁴⁷ API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas. Texas febrero de 2001. Capítulo 4C. p. 4C.1

⁴⁸ GÓMEZ, Andrea; MARTINEZ, Diana; SALAMANCA, Andres y WILCHES, Santiago. Contaminantes de los fluidos de perforación. Prezi [en línea], 20 de Marzo de 2018. Disponible en internet:

<https://prezi.com/fkuipbfayvwo/contaminantes-de-los-fluidos-de-perforacion/>

⁴⁹ API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas. Texas febrero de 2001. Capítulo 8. p. 247

⁵⁰ GÓMEZ, Andrea, MARTINEZ. Diana, SALAMANCA, Andrés, WILCHES, Santiago. Contaminantes de los fluidos de perforación.2013.

<https://prezi.com/fkuipbfayvwo/contaminantes-de-los-fluidos-de-perforacion/>

1.5.4 Yeso. La severidad de esta contaminación depende de la cantidad de formación atravesada, otra forma de contaminar el lodo con yeso, es excederse en la adición de sulfato de calcio para obtener del lodo propiedades especiales⁵¹. Los efectos de la contaminación con yeso se pueden apreciar en el aumento de las viscosidades, disminución del pH, altas pérdidas de agua y aumento del ion calcio.

1.5.5 Cemento. La contaminación con cemento se produce normalmente por errores operacionales, cuando se perfora tapones de cemento después de bajar un tipo de revestimiento, cuando se hace un side track⁵² o cuando se colocan tapones en formaciones complicadas, los sistemas de lodos base agua flocculan severamente cuando el cemento esta flojo, una vez fraguado es poco soluble y causa una contaminación. Las características de un lodo contaminado con cemento son: un alto pH debido al incremento del ion OH, alta perdida de agua, alto contenido de calcio en el filtrado, revoque grueso y esponjoso, alta viscosidad de embudo, alta resistencia de gel y alto punto cedente⁵³.

1.5.6 Cal. La contaminación con cal se introduce en el lodo por medio del agua, formaciones con yeso anhidrita o al perforar el cemento, esta contaminación cambia drásticamente los sistemas de agua dulce con base arcillas. El ion calcio reemplaza los iones de sodio, lo cual resulta en la floculación de las partículas de arcillas provocando un grado menor de hinchamiento de las arcillas. Las características de un lodo contaminado con cal se pueden apreciar en las altas viscosidades y elevadas fuerzas de gel, aumento del pH, aumento de las pérdidas de filtrado y el aumento del contenido de los iones calcio⁵⁴.

1.5.7 Sal. La contaminación con sal se puede producir al perforar domos salinos o por influjos de agua salada, otra forma es cuando tratan los lodos con carbonato o bicarbonato de sodio, al mezclar arcillas sódicas o si la barita ha sido contaminada con carbonato o de una reacción química entre el CO₂ con iones OH. Las características de un lodo contaminado con sal se aprecian en el aumento del ion cloruro, disminución del pH, aumento del volumen de filtrado y el aumento de la viscosidad y la resistencia de gel⁵⁵.

⁵¹ IBID

⁵² IBID

⁵³ API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas. Texas febrero de 2001. Capítulo 4. p. 4C.5

⁵⁴ GÓMEZ, Andrea; MARTINEZ, Diana; SALAMANCA, Andres y WILCHES, Santiago. Contaminantes de los fluidos de perforación. Prezi [en línea], 20 de Marzo de 2018. Disponible en internet: <https://prezi.com/fkuipbfayvwo/contaminantes-de-los-fluidos-de-perforacion/>

⁵⁵ GÓMEZ, Andrea; MARTINEZ, Diana; SALAMANCA, Andres y WILCHES, Santiago. Contaminantes de los fluidos de perforación. Prezi [en línea], 20 de Marzo de 2018. Disponible en internet: <https://prezi.com/fkuipbfayvwo/contaminantes-de-los-fluidos-de-perforacion/>

2. PROPIEDADES Y CARACTERISTICAS DE LA BENTONITA, LOS EXTENDEDORES DE BENTONITA MAS USADOS (POLIACRILAMIDAS) Y DEL POLIACRILATO DE SODIO PURO

En este capítulo se presentan las propiedades, aplicación e importancia de la Bentonita y los extendedores de Bentonita, principalmente las Poliacrilamidas y el extendedor de Bentonita empleado en la realización de este trabajo, el Poliacrilato de Sodio.

2.1 BENTONITA

Según el Manual de Fluidos de Perforación API, la Bentonita es una capa de ceniza volcánica alterada, geológicamente; el término Bentonita, se emplea para describir la Montmorillonita sódica explotada comercialmente que se usa como aditivo para el fluido de perforación⁵⁶.

Así mismo, la palabra bentonita se deriva de la ubicación del primer depósito comercial de bentonita en los Estados Unidos en un tipo de roca shale Fort Benton de la era cretácica. Algunos de los usos de la bentonita, son en componentes del jabón y después de ser filtrado como un componente en dulces⁵⁷.

Geólogos han concluido que la bentonita ha sido formada por la desvitrificación y alteraciones químicas de ceniza volcánica incluyéndose dicho modo de formación de la arcilla como parte de la definición que ahora se le da a este tipo de materiales, aunque no en todas las ocasiones es acertado, ya que en muchos yacimientos alrededor del mundo hay bentonita que no se ha originado mediante acción volcánica. Dando lugar a preferencia hacia la definición que fue aportada por Grim y Nüven: "cualquier arcilla que esté compuesta principalmente por mineral de arcilla esmectita y cuyas propiedades físicas de deban a ese compuesto mineral"⁵⁸

La bentonita también se ha definido como el conjunto de arcillas de tamaño fino cuyos componentes no están por debajo del 85% montmorillonita⁵⁹.

En cuanto a la bentonita en fluidos de perforación, se clasifica la bentonita como bentonita de sodio o bentonita de calcio depende de los cationes intercambiables con mayor abundancia. Correspondientemente y en términos de desempeño, también se clasifican como bentonita de alto rendimiento y bentonita de bajo rendimiento⁶⁰.

La naturaleza heterogénea de la bentonita se muestra por patrones de difracción de rayos x y datos de intercambio catiónico para un gran número de muestras de bentonita separadas en tres fracciones por centrifugado de suspensiones del

⁵⁶ API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas. Texas febrero de 2001. Capítulo B. p. B.4

⁵⁷ GRAY, George R y Darley, H.C.H. Composition and properties of oil well drilling fluids. 4 ed. Houston, Texas, Agosto de 1981. Capítulo 11. p. 537

⁵⁸ IBID. p. 537

⁵⁹ IBID. p. 537

⁶⁰ IBID. p. 537

fluido⁶¹.

Los productos comerciales de Bentonitas se clasifican en términos generales como⁶²:

- Montmorillonitas: Arcillas esmécticas con una estructura de capas. El ion aluminio predomina en la estructura, pero puede ser reemplazado por otro ion metálico formando una gran variedad de minerales⁶³.
- Bentonita: Describe generalmente una arcilla compuesta esencialmente de Montmorillonita⁶⁴.
- Bentonita sódica: Es una montmorillonita que se encuentra en forma natural y que contiene un alto nivel de iones de sodio. Se hincha al mezclarse con el agua. También se conoce como "Wyoming Bentonita" o "Western Bentonita"⁶⁵.
- Bentonita cálcica: Es una montmorillonita en la que el catión intercambiable predominante es el calcio. No exhibe la capacidad de hinchamiento de la bentonita sódica, pero tiene propiedades absorbentes. También es llamada "Southern, Texas o Mississippi Bentonita "⁶⁶.

2.1.1 Propiedades. En la **Tabla 1** se presentan las propiedades fisicoquímicas de la Bentonita.

Tabla 1. propiedades fisicoquímicas de la Bentonita

Propiedades de la Bentonita	
Estado físico	Sólido
Apariencia	Arcilla
Olor	Sin olor
Punto de ebullición	NA
Punto de Fusión	1450°C aprox
Solubilidad en agua	Despreciable solubilidad en agua
Presión de vapor (mmHg)	NA
Densidad de vapor	NA
Densidad (a 20°C)	55 Lb/Ft cc.
Gravedad específica	2,45-2,55
Ph	8-10
Humedad máxima	9%

Fuente: elaboración propia.

2.1.2 Aplicaciones. La bentonita absorbe agua rápidamente formando geles,

⁶¹ IBID.

⁶² IBID. p. 538.

⁶³ Usos y aplicaciones de las Bentonitas. QuimiNet [en línea], 2 de Mayo de 2018. Disponible en internet: <https://www.quiminet.com/articulos/usos-y-aplicaciones-de-las-bentonitas-7708.htm>

⁶⁴ IBID.

⁶⁵ IBID.

⁶⁶ IBID.

dependiendo de la concentración. Los geles se utilizan para suspender polvos en preparaciones acuosas, como por ejemplo en la loción de calamina, mientras que los geles se utilizan en la elaboración de pomadas y cremas. Por sus propiedades adsorbentes se emplea para clarificar líquidos turbios, por su acción de flocular en presencia de cargas positivas, y para enmascarar sabores desagradables de ciertos fármacos⁶⁷.

Sus principales aplicaciones son en ingeniería civil y cimentaciones, para sostenimiento de tierras, en forma de lodo bentónico; en construcción, como material de sellado; en perforación de pozos para extraer agua, petróleo o gas natural, usada en la preparación de los lodos de perforación; en la elaboración de grasas lubricantes; en la elaboración de aromatizantes; en la industria petrolera ligada con agua para fabricar lodos de perforación; alimentación animal para eliminación de toxinas de alimentos; en humanos se le atribuyen efectos desintoxicantes a nivel físico y no químico; en metalurgia la bentonita sódica y la cálcica como aglutinante de la arena de cuarzo para fabricar moldes para fundición; arenas o piedritas sanitarias para cama de gatos (mascotas); como aditivo para pinturas tixotrópicas o impermeables; en la elaboración de electrodos para puesta a tierra; para rellenar pozos de captación Geotérmica vertical por su buena conductividad del calor y su homogénea mezcla sin burbujas lo que facilita el contacto con las sondas⁶⁸.

2.1.3 Ventajas. La bentonita se adiciona al agua fresca o también a los fluidos de perforación base agua para uno o más de los propósitos listados a continuación. La cantidad de bentonita que se adiciona al fluido varía de acuerdo a condiciones específicas de fluido y formación:

- Incrementar la capacidad de limpieza del pozo
- Reducir la pérdida de agua o filtración en formaciones permeables
- Para crear una fina capa o *cake* de baja permeabilidad que actúa como filtro
- Para incrementar la estabilidad del pozo en formaciones poco consolidadas
- Para evitar la pérdida de fluido en la formación

2.2 EXTENDEDORES DE BENTONITA

Son una serie de polímeros que se adicionan a un mineral de arcilla o directamente a un lodo de perforación elaborado con arcilla que busca en general mejorar la reología del fluido ya que estos polímeros ayudan a que durante la perforación de un pozo se presenten menos sólidos coloidales

⁶⁷ Arcilla coloidal o bentonita. La despensa del jabón. [en línea], revisado 4 de mayo de 2018. Disponible en internet: <https://www.ladespensadeljabon.com/Bentoni>.

⁶⁸ Bentonita, arcilla de uso industrial y profesional. VaDeQuímica [en línea], 7 de Mayo de 2018. Disponible en internet: <https://www.vadequimica.com/blog/2016/11/bentonita-arcilla-de-uso-industrial-y-profesional/>

y proporcionan una viscosidad más baja cuando las velocidades de corte aumentan. Generalmente son polímeros de cadenas largas de monómeros, no iónicos que pueden enlazar entre sí plaquetas de arcillas. Si bien tiene muchas ventajas a la hora de mejorar la reología, se debe tener precaución al seleccionar el extendedor de bentonita para que sea compatible con el agua y la formación, también los fluidos con Extendedores de bentonita se vuelven sensibles a la dureza en el agua, por lo tanto, el agua con que se va a preparar el fluido debe ser tratada⁶⁹.

2.2.1 Definición. Según el Manual de fluidos de perforación API, un extendedor de Bentonita es una clase de polímeros adicionados a un mineral de arcilla para perforación durante la trituración, o adicionado directamente a un fluido de perforación base arcilla, esto, con el fin de mejorar el rendimiento reológico de la arcilla. Los extendedores logran el tipo de reología necesaria para realizar una perforación con menos sólidos coloidales y con una viscosidad más baja a una velocidad de corte en la broca elevada. Los extendedores normalmente son polímeros o no aniónicos de cadena larga que enlazan entre sí plaquetas de arcilla formando grandes redes. Una arcilla de grado 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.

2.2.2 Propiedades de los extendedores más usados.

- Estado físico: sólido granulado
- Apariencia: polvo
- Color: blanco
- Olor: inodoro
- pH: 5 – 7,28
- peso molecular: sólidos de baja o muy baja densidad.

2.2.3 Aplicaciones.

- Garantizar que la bentonita alcance los estándares API de rendimiento.
- Incrementar la viscosidad del fluido.
- Aumentar las tasas de perforación.
- Disminuir la pérdida de fluido.
- Reducir costos de perforación.
- Se requiere en pocas cantidades (varía de acuerdo al extendedor).
- Reducir el revoque en la formación.
- Aglomerar los cortes haciendo más sencilla su remoción en equipos de control de sólidos.

⁶⁹ Extendedor de arcilla. Schlumberger. [en línea]. Revisado el 8 de mayo de 2018. Disponible en internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/clay_extender.aspx

2.2.4 Limitaciones.

- Se vuelven sensibles a la dureza en el agua.
- Se debe tener precaución al seleccionar el extendedor de bentonita.

2.3 POLIACRILAMIDAS

Son un polímero no iónico compuesto de varias cadenas de monómero acrilamidas, se usa en la preparación de fluidos de perforación como floculantes, en el caso de poliacrilamidas de alto peso molecular, en lodos con bajos contenidos de sólidos y limpieza de aguas residuales. Polímeros de este tipo compuestos de moléculas más pequeñas se pueden usar como defloculantes en fluidos de perforación base agua⁷⁰.

2.3.1 Propiedades.

Tabla 2. propiedades de las poliacrilamidas

Estado físico	Sólido
Apariencia y color	Blanco – Olor no específico
Solubilidad en agua	Limitado por la viscosidad
pH	7.0 – 9.0 al 0.5% solución acuosa
Gravedad específica	0.75 a 0.95
% volátil por peso	10 – 13 (agua)
Temperatura de auto ignición	> 150°C
Temperatura de descomposición	> 150°C
Estabilidad	Material estable.
Condiciones a evitar	No conocidos.
Incompatibilidad con otros materiales	Agentes oxidantes fuertes.
Productos peligrosos de descomposición	Dióxido de carbono, Monóxido de carbono, amoníaco y óxidos de nitrógeno.
Polimerización Peligrosa	No se produce polimerización

Fuente: elaboración propia.

2.3.2 Aplicaciones.

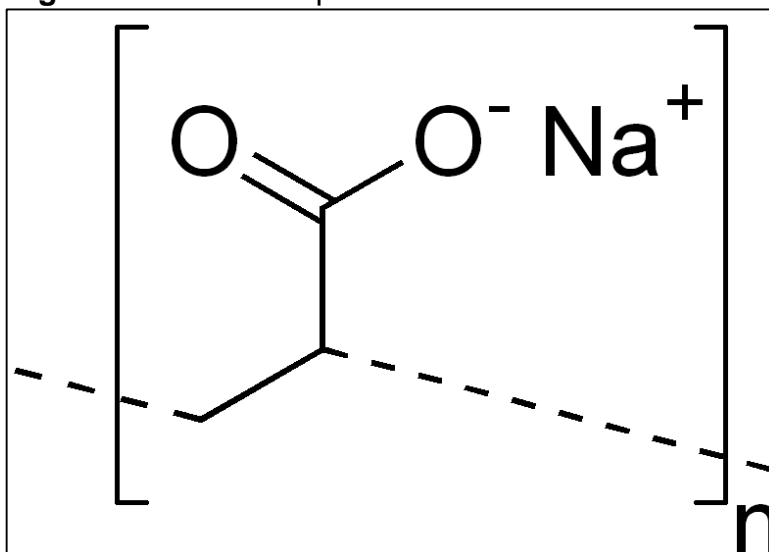
- Tratamiento de aguas
- Industria textil
- Fabricación de papel
- Floculante en aguas residuales
- Agricultura

⁷⁰ Polímero de acrilamida. Schlumberger. [en línea] Revisado el 8 de mayo de 2018. Disponible en internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/acrylamide_polymer.aspx

2.4 POLIACRILATO DE SODIO

Es una sal del ácido poliacrílico con fórmula $\text{CH}_2\text{CH}(\text{CO}_2\text{Na})$ color blanco, inodoro y clasificado como no tóxico, Pertenece a la familia de polímeros súper absorbentes (SAP) por sus siglas en inglés, es un polímero ampliamente usado para múltiples funciones, principalmente por su capacidad de absorción de agua, esta debido en su estructura molecular hay presentes grupos carboxilatos de sodio los cuales al entrar en contacto con el agua, liberan los iones negativos del carboxilo estos iones se repelen y se estabilizan al absorber las moléculas de agua, estas se unen a los iones carboxilatos mediante puentes de hidrógeno⁷¹. El poliacrilato de sodio puede absorber entre 200 y 300 veces su peso y 100 veces su volumen (500 veces si se le agrega agua destilada). Es un polielectrolito conformado por acilatos, los cuales son ésteres que contienen grupos vinílicos, es decir, dos átomos de carbono unidos por un doble enlace, como se observa en la **Figura 11**.

Figura 11. Fórmula química del Poliacrilato de Sodio.



Fuente: soluciones corporativas IP, SL (2014 – 2017). Qué es el poliacrilato de sodio – poliacrilato de sodio. Manacor, Illes Balears: <http://www.poliacrilatodesodio.com/>

2.4.1 Proceso de obtención. El Poliacrilato de Sodio es obtenido mediante la neutralización de un polímero aniónico lineal proveniente del monómero ácido acrílico, $\text{CH}_2=\text{CHCOO}^- \text{H}^+$, con Hidróxido de Sodio (NaOH). La polimerización del Poliacrilato de Sodio comprende la presencia de ácido acrílico y un agente entrecruzante, el agente entrecruzante puede ser un catión divalente (Zinc, Calcio y Bario). Por otro lado, las reacciones para obtener estos polímeros super

⁷¹ Qué es el Poliacrilato de sodio. Poliacrolato de sodio [en línea]. Revisado el 9 de mayo de 2018. Disponible en internet: <http://www.poliacrilatodesodio.com/>

absorbentes son altamente exotérmicas e inestables, por lo que recientemente se emplean tecnologías como la irradiación con rayos gamma o rayos ultravioleta. Otro método menos empleado es la polimerización en suspensión, en la cual, gotas de monómero o solución de monómero se dispersan en una fase continua inmiscible y la polimerización se lleva a cabo independiente de las gotas dispersas⁷².

2.4.2 Propiedades. El Poliácridato de Sodio es un polímero que posee gran capacidad de absorción debido a que en su estructura hay grupos de Carboxilatos de Sodio que, al entrar en contacto con agua, desprenden agua y dejan libre los iones negativos Carboxilo. Para que el poliácridato de sodio aumente su tamaño es necesario que entre en contacto con agua, como ya se explicó. Sin embargo, el aumento de su tamaño será mayor si el agua que se le agrega es agua destilada que no contiene iones. Cuando se le agrega agua que no es destilada aumenta su tamaño, pero en menor proporción. El Poliácridato de Sodio es un polvo blanco y sin olor. Cuando se le agrega agua, destilada o no, se puede notar a simple vista cómo los granos del polvo comienzan a absorber el agua. Cuando los granos absorbieron el agua se reúnen y forman una especie de gel cristalino, es decir, se gelifica.

2.4.3 Aplicaciones. El Poliácridato de Sodio tiene múltiples aplicaciones dentro de las cuales se encuentran⁷³:

- **Agente espesante del agua.** Es utilizado en procesos industriales, para disolver jabones absorbiendo las moléculas de agua que aumenta la viscosidad de los compuestos y le da mayor estabilidad⁷⁴.
- **Secuestrante en uso de detergentes para mayor eficiencia de estos.** Se emplea como secuestrante en detergentes, ofreciendo a estos una mayor calidad ya que este polímero neutraliza los agentes o metales pesados presentes en el agua como el magnesio, el hierro y zinc. Así como los agentes de suciedad que se puedan encontrar en las prendas⁷⁵.
- **Protección de elementos electrónicos y cables.** El fin de este uso es mantener los cableados eléctricos aislados de la humedad, ya que esta conduce electricidad y puede interferir con las señales eléctricas enviadas

⁷² DEL CASTILLO Daniela y GARCÍA Ernesto. evaluación técnico-financiera a nivel de laboratorio de la utilización del poliácridato de sodio como extendedor de bentonita en fluidos de perforación base agua. Ingeniero de petróleos. Bogotá. Universidad de América. 2017. 61 p.

⁷³ POLIACRILATO DE SODIO » Usos, Beneficios Y Contraindicaciones. Cloruro de sodio. [en línea]. Enero 18 de 2018. Revisado en mayo 12 del 2018. Disponible en internet: <https://www.clorurodesodio.org/poliacrilato-de-sodio/>

⁷⁴ IBID.

⁷⁵ IBID.

por los cables y generar cortos eléctricos, daños en el cable y hasta incendios⁷⁶.

- **Agricultura.** Ya que funciona como un banco de agua el cual retiene el líquido en macetas y suelos. Usado por floristas y agricultores para retener el agua e las macetas de las plantas y los suelos con el fin de mantener las plantas frescas con un suministro constante de humedad⁷⁷.
- **Elaboración de pañales y compresas.** Probablemente su mayor uso sea en la elaboración de pañales y compresas debido a su capacidad de absorber las moléculas de agua que se encuentran en la orina, reteniendo mayor cantidad de líquido y previniendo en los bebés enfermedades como pañalitis o dermatitis ya que favorece a que haya un ambiente seco.⁷⁸

2.4.4 Ventajas y limitaciones. Según la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional de los Estados Unidos, el poliacrilato de sodio, (utilizado en los pañales de bebé) no es un material que pueda causar ningún daño al bebé o al adulto. En la ficha de indicaciones se ve que la inhalación de algunas partículas si puede causar irritación de las vías respiratorias, pero no es considerado de por sí tóxico. Con el contacto de la piel no es tóxico, ya que al tratarse de un polímero (grandes cadenas unidas de monómeros), es difícil que pueda ser absorbido por la piel⁷⁹.

⁷⁶ POLIACRILATO DE SODIO » Usos, Beneficios Y Contraindicaciones. Cloruro de sodio. [en línea]. Enero 18 de 2018. Revisado en mayo 12 del 2018. Disponible en internet: <https://www.clorurodesodio.org/poliacrilato-de-sodio/>

⁷⁷ IBID.

⁷⁸ IBID.

⁷⁹ Kemira Chemicals, Inc. Asociación nacional de la industria química. [en línea]. Revisado mayo 12 de 2018. Disponible en internet: [http://www.aniq.org.mx/pqta/pdf/Colloid%20211%20\(MSDS\).pdf](http://www.aniq.org.mx/pqta/pdf/Colloid%20211%20(MSDS).pdf)

3. DISEÑO, FORMULACIÓN Y REALIZACIÓN DEL EXPERIMENTO

El siguiente capítulo contiene el diseño, formulación y realización del experimento que tendrá lugar en las instalaciones de la empresa Ingeniería medio ambiental IMA SAS, en donde basados en las pruebas de laboratorio a realizar al Poliacrilato de sodio en estado puro, se seleccionarán las concentraciones con mejores resultados y de esta manera se proceda a comparar dichos resultados con los del Poliacrilato de sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales.

Lo anterior, con el fin de evaluar el comportamiento de la bentonita con cada uno de los Poliacrilatos, enfatizándonos en el Poliacrilato de sodio en estado puro como extendedor, y así determinar su viabilidad financiera frente al Poliacrilato de sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales

3.1 DISEÑO DEL EXPERIMENTO

Basados en la forma tradicional de experimentación propuesta por Joan Ferré y Jhon Padilla quienes sugieren estudiar los factores uno a uno variando los niveles de un factor y conservando los demás constantes con relación a unas condiciones iniciales⁸⁰. Dicho esto, se realizarán una serie de pruebas en las cuales todos los factores permanecerán fijos, excepto el factor a estudiar, de esta manera el cambio en el resultado se podrá atribuir al cambio en dicha variable.

3.1.1 Matriz de impacto comparativa. Una matriz comparativa, es una tabla de 2 o más entradas que muestra información de una forma resumida y concentrada a través de columnas y filas; sirve principalmente para comparar las características o propiedades de objetos (entiéndase objetos como el elemento de estudio.) de la misma categoría⁸¹.

Según Pentti Routio el método comparativo suele ser popular en un estadio temprano de la evolución de un campo de investigación. El diseño de la investigación comparativa es simple, se estudian ejemplares (objeto de estudio) que pertenecen al mismo grupo pero que difieren en algunos aspectos. Estas diferencias llegan a ser el foco de la examinación. La meta es descubrir porqué los casos son diferentes: para revelar la estructura subyacente general que genera o permite tal variación⁸².

Este método es versátil ya que se puede utilizar como complemento a otros métodos. Por otra parte, la estructura entera de un proyecto de investigación puede consistir en la comparación de apenas dos o más casos, como lo es este, en donde la finalidad es analizar y comparar el comportamiento de 2 componentes que

⁸⁰ FERRÉ, Joan. RIUS, Xavier. Introducción al diseño estadístico de experimentos. Departamento de Química Analítica y Química Orgánica. Universidad y PADILLA AGUILAR, Jhon Jairo. Diseño de Experimentos.

⁸¹ PÉREZ, Maribel. Matriz comparativa. Uaeh [en línea], 10 de Mayo de 2018. Disponible en internet: <http://www.uiah.fi/projects/metodi/272.htm>

⁸² ROUTIO, Pentti. Estudio comparativo. Uiah [en línea], 10 de Mayo de 2018. Disponible en internet: <http://www.uiah.fi/projects/metodi/272.htm>

pertenecen al mismo grupo (acrilatos) en función de la variación de propiedades fisicoquímicas a fines a operaciones de la industria de los hidrocarburos⁸³.

Tabla 3. Matriz de comparación.

	OBSERVACIONES	
	CASO 1	CASO 2
ASPECTO A	A1	A2
ASPECTO B	B1	B2
ASPECTO C	C1	C2

Fuente: Pentti. Routio. Estudio Comparativo [en línea] 3 de agosto del 2007. Disponible en internet: <http://www.uiah.fi/projects/metodi/272.htm>

3.2 FORMULACIÓN

A continuación, se explica el paso a paso de la elaboración del fluido de perforación con más importancia en este trabajo; el primer fluido corresponde a un fluido base, el cuál gracias a sus características, será utilizado como base comparativa para los demás fluidos de perforación. En el esquema presentado a continuación se muestra de manera detallada, el proceso de elaboración de un fluido de perforación base agua utilizando el extendedor de Bentonita a evaluar, en este caso Poliacrilato de Sodio en estado puro; los cuales serán utilizados en los laboratorios de la empresa Ingeniería medio ambiental IMA S.A.S. En la formulación se mostrarán las concentraciones planteadas del extendedor de Bentonita a evaluar en los laboratorios como se observa en la **Tabla 4**.

⁸³ ROUTIO, Pentti. Estudio comparativo. Uiah [en línea], 10 de Mayo de 2018. Disponible en internet: <http://www.uiah.fi/projects/metodi/272.htm>

Tabla 4. Concentraciones a utilizar en los fluidos a evaluar.

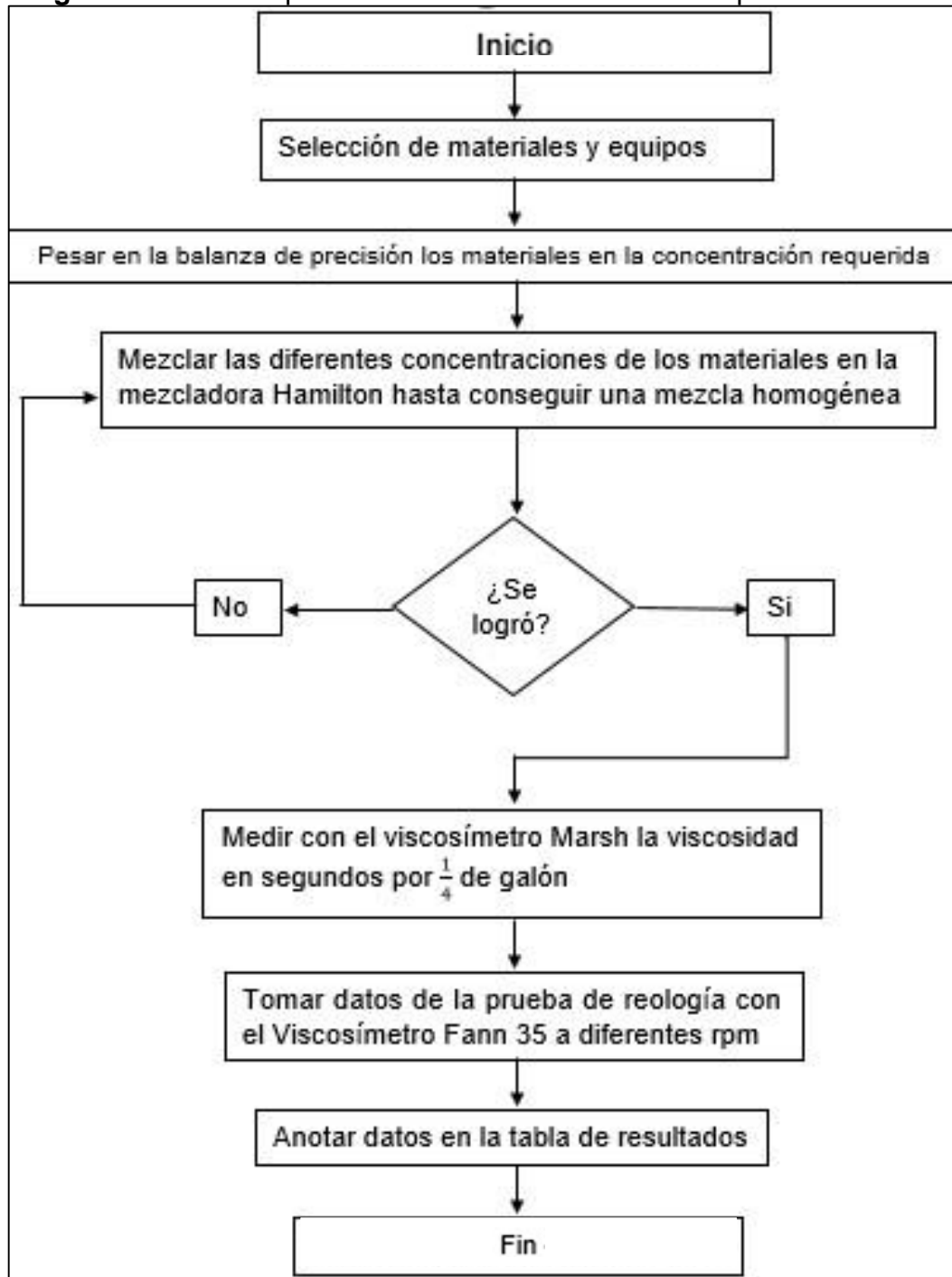
	Fluido de perforación base	Formulaciones	Unidades
Agua	350/1	350/1	mL/Bbl eq
Bentonita	10	10	Lb/Bbl
Controlador de pH	0,2	0,2	Lb/Bbl
Poliacrilato de Sodio en estado puro	-	0,1 – 1	Lb/Bbl

Fuente: elaboración propia.

Como se observó en la **Tabla 4**, se presentaron las diferentes concentraciones a utilizar para la formulación y elaboración de cada uno de los fluidos de perforación a preparar. Se elaboró un fluido de perforación base, con una concentración de Bentonita de 10 Lb/Bbl, la cual sirve de referencia para los fluidos de perforación con el extendedor de Bentonita Poliacrilato de Sodio en estado puro con concentraciones que van desde 0,1 hasta 1,0 Lb/Bbl.

3.2.1 Formulación del Fluido de Perforación Base. A continuación, en el **Diagrama 11**, se muestra la elaboración paso a paso de las pruebas de laboratorio realizadas para un fluido de perforación base, con las concentraciones mencionadas en la **Tabla 4**.

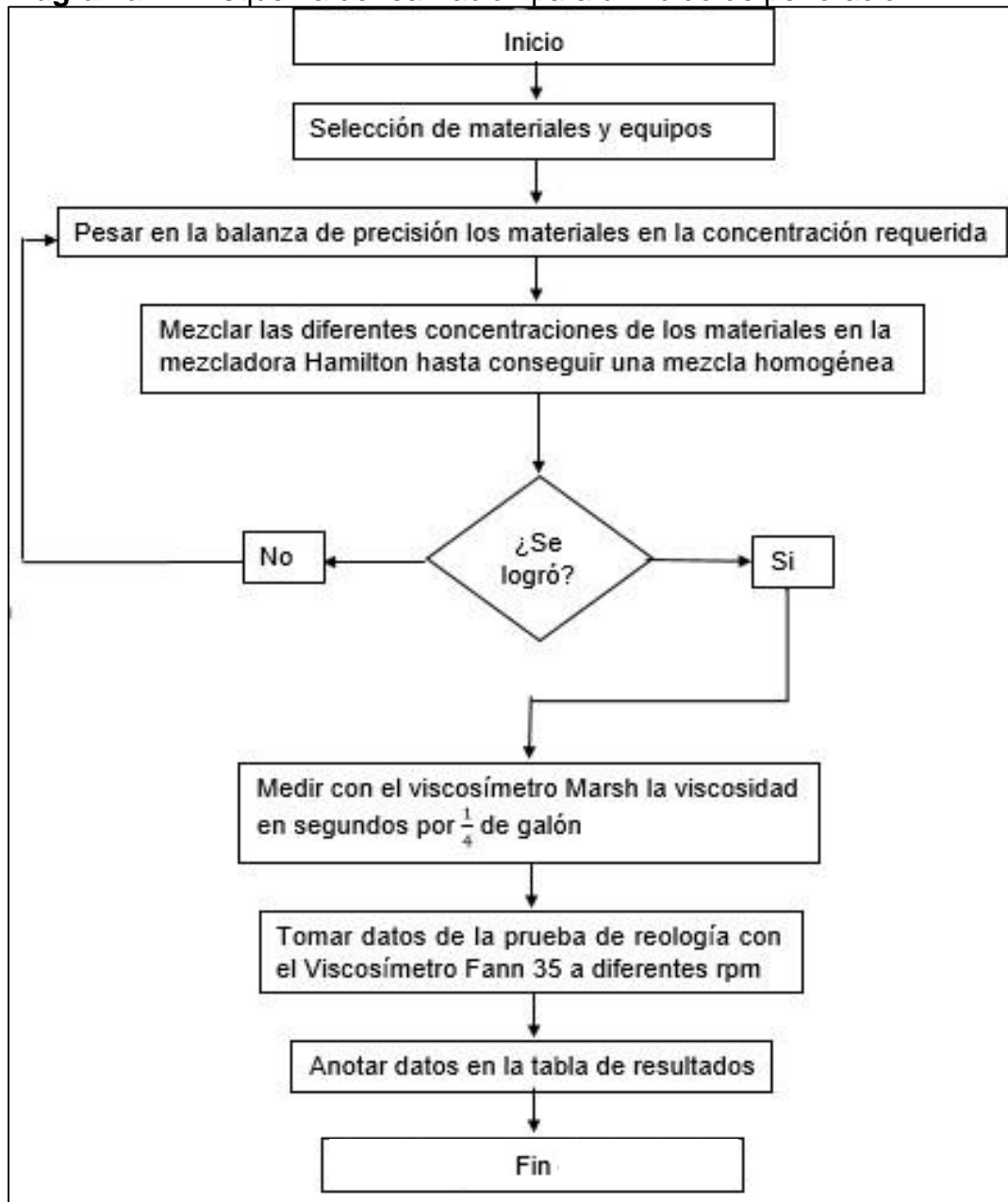
Diagrama 11. Pasos para la elaboración de un fluido de perforación base.



Fuente: elaboración propia.

3.2.2 Formulación del fluido de perforación utilizando Poliacrilato de Sodio en estado puro como extendedor de Bentonita. A continuación, en el **Diagrama 12**, se muestra el paso a paso de las pruebas de laboratorio realizadas para un fluido de perforación utilizando Poliacrilato de Sodio en estado puro como extendedor de Bentonita, con las concentraciones mencionadas en la **Tabla 4**.

Diagrama 12. Esquema de realización para un fluido de perforación



Fuente: elaboración propia.

3.3 TABLA DE RESULTADOS ESPERADOS

A continuación, se presentan los resultados esperados a obtener en las pruebas de laboratorio realizadas en Ingeniería Medio Ambiental IMA S.A.S. En la **Tabla 5**, se presentan los rangos del fluido de perforación base y el fluido de perforación con extendedor de Bentonita.

Tabla 5.Tabla de resultados esperados a obtener en las pruebas de laboratorio

Propiedades	Fluido de Perforación base	Fluido de Perforación con extendedor	Unidades
Densidad	< 8,5	<8,5	Lb/gal
Temperatura	25	25	°C
pH	< 10	< 10	
Vp	< 12	< 12	cP
Yp	1- 5	5- 10	Lb/100 Ft ²
Viscosidad Marsh	40 – 60	40 – 60	Sec/qt
Reología 600	>10	>30	Lb/100 Ft ²

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 5**, se aprecian los resultados que se esperan obtener de las pruebas de laboratorio a realizar durante este trabajo. El dato más importante a tener en cuenta para posterior comparación y evaluación de la funcionalidad de este proyecto es el dato resultante de Θ 600 con cada uno de los extendedores a evaluar.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE PRUEBAS DE LABORATORIO

Este capítulo abarca la elaboración de las pruebas de laboratorio que corresponden a la preparación de los fluidos de perforación base agua, teniendo como referencia un fluido base compuesto de agua y bentonita y partiendo de allí, la comparación con base en cuatro concentraciones propuestas de poliacrilato de sodio en estado puro como extendedor y las pruebas realizadas a cada una de las muestras de fluido de perforación.

Se realizó la preparación en laboratorio de cinco muestras de 1750ML de fluido que corresponden a cinco barriles de fluido de perforación que por equivalencia en unidades de campo siguen la ecuación:

Ecuación 6. Factores de conversión.

$$\frac{1lb}{1bbl} \times \frac{454gr}{1lb} \times \frac{1bbl}{42gal} \times \frac{1gal}{3785ml} = \frac{1g}{350ml}$$

Fuente: manual de practicas, fluidos de perforación, laboratorio de lodos y cementos, fundación universidad de america, Leandro Uriel gomez. Junio 2017. pg 1.

De acuerdo a este factor de conversión:

Un barril (1bbl) de líquido en campo, corresponde a 350ml en laboratorio.

Una libra (1lb) de sólido en campo, corresponde a 1gr de sólido en laboratorio.

El estudio se realiza en los siguientes fluidos de perforación preparados a las siguientes concentraciones:

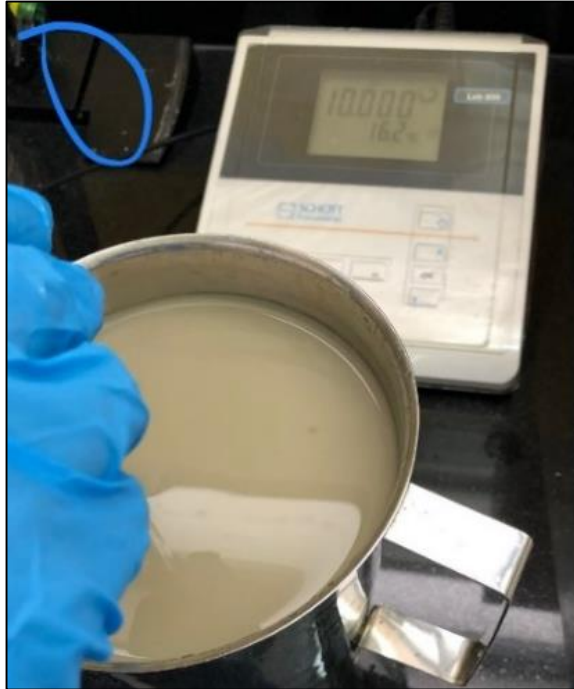
- 0.14 lb/bbl
- 0.2 lb/bbl
- 0.25 lb/bbl
- 0.27 lb/bbl

4.1 PREPARACION DE MUESTRAS DE FLUIDO

En una primera preparación del lodo, se tenía como plan añadir al agua, bentonita y controlador de pH, en este caso soda caustica para estudiar el comportamiento del fluido. Sin embargo, se pudo evidenciar que el pH medido en las primeras muestras era bastante alto, razón por la cual fue necesario reducir la concentración de este controlador. Después de esto se seguía presentando un pH demasiado elevado por lo cual se preparó una muestra más sin agregar la soda caustica; sin ésta, el PH del fluido base, agua más bentonita, se encontraba en 10. Dando como resultado la decisión de suspender el uso de controlador de pH y usar solo la bentonita la cual por si sola ya elevaba el pH de la muestra. De esta manera se

procedió a preparar las demás muestras de fluido de perforación a las diferentes concentraciones de poliacrilato de sodio.

Imagen 1. Muestra de fluido sin controlador de pH.



Fuente: elaboración propia.

4.2 FILTRO PRENSA

Una de las primeras pruebas a realizar fue la de filtrado API a cada una de las muestras, debido el tiempo que la muestra debe permanecer en la celda del filtro prensa. Se realizó el ensamblaje del filtro prensa como se expresa en el capítulo 1 para realizar la prueba.

Los resultados para la primera prueba de laboratorio realizada se tabularon de la siguiente manera:

Tabla 6. Resultados obtenidos a las cero horas

FILTRO PRENSA		
Muestra	Filtrado (mL)	Revoque (1/32 in)
BASE	28	0.0049212
0.14	28	0.0184547
0.2	24	0.0024606
0.25	25	0.0024606
0.27	25	0.0036909

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a los datos registrados en la **Tabla 6** la relación filtrada – revoque que mejor comportamiento presenta es en el fluido de perforación con poliacrilato de sodio de **0.2 lb/bbl** puesto que la relación entre el grosor del revoque y la cantidad de filtrado es la más óptima, ya que se presentó un revoque fino y el fluido tuvo un buen comportamiento en cuanto al control de filtrado.

Tabla 7. Resultados obtenidos a las 16 horas

FILTRO PRENSA		
Muestra	Filtrado (mL)	Revoque (1/32 in)
BASE	19.5	0.0012303
0.14	27.5	0.0024606
0.2	17	0.0012303
0.25	19.5	0.0024606
0.27	20	0.0012303

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 7** se muestran los resultados obtenidos de las muestras que habían estado en reposo durante 24 horas. Después de pasar por el proceso de agitación,

para que el fluido quedara nuevamente de manera homogénea, se corrió la prueba de filtrado API en la cual, de acuerdo a los resultados arrojados y tabulados se evidencia el fluido de concentración de poliacrilato de Sodio 0.2 lb/bbl es nuevamente el que presenta el mejor comportamiento en cuanto a la relación entre la cantidad de filtrado obtenido y el revoque del fluido, esto debido a la ubicación espacial de las partículas de poliacrilato de sodio que con la aplicación de presión se acomodan de tal manera que el poliacrilato prevenga que el fluido pierda su fase líquida.

Tabla 8. Resultados obtenidos una semana

FILTRADO		
Muestra	Filtrado (mL)	Revoque (1/32 in)
BASE	29	0.0012303
0.14	30	0.0024606
0.2	19	0.0024606
0.25	16.5	0.0012303
0.27	18	0.0024606

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 8**, se presentaron los resultados obtenidos tras una semana de estar en reposo las muestras y luego de realizado el proceso de agitación nuevamente para homogeneizar las muestras, se tomaron los datos de filtrado y revoque en todos los fluidos, registrados en la **Tabla 8** en donde se evidencia un cambio en lo que se esperaba fuera un comportamiento constante del fluido de concentración **0.2 lb/bbl** de poliacrilato de sodio, en cambio se ve que, para este tiempo, la concentración de poliacrilato de sodio que presenta un mejor control de filtrado es el de **0.25 lb/bbl**.

4.2.1 Análisis de resultados prueba filtrado API. En general el poliacrilato de sodio como un agente controlador de filtrado tiene un comportamiento positivo, pero en las concentraciones adecuadas. Esto se debe a que la organización de los cristales que se forman cuando el polímero entra en contacto con el agua, de esto depende que el fluido sea capaz de controlar el filtrado ya que, al encontrarse en forma caótica, las partículas crean estación entre ellas por los cuales puede fluir el filtrado de lodo; deben estar distribuidos de manera homogénea por todo el fluido y que el proceso de agitación y circulación sea constante para que se garantice este factor de homogeneidad.

De las muestras preparadas en el laboratorio, las concentraciones de 0.2 lb/bbl y a un plazo mayor de tiempo, la de 0.25 lb/bbl tuvieron el mejor comportamiento en cuanto a reducir el filtrado de lodo. Además de verse reflejado en el revoque, ya que

en estas concentraciones el revoque se encontró más fino y uniforme.

Imagen 2. Revoque del fluido 0,2 lb/bbl



Fuente: elaboración propia.

4.3 REOLOGÍA

Las pruebas de reología fueron realizadas en el laboratorio con ayuda del viscosímetro de Fann a una pequeña cantidad de las muestras de fluidos, una por una, obteniendo los siguientes resultados registrados en la **Tabla 9** para los tres tiempos de la toma de la prueba (tiempo 0, tiempo 24 horas y tiempo 1 semana).

Tabla 9. Resultados obtenidos para los tres tiempos.

fecha	muestra	REOLOGÍA						
		R600	R300	PV (cp)	YP	AV	GEL 10s	GEL 10m
Tiempo 0	BASE	8	5	3	2	4	1	1
	0.14	22	18	4	14	11	4	3
	0.2	26	19	7	12	13	4	3
	0.25	31	24	7	17	15.5	4	6
	0.27	29	22	7	15	14.5	4	5
Tiempo 24 horas	BASE	9	6	3	3	4.5	2	2
	0.14	22	16	6	10	11	4	3
	0.2	21	16	5	11	10.5	6	6
	0.25	30	26	4	22	15	5	4
	0.27	29	23	6	17	14.5	7	8
Tiempo 1 semana	BASE	8	5	3	2	4	0	0.5
	0.14	29	21	8	13	14.5	5	5
	0.2	24	16	8	8	12	3	4
	0.25	20	12	8	4	10	5	4
	0.27	30	19	11	8	15	3	4

Fuente: elaboración propia.

A partir de estos resultados se pueden analizar las propiedades reológicas individualmente: la viscosidad plástica, punto cedente, viscosidad aparente y resistencia a geles.

Estos resultados, permiten establecer un patrón de comportamiento del fluido, basados en anteriores trabajos de grado y documentar las diferencias en cuanto al origen del poliacrilato de sodio.

4.3.1 Viscosidad plástica. Este parámetro es calculado a partir de las mediciones que se tomaron en el viscosímetro de Fann siguiendo la ecuación.

Ecuación 7. Viscosidad plástica.

$$PV = R600 - R300$$

Fuente: manual de practicas, fluidos de perforación, laboratorio de lodos y cementos, fundación universidad de america, Leandro Uriel gomez. Junio 2017. pg 1.

Los resultados se han tabulado de la siguiente manera para facilitar el análisis de la viscosidad plástica con respecto al tiempo, se tiene en el mismo color las concentraciones de las muestras en tres tablas a diferentes tiempos.

Tabla 10. Resultados obtenidos para tiempo cero

muestra	REOLOGÍA		
	R600	R300	PV (cp)
BASE	8	5	3
0.14	22	18	4
0.2	26	19	7
0.25	31	24	7
0.27	29	22	7

Fuente: elaboración propia.

Tabla 11. Resultados obtenidos para las 24 horas viscosidad plástica.

muestra	REOLOGÍA		
	R600	R300	PV (cp)
BASE	9	6	3
0.14	22	16	6
0.2	21	16	5
0.25	30	26	4
0.27	29	23	6

Fuente: elaboración propia.

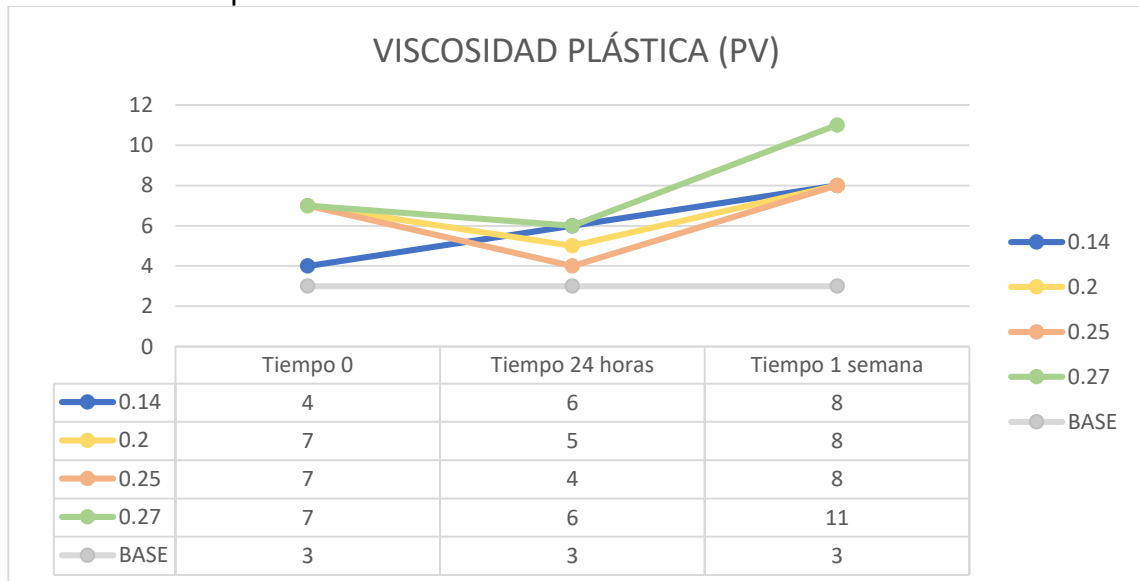
Tabla 12. Resultados obtenidos una semana después viscosidad plástica.

muestra	REOLOGÍA		
	R600	R300	PV (cp)
BASE	8	5	3
0.14	29	21	8
0.2	24	16	8
0.25	20	12	8
0.27	30	19	11

Fuente: elaboración propia.

Para entender estos datos de manera que se evidencie las diferencias y el comportamiento de cada muestra de fluido con respecto a las demás, se graficaron como se muestra a continuación:

Gráfica 1. Comparación de Viscosidad Plástica.

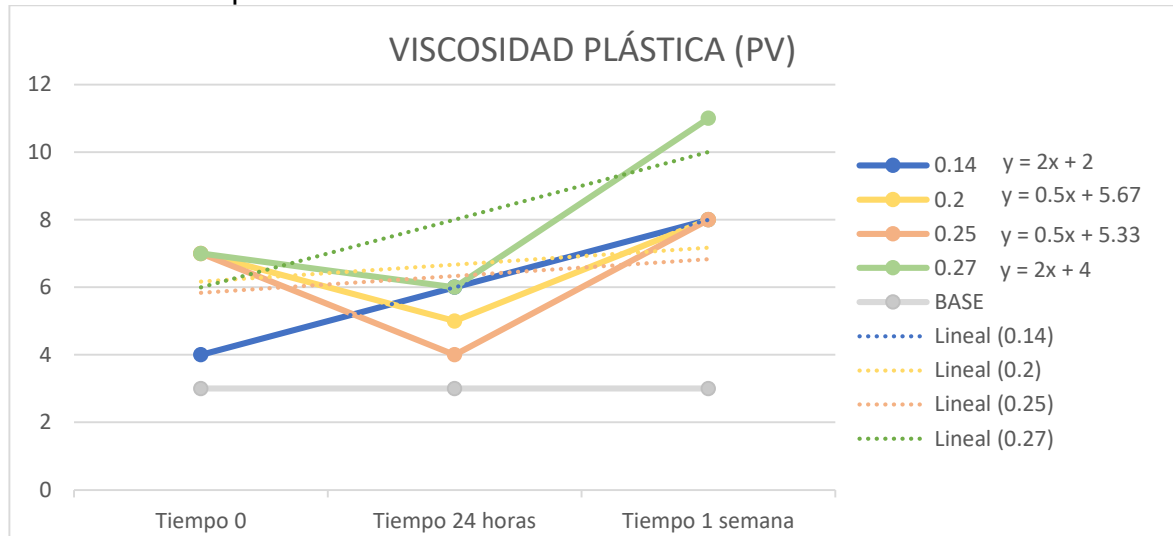


Fuente: elaboración propia.

Si bien el mejor comportamiento de la viscosidad plástica se ve en el fluido base, es de esperarse que estas condiciones cambien, principalmente por su naturaleza en cuanto a la formación de geles al contacto con el agua, sin embargo, dependiendo de las condiciones en las que se necesite el fluido de perforación por requerimientos en el plan de perforación, dependiendo de las formaciones a atravesar, una concentración u otra puede ser tomada en cuenta, para efectos del estudio se tendrá en cuenta la concentración que durante el tiempo tenga menor variación y se comporte de manera más constante. Así, añadiendo líneas de tendencia a la gráfica

y calculando sus respectivas pendientes, se tiene:

Gráfica 2. Comparación de Viscosidad Plástica con líneas de tendencia.



Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a los datos representados en la **Gráfica 2** con las líneas de tendencia se puede concluir que las que presentan la menor variación son las concentraciones **0.2 lb/bbl** y **0.25 lb/bbl** por tanto son estas dos concentraciones las que por la variación en la viscosidad plástica con respecto al tiempo, despreciando la tendencia constante del fluido base, serían las mejores opciones en cuanto a esta propiedad en específico.

4.3.2 Punto cedente (yp). El cálculo del punto cedente también parte de las mediciones tomadas en el viscosímetro de Fann y se obtiene una vez calculada la Viscosidad plástica bajo la ecuación.

Ecuación 8. Punto cedente.

$$YP = R300 - PV$$

Fuente: manual de practicas, fluidos de perforación, laboratorio de lodos y cementos, fundación universidad de america, Leandro Uriel gomez. Junio 2017. pg 1.

En las siguientes tablas se muestra el cálculo de el punto cedente para todas las muestras de fluidos en los tres diferentes tiempos de las pruebas (tiempo 0, tiempo 24 horas y tiempo 1 semana).

Tabla 13. Resultados obtenidos a las cero horas punto cedente.

muestra	REOLOGÍA		
	R300	PV (cp)	YP
BASE	5	3	2
0.14	18	4	14
0.2	19	7	12
0.25	24	7	17
0.27	22	7	15

Fuente: elaboración propia.

Tabla 14. Resultados obtenidos a las 24 horas punto cedente.

muestra	REOLOGÍA		
	R300	PV (cp)	YP
BASE	6	3	3
0.14	16	6	10
0.2	16	5	11
0.25	26	4	22
0.27	23	6	17

Fuente: elaboración propia.

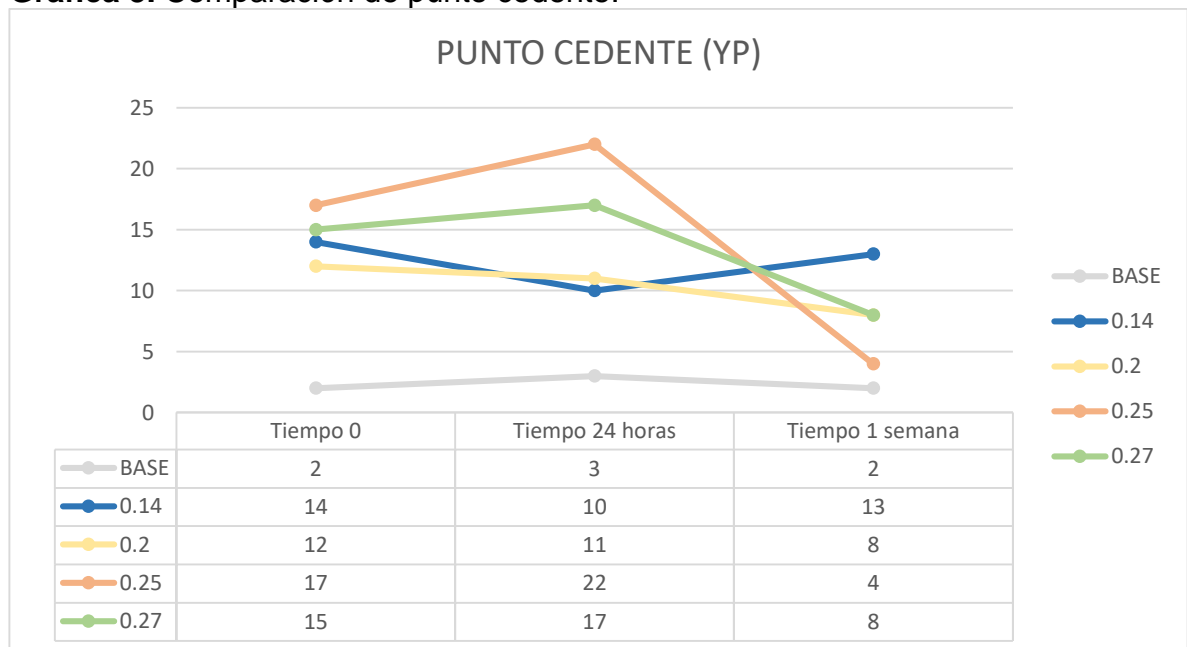
Tabla 15. Resultados obtenidos una semana punto cedente

muestra	REOLOGÍA		
	R300	PV (cp)	YP
BASE	5	3	2
0.14	21	8	13
0.2	16	8	8
0.25	12	8	4
0.27	19	11	8

Fuente: elaboración propia.

La representación de esta propiedad del fluido para facilitar la tarea de comparación y selección, se encuentra en la siguiente gráfica:

Gráfica 3. Comparación de punto cedente.



Fuente: elaboración propia.

El YP se determina para evaluar la capacidad que tienen los fluidos de perforación para arrastrar y remover los cortes de perforación y evitar que estos se precipiten al fondo del pozo; cuanto más alto el punto cedente o YP, mejor es el proceso de remoción de cortes. Aunque el pico más alto en la **Gráfica 3** lo tiene el fluido de 0.25 lb/bbl, a lo largo del tiempo, el fluido de **0.2 lb/bbl** poliacrilato de sodio, presenta un

mejor comportamiento, evitando tener que hacer arreglos al fluido para aumentar YP y así mismo evitando paradas y tiempos no productivos.

4.3.3 Resistencia de geles (10 segundos y 10 minutos). La resistencia de geles a 10 segundos y a 10 minutos se toma como la deflección más alta del viscosímetro de Fann a estos tiempos luego de que el fluido estaba estático. Algunos fluidos de perforación son tixotrópicos lo que quiere decir que, al estar estáticos, empiezan a formar geles, haciendo más difícil el bombeo cuando se retoma la operación. La resistencia de gel específica de cada fluido se puede clasificar como plana baja, progresiva y plana alta, siendo plana baja la más desesable.

A continuación se presentan tabulados los datos de resistencia de geles a 10 segundos y 10 minutos para su posterior análisis.

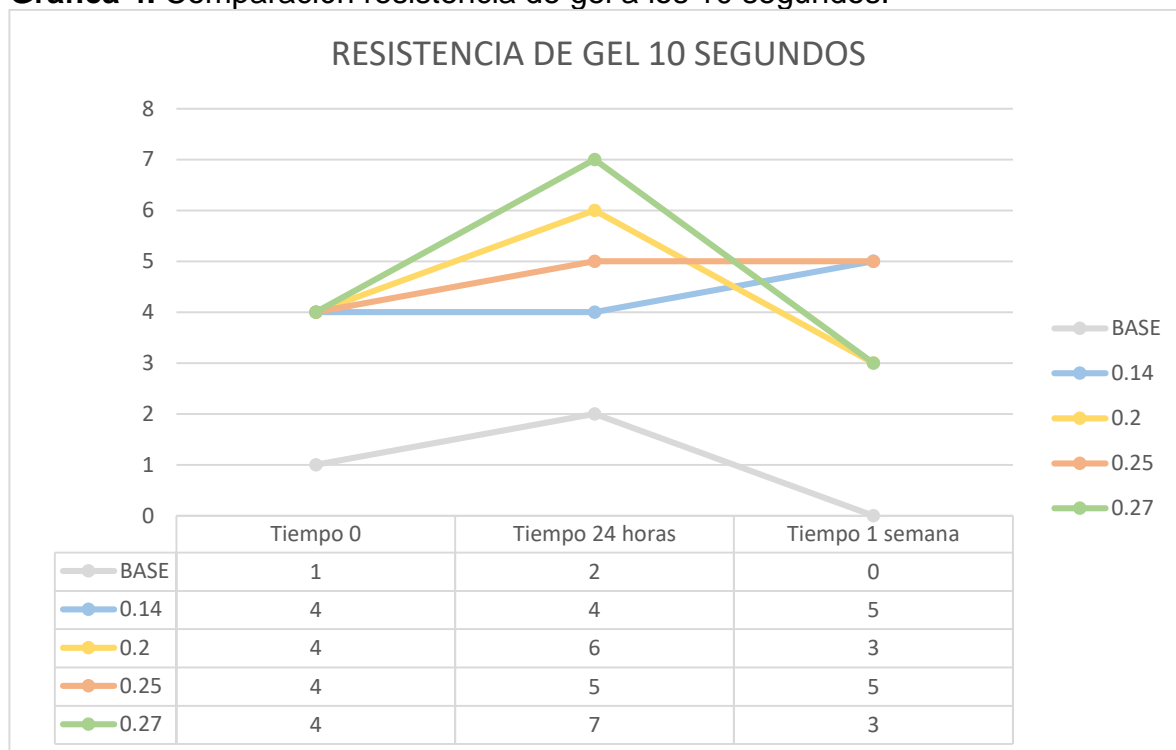
Tabla 16. Resultados obtenidos en la prueba de geles.

muestra	REOLOGÍA		
	tiempo	GEL 10 seg	GEL 10 min
base	0h	1	1
	24h	2	2
	1 semana	0.5	0.5
0.14	0h	4	3
	24h	4	3
	1 semana	5	5
0.2	0h	4	3
	24h	6	6
	1 semana	3	4
0.25	0h	4	6
	24h	5	4
	1 semana	5	4
0.27	0h	4	5
	24h	7	8
	1 semana	3	4

Fuente: elaboración propia.

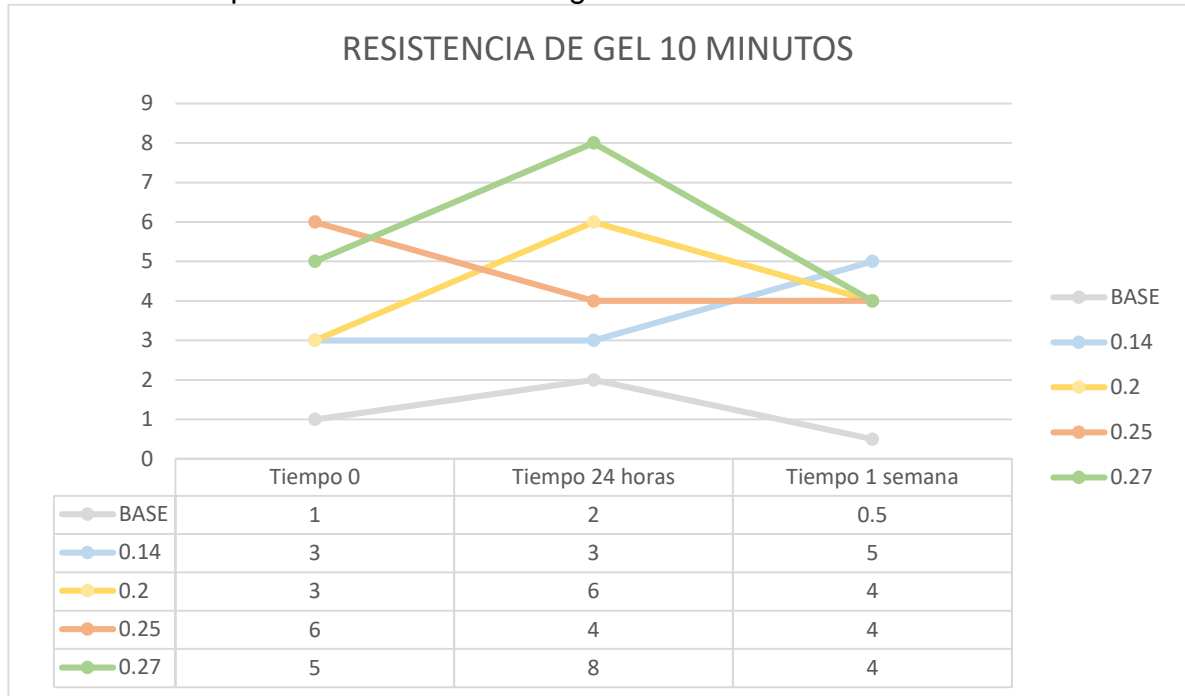
Se organizaron los datos de las tablas en gráficos individuales para cada resistencia de gel (10 segundos y 10 minutos), comparando la propiedad en las diferentes concentraciones de poliacrilato de sodio utilizadas. A continuación dichas gráficas.

Gráfica 4. Comparación resistencia de gel a los 10 segundos.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 5. Comparación resistencia de gel a los 10 minutos.



Fuente: elaboración propia.

En cuanto al comportamiento de la resistencia de geles a 10 segundos, se aprecia que todas inician en un valor de cuatro (4) en el mismo día de la preparación de las muestras, sin embargo, luego de que transcurre el tiempo, varían entre sí siendo los más constantes los fluidos de concentraciones **0.2** y **0.25 lb/bbl**, los cuales presentan menor variación pasadas las 24 horas y la semana.

A pesar de esto, es más relevante que la resistencia de geles sea a largo plazo, por lo cual tiene un mayor peso en la decisión de selección del mejor fluido en este aspecto, el análisis de la resistencia de geles a los 10 minutos, ya que de ahí en adelante el fluido de perforación debería comportarse de manera similar o con muy poca variación, esto para que al reiniciar la circulación de fluido en un pozo, sin que se presenten inconvenientes por la formación de geles en el fluido. De acuerdo a esto y a la **Gráfica 5** el comportamiento de la resistencia de geles cambia, y analizando el tiempo que transcurre entre una prueba y la otra el fluido con la concentración que presenta mejor constancia en el comportamiento a medida que avanza el tiempo, es el fluido con **0.25 lb/bbl**.

4.1 pH

Para el análisis del pH de las muestras se usó el pH-metro electrónico disponible luego de una segunda preparación de fluido ya que la primera presentó un pH muy elevado al adicionarle soda caústica, se reportaron entonces las medidas de pH en los fluidos preparados solo con agua y bentonita y a las diferentes concentraciones de poliacrilato de sodio como se evidencia en la **Figura** que se logra conseguir un

pH de 10 sin incluir aún el poliacrilato de sodio.

De allí en adelante se hizo la medición para el pH de cada una de las muestras de fluido de perforación y se registraron en la siguiente tabla:

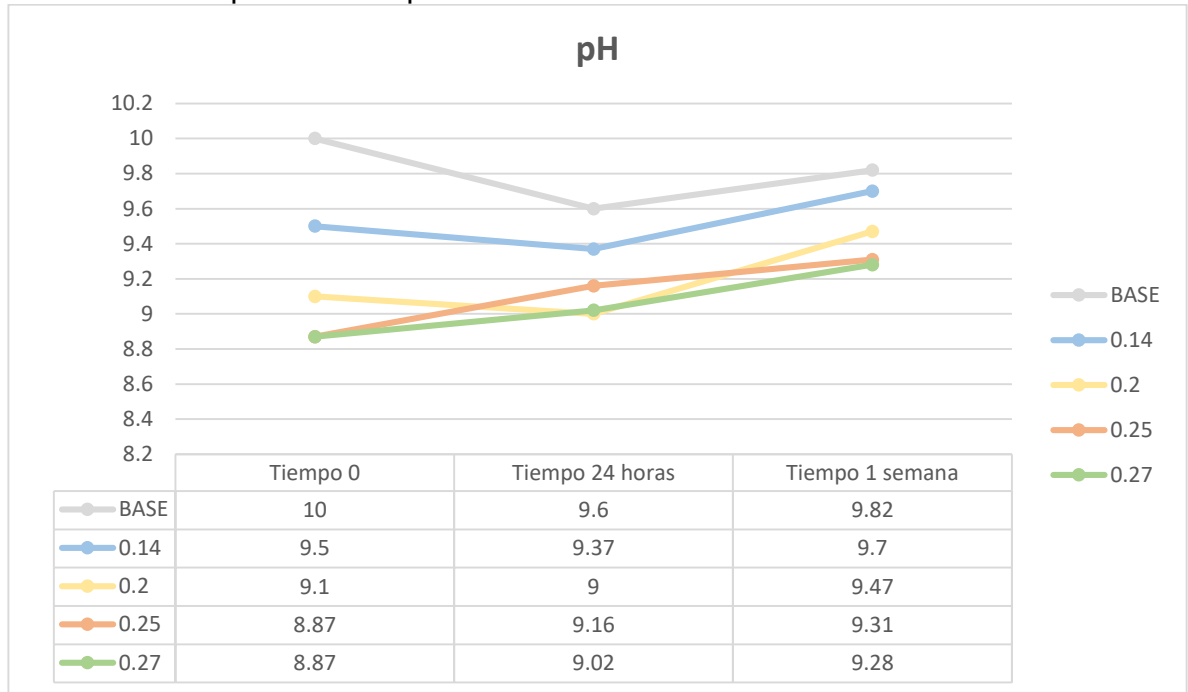
Tabla 17. Resultados pH

muestra	pH	
	tiempo	pH
base	0h	10
	24h	9.6
	1 semana	9.82
0.14	0h	9.5
	24h	9.37
	1 semana	9.7
0.2	0h	9.1
	24h	9
	1 semana	9.47
0.25	0h	8.87
	24h	9.16
	1 semana	9.31
0.27	0h	8.87
	24h	9.02
	1 semana	9.28

Fuente: elaboración propia.

Reorganizando estos datos en un gráfico comparativo para el pH de cada una de las muestras de diferentes concentraciones se obtiene:

Gráfica 6. Comparación de pH



Fuente: elaboración propia.

Con base en esta comparación se puede afirmar que:

- El poliacrilato de sodio es estado puro reduce considerablemente el pH de la muestra al ser agregado al fluido
- A medida que pasa el tiempo las variaciones de pH con cada concentración es diferente, caso concreto, las concentraciones de 0.14 a 1.20 lb/bbl tienden a reducir el pH de las muestras, mientras que en concentraciones más altas como las de 0.25 y 0.27 lb/bbl elevan el pH gradualmente.
- A pesar de lo anterior, después de las 24 horas de tomadas las mediciones, se evidencia un aumento progresivo en el pH en todas las muestras, de estas la que presenta un aumento más lento en el pH es el fluido que contiene **0.25 lb/bbl** de poliacrilato de sodio.

Tabla 18. Resultados de pruebas de laboratorio

fecha	muestra	densidad (ppg)	pH	REOLOGÍA						FILTRADO API		
				R600	R300	PV (cp)	YP	AV	GEL 10s	GEL 10m	filtrado	revoque
Tiempo 0	BASE	8.4	10	8	5	3	2	4	1	1	28	4
	0.14	8.45	9.5	22	18	4	14	11	4	3	28	1.5
	0.2	8.45	9.1	26	19	7	12	13	4	3	24	2
	0.25	8.5	8.87	31	24	7	17	15.5	4	6	25	2
Tiempo 24 horas	0.27	8.45	8.87	29	22	7	15	14.5	4	5	25	3
	BASE	8.4	9.6	9	6	3	3	4.5	2	2	19.5	1
	0.14	8.45	9.37	22	16	6	10	11	4	3	27.5	2
	0.2	8.42	9	21	16	5	11	10.5	6	6	17	1
Tiempo 1 semana	0.25	8.5	9.16	30	26	4	22	15	5	4	19.5	2
	0.27	8.45	9.02	29	23	6	17	14.5	7	8	20	1
	BASE	8.4	9.82	8	5	3	2	4	0	0.5	29	1
	0.14	8.45	9.7	29	21	8	13	14.5	5	5	30	2
Tiempo 1 semana	0.2	8.45	9.47	24	16	8	8	12	3	4	19	2
	0.25	8.5	9.31	20	12	8	4	10	5	4	16.5	1
	0.27	8.45	9.28	30	19	11	8	15	3	4	18	2

5. EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera de este proyecto se realiza mediante la comparación de costos basados en los resultados arrojados en el trabajo de grado que lleva por nombre **“Evaluación técnico-financiera a nivel de laboratorio de la utilización del Poliacrilato de Sodio como extendedor de Bentonita en fluidos de perforación base agua”** Del Castillo Camacho Daniela y García Rubio Ernesto. 2017 frente a la propuesta de los autores **“EVALUACIÓN TECNICO FINANCIERA A NIVEL DE LABORATORIO DE LA UTILIZACIÓN DEL POLIACRILATO DE SODIO EN ESTADO PURO COMO EXTENDEDOR DE BENTONITA EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA”**.

En este capítulo se comparan los costos asociados a los extendedores de Bentonita Poliacrilato de Sodio (obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales), y Poliacrilato de Sodio en estado puro, para determinar la viabilidad financiera del Poliacrilato de Sodio en estado puro frente al Poliacrilato de Sodio (obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales), como extendedor de Bentonita en un fluido de perforación base agua.

El proyecto estudia una prospección en un periodo de tres años, con una tasa de interés de oportunidad de 32% e.a., propia de la empresa Ingeniería Medio Ambiental IMA S.A.S.; donde, se establece como ejemplo una campaña de perforación dada para 30 pozos al año para los siguientes tres años; como unidad monetaria de referencia del proyecto se maneja Dólar Americano (USD) y se utilizará la metodología del indicador financiero el Valor presente de los egresos (VPe), para determinar la viabilidad financiera del proyecto.

Para la realización de este capítulo, el valor del dólar a utilizar será \$ 2.985 COP, el cual según indicadores económicos es el valor máximo al cual llegará el precio del dólar en el presente año (2018) y en pro de la evaluación financiera del proyecto, se mantendrá constante durante el tiempo hasta el año 2020⁸⁴.

5.1 DETERMINACIÓN DE BASE DE CÁLCULO

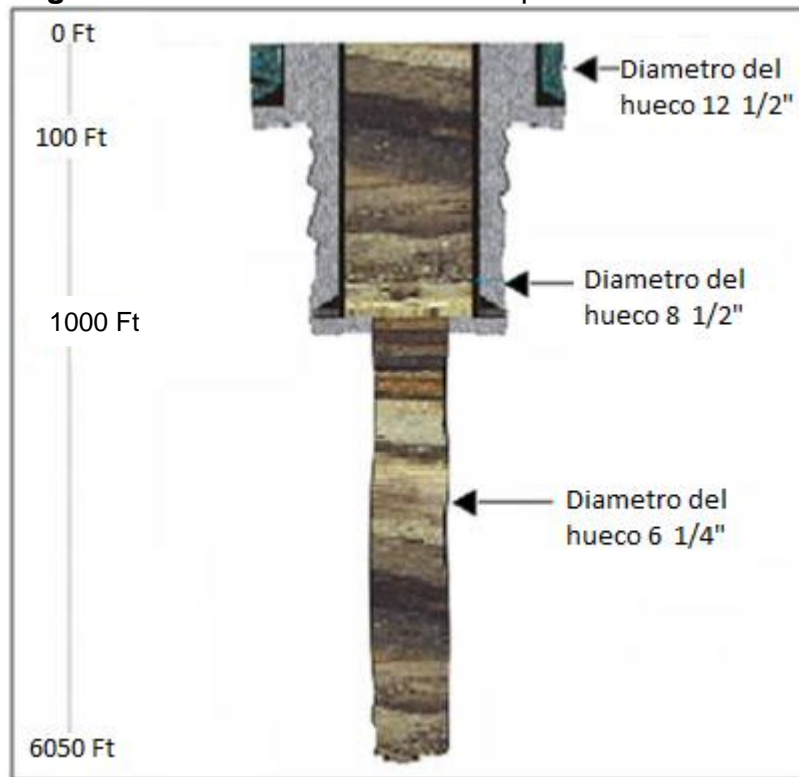
Para el análisis financiero de este proyecto se utilizó como base de cálculo, el volumen de fluido de perforación requerido para perforar un pozo vertical convencional sin contemplar ningún tipo de inconvenientes. Lo anterior en pro de ampliar un poco mas el marco de referencia económico de los extendedores utilizados y así mismo poder realizar una comparación con rangos mas amplios que permitan evidenciar con mayor claridad la viabilidad financiera de los mismos, teniendo en cuenta que los fluidos de perforación a evaluar se clasifican como fluidos de perforación para la etapa inicial de la perforación de un pozo, es decir, como (lodo de inicio) utilizado a una profundidad no mayor a los 1000 Ft. cabe

⁸⁴ Indicadores económicos. Dólar Web [en línea], 25 de Mayo de 2018. Disponible en internet: <https://dolar.wilkinsonpc.com.co/dolar-historico/dolar-historico-2018.html>

resaltar que dicho ejercicio es netamente académico.

En la **Figura 12**, se presenta el estado mecánico del pozo a evaluar en este proyecto y en la **Tabla 19** se muestran las capacidades y volúmenes de las tuberías y hueco abierto del mismo.

Figura 12. Estado mecánico de un pozo convencional.



Fuente: elaboración propia.

A continuación, en la **Tabla 19**, se muestra el volumen de fluido de perforación necesario para el pozo planteado en la **Figura 12** con una profundidad total de 6050 Ft.

Para el ejemplo a desarrollar se toma un volumen en superficie de 650 Bbl, y se realiza la evaluación financiera del fluido de perforación hasta una profundidad de 1000 Ft; Motivo por el cual, teniendo en cuenta este valor, en la **Tabla 19**, se muestra el volumen total final.

Tabla 19. Capacidades y volúmenes de tubería y hueco abierto del estado mecánico del pozo.

OD (pulg)	Profundidad (Ft)	Capacidad Vol.(Bbl/Ft)	Volumen (Bbl)
8,5	1000	0,07	70,18
		vol. 1 fase	70,18

Fuente: elaboración propia.

Tabla 20. Volumen total final.

Sección	Volumen (Bbl)
Superficie	650
Pozo 1 fase	70,18
Total	720,18

Fuente: elaboración propia.

5.2 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX) ASOCIADOS A LOS EXTENDEDORES DE BENTONITA EMPLEADOS

A continuación, se presenta los costos operativos asociados a los dos extendedores de Bentonita evaluados. La empresa Ingeniería Medio Ambiental IMA S.A.S., asume la compra del extendedor de Bentonita Poliacrilato De Sodio en estado puro.

Como se mencionó al principio de este capítulo, se tomará los valores de compra del Poliacrilato de Sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales, los cuales se usaron en el desarrollo del ejemplo planteado en este trabajo para la posterior comparación de la viabilidad financiera del Poliacrilato de Sodio en estado puro frente éste.

5.2.1 Costos asociados al Poliacrilato de Sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales. En la **Tabla 21**, se presenta el valor de compra del Poliacrilato de Sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales, el cuál será el mismo para el año 2018, 2019 y 2020 debido a que por ser un producto de fabricación nacional no requiere gastos adicionales al valor directo de compra.

Tabla 21. Costo de adquisición del Poliacrilato de Sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales para los años 2018, 2019 y 2020

	Peso Colombiano / Kilo	Dólar / Kilo	Dólar / Libra
Valor compra	1200	0,402	0,18

Fuente: elaboración propia.

Conocido el valor de compra del Poliacrilato de Sodio obtenido, a partir de los residuos de la fabricación de pañales y la concentración que mejor comportamiento presentó, se obtiene el valor de perforación para un pozo con este extendedor, como

se observa en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Costo asociado a un pozo perforado empleando Poliacrilato de Sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales.

Volumen Pozo (Bbl)	Concentración del extendedor (Lb/Bbl)	Costo extendedor (USD / Lb)	Valor de perforación de un pozo (USD)
720,18	0,25	0,18	32,40

Fuente: elaboración propia.

Teniendo en cuenta los valores de la tabla anterior, se obtiene el valor de perforación para treinta pozos usando como extendedor de Bentonita el Poliacrilato de Sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales, como se observa en la **Tabla 23**.

Tabla 23. Costo por año usando Poliacrilato de Sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales en la perforación de 30 pozos. A una concentración de 0,25 lb/bbl

Años	Número de pozos	Valor de perforación de un pozo (USD)	Total (USD)
1	30	32,40	972,24
2	30	32,40	972,24
3	30	32,40	972,24
Total			2.916,72

Fuente: elaboración propia.

5.2.2 Costos asociados al Poliacrilato de Sodio en estado puro. A continuación, se muestran los costos asociados a la compra del Poliacrilato de Sodio en estado puro, para el año 2018, 2019 y 2020 como se observa en la **Tabla 24**; cabe aclarar que dentro de este valor de compra ya se encuentran contemplados el valor correspondiente al impuesto de la DIAN, el CIF (costo, seguro y flete de la logística marítima o fluvial.) y transporte.

Tabla 24. Costo de adquisición del Poliacrilato de Sodio en estado puro para los años 2018, 2019 y 2020.

	COP / Kg	USD / Kg	USD / Lb
Valor de compra del extendedor (Kg)	12.000	4,02	1,82

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo al valor de compra del Poliacrilato de Sodio en estado puro y las concentraciones que mejor comportamiento presentaron se obtiene el valor de

perforación para un pozo con este extendedor, como se observa en la **Tabla 25**.

Tabla 25. Costo asociado a un pozo perforado empleando Poliacrilato de Sodio en estado puro.

Volumen Pozo (Bbl)	Concentración del extendedor (Lb/Bbl)	Costo extendedor (USD / Lb)	Valor de perforación de un pozo (USD)
720,18	0,25	1,8	324,08
720,18	0,2	1,8	259,26

Fuente: elaboración propia.

A partir de los valores de la tabla anterior, se obtiene el valor de perforación para treinta pozos usando como extendedor de Bentonita el Poliacrilato de Sodio en estado puro, como se observa en la **Tabla 26**.

Tabla 26. Costo por año usando Poliacrilato de Sodio en estado puro en la perforación de 30 pozos con una concentración de 0,25 lb/Bbl.

Años	Número de pozos	Valor de perforación de un pozo (USD)	Total (USD)
1	30	324,08	9.722,4
2	30	324,08	9.722,4
3	30	324,08	9.722,4
Total			29.167,2

Fuente: elaboración propia.

Tabla 27. Costo por año usando Poliacrilato de Sodio en estado puro en la perforación de 30 pozos con una concentración de 0,2 lb/Bbl.

Años	Número de pozos	Valor de perforación de un pozo (USD)	Total (USD)
1	30	259,26	7.777,8
2	30	259,26	7.777,8
3	30	259,26	7.777,8
Total			23.333,4

Fuente: elaboración propia.

5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

Con el fin de evaluar financieramente el proyecto se realizó la simulación de costos de cada uno de los extendedores propuestos en este trabajo, teniendo en cuenta que para el caso del Poliacrilato de sodio en estado puro se evalúan dos concentraciones que presentan un buen desempeño en las pruebas de laboratorio.

5.3.1 Tasa de interés de Oportunidad. Según Jhony de Jesús Meza corresponde al interés mínimo que el inversionista está dispuesto a ganar al momento de invertir en un proyecto, por tanto, es determinante al momento de calcular los diferentes indicadores y depende de la experiencia de la organización interesada. “la empresa Ingeniería Medioambiental IMA S.A.S. evalúa los proyectos con una tasa de interés de retorno correspondiente a 32% efectivo anual”. En concordancia con la TIO a la cual se basó el proyecto antecesor a éste titulado **“Evaluación técnico-financiera a nivel de laboratorio de la utilización del Poliacrilato de Sodio como extendedor de Bentonita en fluidos de perforación base agua”** presentado en el año 2017.

5.3.2 Valor Presente. Es una fórmula que nos permite calcular cuál es el valor de hoy que tiene un monto de dinero que no recibiremos ahora mismo sino más adelante, en el futuro. Para calcular el VP necesitamos conocer dos cosas: los flujos de dinero que se reflejen como egresos en el futuro y una tasa que permita descontar estos flujos (entiéndase como un costo de oportunidad).

Para calcular el valor presente se utilizó la siguiente ecuación:

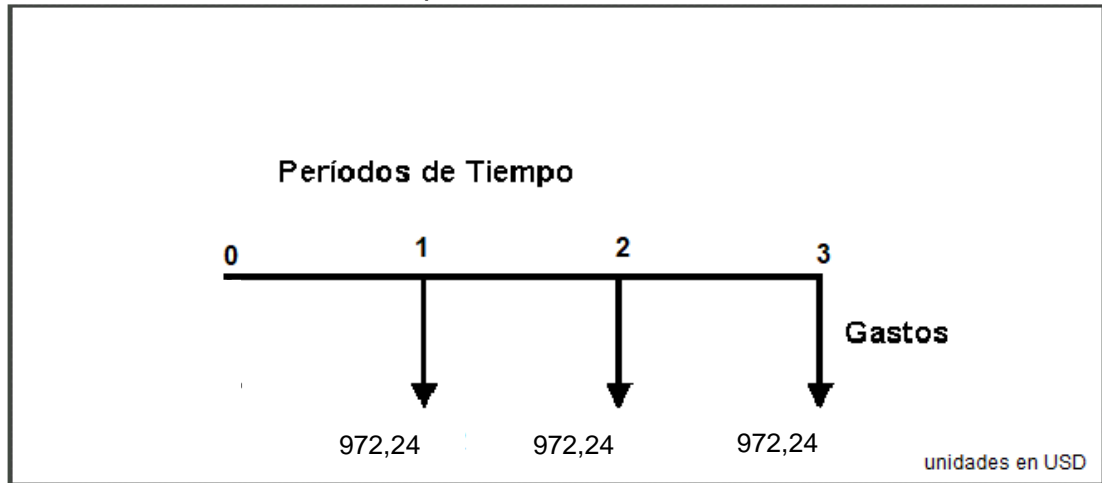
Ecuación 9. Valor actual o presente

$$VA = \frac{VF}{(1+i)^n}$$

Fuente: Commons. Valor presente. Economipedia. [en línea] 2015. Disponible en internet: <http://economipedia.com/definiciones/valor-presente.html>

5.3.3 Línea de flujo de efectivo para el extendedor de Bentonita Poliacrilato de sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales. En la **figura 13** se muestran los costos asociados a la simulación de la campaña de perforación traídos a valor presente o actual, con el Poliacrilato de sodio obtenido a partir de los residuos la fabricación de pañales.

Figura 13. Línea de flujo para el Poliacrilato de sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales. A 0,25 lb/bbl



Fuente: elaboración propia.

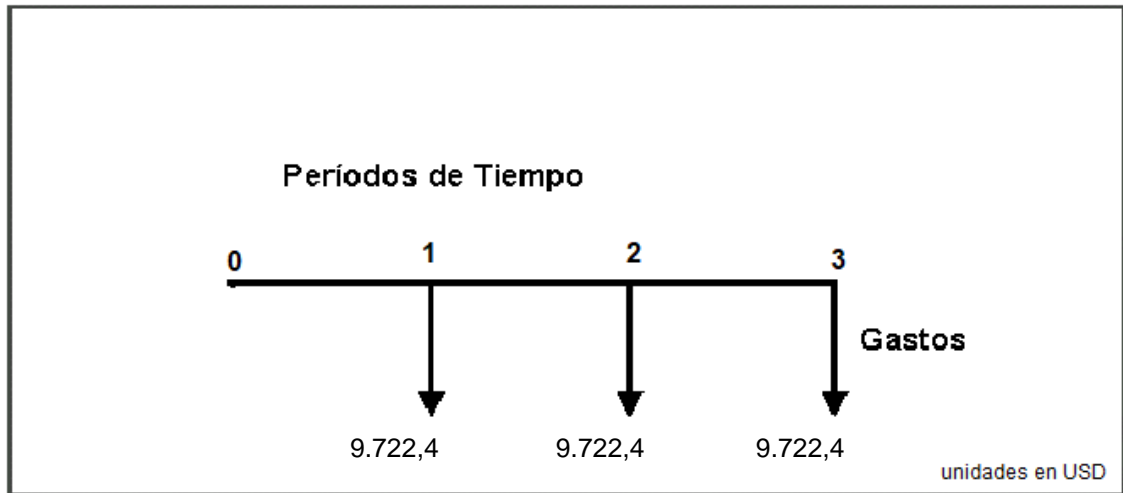
$$VA = -\frac{972,24}{(1 + 0,32)^1} - \frac{972,24}{(1 + 0,32)^2} - \frac{972,24}{(1 + 0,32)^3} = -1.717,25 \text{ USD}$$

$$VA = -736,54 - 557,98 - 422,71 = -1.717,25 \text{ USD}$$

De acuerdo con lo anterior, el valor presente de los egresos del (titulo Proyecto anterior) es de = **-1.717,25 USD**, que sirve como punto de comparación frente al Proyecto que los autores presentan

5.3.4 Línea de flujo de efectivo para el extendedor de Bentonita Poliacrilato de en estado puro a una concentración de 0,25 lb/bbl. En la **figura 14** se muestran los costos asociados a la simulación de la campaña de perforación traídos a valor presente o actual, con el Poliacrilato de sodio en estado puro a una concentración de 0,25 lb/bbl.

Figura 14. Línea de flujo para el Poliacrilato de sodio en estado puro a una concentración de 0,25 lb/bbl.



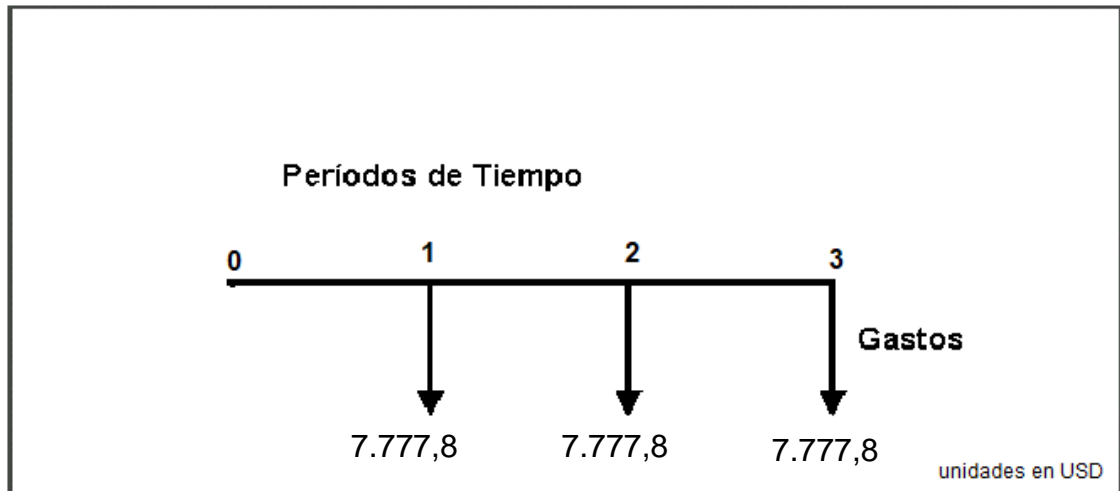
Fuente: elaboración propia.

$$VA = -\frac{9.722,4}{(1 + 0,32)^1} - \frac{9.722,4}{(1 + 0,32)^2} - \frac{9.722,4}{(1 + 0,32)^3} = -17.172,5 \text{ USD}$$

$$VA = -7.365,45 - 5.579,88 - 4.227,18 = -17.172,5 \text{ USD}$$

5.3.5 Línea de flujo de efectivo para el extendedor de Bentonita Poliacrilato de en estado puro a una concentración de 0,2 lb/bbl. En la **figura 15** se muestran los costos asociados a la simulación de la campaña de perforación traídos a valor presente o actual, con el Poliacrilato de sodio en estado puro a una concentración de 0,2 lb/bbl.

Figura 15. Línea de flujo para el Poliacrilato de sodio en estado puro a una concentración de 0,2 lb/bbl.



Fuente: elaboración propia.

$$VA = -\frac{7.777,8}{(1 + 0,32)^1} - \frac{7.777,8}{(1 + 0,32)^2} - \frac{7.777,8}{(1 + 0,32)^3} = -13.737,81 \text{ USD}$$

$$VA = -5.892,2 - 4.463,8 - 3.381,6 = -13.737,81 \text{ USD}$$

En resumen, se presenta el siguiente cuadro comparativo de las operaciones en material de costos.

Tabla 28. Resumen de resultados.

	0,2 lb/bbl	0,25 lb/bbl
Poliacrilato de sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales.	N/A	= -1.717,25 USD
Poliacrilato de sodio en estado puro	-13.737,81 USD	-17.172,5 USD

Fuente: elaboración propia.

5.4 CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Una vez terminada la evaluación financiera se concluye que:

- Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la evaluación financiera, y después de aplicar la herramienta de valor presente de los egresos para cada uno de los casos durante tres años continuos, a una tasa TIO del 32% anual, es evidente que en materia financiera es menos costoso la utilización del Poliacrilato de sodio obtenido a partir de los residuos de la fabricación de pañales, pues el valor presente de los flujos futuros de los costos, es de **-1.717,25 USD**, ya que el costo de adquisición de la materia prima, siendo residuos de un proceso, es 10 veces menor que el del Poliacrilato de sodio en estado puro.

6. CONCLUSIONES

- El fluido de perforación es un componente vital para el desarrollo de las operaciones de perforación de un pozo ya que cumple con funciones esenciales como lo son la estabilidad del pozo, y la limpieza del mismo.
- Se logró determinar que la bentonita como viscosificante es muy relevante en la elaboración de fluidos de perforación base agua debido a su capacidad encapsulante.
- Mediante el uso de una matriz de impacto comparativa se logra asociar propiedades reológicas de los diferentes poliacrilatos utilizados en función de sus propiedades fisicoquímicas. Determinando que a concentraciones de 0,2 y 0,25 lb/bbl la resistencia gel asociada a la capacidad de suspensión del fluido son mejores.
- Las pruebas de laboratorio propuestas en la delimitación del proyecto, permitieron obtener y comparar los resultados del comportamiento del poliacrilato de sodio en estado puro demostrando que a una concentración de 0,2 lb/bbl se obtiene el menor valor de filtrado promedio de 20mL asociado a un mejor revoque.
- De acuerdo al comportamiento, el tiempo de reposo en que los fluidos estuvieron, se elige la muestra de 0.25 lb/bbl como la mejor opción de las concentraciones estudiadas ya que presenta menos variaciones en los resultados logrando mantener el pH en un valor promedio de 9,1 y una reología promedio a 10 minutos de 4.
- Debido a que la concentración con mejor desempeño del poliacrilato de sodio en estado puro y el poliacrilato de sodio obtenido a partir de los residuos de fabricación de pañales, es de 0.25 lb/bbl, para ambos casos, se basa el análisis en un estudio financiero el cual decidirá la mejor opción entre los dos tipos de poliacrilato de sodio.
- Se concluye que el poliacrilato de sodio obtenido a partir de la fabricación de pañales presenta un favorecimiento económico bastante considerable comparado con el poliacrilato de sodio en estado puro con un valor de inversión de $-1.717,25 \text{ USD}$ y $-17.172,5 \text{ USD}$ respectivamente pues este último es 10 veces más costoso lo cual representa mayores gastos para la campaña de perforación.

7. RECOMENDACIONES

- Evaluar el poliacrilato de sodio en estado puro en un rango de concentraciones más amplio, que permita evidenciar qué pasa con una concentración más cercana a 1 lb/bbl.
- Implementar el fluido de perforación propuesto en el trabajo de grado para la perforación de la primera fase de un pozo determinando los ajustes necesarios y el comportamiento en campo.
- Realizar un análisis de resistencia a la degradación del fluido seleccionado en este trabajo con poliacrilato de sodio en estado puro como extendedor de bentonita añadiendo análisis de temperatura y presión.

BIBLIOGRAFÍA

BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. Fondo educativo panamericano. Bogotá. 2005, 197p.

BAKER HUGHES INTEQ. Fluidos: Manual de ingeniería. Revisión B. Estados Unidos. BAKER HUGHES, 1998. 568p.

CAVANAGH, Peter, WARREN, Brent K., WOODLAND, Dave. New Bentonite extension provides a better gel quality evaluation. Calgary, 1992.6p. PETSOC-92-07-02. Shell Canadá Limited.

ENERGY AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. Revisión A-1. Houston. API, 2001. 829p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográficas. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008 110 p.

DEL CASTILLO CAMACHO, Daniela, GARCÍA RUBIO, Ernesto Andrés. Evaluación técnico-financiera a nivel de laboratorio de la utilización del Poliacrilato de Sodio como extendedor de Bentonita en fluidos de perforación base agua.

MOSQUERA NARVÁEZ, David Mauricio. Estudio del aprovechamiento de subproductos de Poliacrilato de sodio y celulosa provenientes de la industria pañalera en procesos de perforación petrolera. Bogotá, 2012, 138p. Trabajo de grado (Ingeniero Químico). Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería. Ingeniería Química. 91

PDVSA CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO. Manual de fluidos de perforación: Primera versión. Venezuela. CIED, 2002. 285p.
SCHLUMBERGER. Introducción a los fluidos de perforación, 2001 1 – 45 p.

ANEXOS

ANEXO A
NORMA API 13 a

Table of Contents

- 1.0 General
 - 1.1 Evaluation Base Clay
 - 1.2 Calibration Barite
 - 1.3 Test Calibration Bentonite
 - 1.4 Documentation Requirements
 - 1.5 Shipping Requirements
 - 1.6 Marking Requirements
 - 1.7 Storage Requirements
- 2.0 Product
 - 2.1 Attapulgite
 - 2.2 Barite
 - 2.3 Bentonite
 - 2.4 Non-Treated Bentonite
 - 2.5 Hematite
 - 2.6 High-Viscosity CMC (CMC-HVT)
 - 2.7 Low-Viscosity CMC (CMC-LVT)
 - 2.8 High-Viscosity Polyanionic Cellulose (PAC-HV)
 - 2.9 Low-Viscosity Polyanionic Cellulose (PAC-LV)
 - 2.10 Sepiolite
 - 2.11 Starch
 - 2.12 Xanthan Gum

1.0 GENERAL

Specification 13A includes the following requirements for product ordered and may be applicable in addition to any product-specific requirements listed in other sections identified herein:

1.1 EVALUATION BASE CLAY

Testing Product: Evaluation Base Clay Grade: API Standard

Product Information: API Specification 13A – 4.2.5

API standard evaluation base clay (formerly OCMA base clay; not OCMA grade bentonite): stocks of API standard evaluation base clay have been set aside and can be ordered through the API.

API Specification 13A – 17.4.1.2 Footnote 13

API standard evaluation base clay is an example of a suitable product available commercially. Requests for clay should be directed to the API which will forward the request to a supplier for further handling. This information is given for the convenience of users of this Internal Standard and does not constitute an endorsement by ISO of this product.

1.2 CALIBRATION BARITE

Testing Product: Calibration barite Grade: Calibration

Product Information: API Specification 13A – Annex B.1.2

Calibration barite and test calibration bentonite are available through the API offices (see 4.2.1) for use by laboratories to determine their test precision.

1.3 TEST CALIBRATION BENTONITE

Testing Product: Test calibration bentonite Grade: Test calibration

Product Information: API Specification 13A – Annex B.1.2

Calibration barite and test calibration bentonite are available through the API offices (see 4.2.1) for use by laboratories to determine their test precision.

1.4 DOCUMENTATION REQUIREMENTS

Documentation: Certificates of Calibration Product: All

Description of Requirements: Use of test calibration materials in checking testing procedures API Specification 13A – 4.2.3

The custodian Shall furnish a certificate of analysis for each sample

1.5 SHIPPING REQUIREMENTS

Shipping: Packaging Material Product: All

Description of Requirements: API Specification 13A – 6.1.1

Packaging of palletized goods should safeguard the means of safe handling, transport, storage and identification, and minimize damage and spillage. Packed material should be inside the dimensions of the pallet although some overhang is allowed.

API Specification 13A – 4.2.3

The custodian Shall furnish a certificate of analysis for each sample

Shipping: Pallets Product: All

Description of Requirements: API Specification 13A – 6.2.2

Preferred sizes for wooden pallets include the following: a) 1 200 mm × 1 000 mm (47 in × 39 in) CP6; 1 140 mm × 1 140 mm (45 in × 45 in) CP8/CP9/CP3;

1 219 mm × 1 219 mm (48 in × 48 in);

1 118 mm × 1 321 mm (44 in × 52 in);

1 067 mm × 1 321 mm (42 in × 52 in), equivalent to CP4/CP7;

1 016 mm × 1 219 mm (40 in × 48 in). NOTE CP is the size as defined in ISO 6780. API Specification 13A –

6.2.3

Other pallet sizes and details concerning design and construction should be agreed upon by the manufacturer and the customer.

Shipping: Pallet Covers

Product: All

Description of Requirements: API Specification 13A–6.6.2 All plastics should be UV-stabilized, unless otherwise requested.

1.6 MARKING REQUIREMENTS

Marking: Bags

Product: All

Description of Requirements: API Specification 13A–6.5 Markings shall include the following, where applicable and as specified by individual contracts: a) name of the material in print script at least 13 mm (0,5 in) high; b) mass, which shall be denominated in kilograms, of the material in letters, or numbers and letters, at least 6 mm (0,25 in) high; c) lot/batch number in print script and/or numbers at least 3 mm (0,125 in) high, traceable to manufacturer's country of origin; d) identification as recyclable; e) safety information.

Marking: Pallets

Product: All
Description of Requirements: API Specification 13A–6.4 Markings should include the following, where

applicable and as specified by individual contracts: a) product name; b) gross/net mass, in kilograms (pounds); c) other information as required, such as manufacturer's name, gross allowable mass, disposal options.

1.7 STORAGE REQUIREMENTS

Storage:	All
Product:	All
Description of Requirements:	API Specification 13A – 6.8

The manufacturer shall advise on storage upon request.

2.0 PRODUCT

2.1 ATTAPULGITE

Product: Attapulgit Grade: Drilling Grade

Product Description: API Specification 13A – 12.1.1

Drilling-grade Attapulgit clay is a naturally occurring clay mineral. Accessory minerals include quartz, feldspar and calcite.

Product Physical: API Specification 13A – 12.1.2

Requirements:

Drilling-grade Attapulgite shall be deemed to meet the requirements of this International Standard if a composite sample representing no more than one day's production conforms to the physical specifications of Table 11, represents the product produced and is controlled by the manufacturer.

Table 11 – Attapulgite physical specifications

Requirement	Standard
Suspension properties:	
Viscometer dial reading at 600 r/min	Minimum 30
Residue of diameter greater than 75 µm	Maximum mass fraction 8,0 %
Moisture, percent	Maximum mass fraction 16,0 %

Note: General Shipping & Marking Requirements are listed in the General Requirements Section of this Purchasing Guideline

2.2 BARITE

Product: Barite Grade: Drilling Grade

Product Description: API Specification 13A – 7.1.1

Drilling-grade barite is produced from commercial barium sulfate-containing ores. The manufacturer shall retain certificates of analysis or similar documentation on these commercial barium sulfate ores. It may be produced from a single ore or a blend of ores and may be a straight- mined product or processed by beneficiation methods, i.e. washing, tabling, jigging or flotation. It may contain accessory minerals in addition to the barium sulfate (BaSO₄) mineral. Because of mineral impurities, commercial barite can vary in color from off-white to grey to red or brown.

Product Physical: API Specification 13A – 7.1.2

Note 1: End users should be aware that the material described in this clause has a lower density than ISO13500/API 13A, Clause 7 Barite (API Specification 13A – 20.1.3)

Note 2: General Shipping & Marking Requirements are listed in the General Requirements Section of this Purchasing Guideline

Testing Product: Calibration barite
Grade: Calibration
Product Information: API Specification 13A – Annex B.1.2 Calibration barite and test calibration bentonite are available through the API offices (see 4.2.1) for use by laboratories to determine their test precision.

Note: Calibration barite can also be found in the General Requirements Section of this Purchasing Guideline

2.3 BENTONITE

Product: Bentonite Grade: Drilling Grade

Product Description: API Specification 13A – 9.1.1 Drilling-grade bentonite is a naturally occurring clay containing the clay minerals of smectite. It can also contain accessory minerals, such as quartz, mica, feldspar and calcite.

Product Physical Requirements: API Specification 13A – 9.1.2 Drilling-grade bentonite shall be deemed to meet the requirements of this

International Standard if a composite

sample representing no more than one day's production conforms to the physical specifications of Table 8, represents the product produced and is controlled by the manufacturer.

Table 8 – Bentonite physical specifications

Requirement	Standard
Suspension properties:	
Viscometer dial reading at 600 r/min	Minimum 30
Yield point/plastic viscosity ratio	Maximum 3
Filtrate volume	Maximum 15,0 ml
Residue of diameter greater than 75 μm	Maximum mass fraction 4,0 %

Note: General Shipping & Marking Requirements are listed in the General Requirements Section of this Purchasing Guideline

Product: Bentonite Grade: OCMA

Product Description: API Specification 13A – 11.1.1 OCMA-grade bentonite is a montmorillonite-based clay which, by nature of its source, cannot meet all aspects of Clause 9. This bentonite may have been treated with soda ash, polymer or other chemicals to improve suspension property performance.

Product Physical API Specification 13A – 11.1.2 Requirements: OCMA-grade bentonite shall be deemed to meet the requirements of this International Standard if a composite sample representing no more than one day's production conforms to the physical specifications of Table 10, represents the product produced and is controlled by the manufacturer.

Product Specific Marking API Specification 13A – 11.1.3 Requirements: Manufacturers and licensees shall provide appropriate markings on the container in block letters at least 6 mm (0,25 in) high below the name of the material, the type of treatment of the bentonite with polymer, soda ash or other material.

Table 10– OCMA grade bentonite physical specifications

Requirement	Standard
Suspension properties:	
Viscometer dial reading at 600 r/min	Minimum 30
Yield point/plastic viscosity ratio	Maximum 6
Filtrate volume, milliliters	Maximum 16,0
Residue of diameter greater than 75 μm	Maximum 2,5 % mass fraction

Note: General Shipping & Marking Requirements are listed in the General Requirements Section of this Purchasing Guideline

Testing Product: Test calibration bentonite
 Grade: Test calibration
 Product Information: API Specification 13A – Annex B.1.2

Calibration barite and test calibration bentonite are available through the API offices (see 4.2.1) for use by laboratories to determine their test precision.

Note: Test calibration barite can also be found in the Additional Requirements Section of this Purchasing Guideline

2.4 NON-TREATED BENTONITE

Product: Non-treated Bentonite

Grade: Drilling Grade

Product Description: API Specification 13A – 10.1.1 Drilling-grade non-treated bentonite clay, composed principally of the mineral smectite, is dried and ground, but not chemically treated. It can also contain accessory minerals, such as quartz, mica, feldspar and calcite.

Product Physical API Specification 13A – 10.1.2

Requirements: Drilling-grade non-treated bentonite shall be deemed to meet the requirements of this International Standard if a composite sample representing no more than one day's production conforms to the physical specifications of Table 9, represents the product produced and is controlled by the manufacturer.

Table 9 – Non-treated bentonite physical specifications

Requirement	Standard
Suspension properties:	
Yield point/plastic viscosity ratio	Maximum 1,5
Dispersed plastic viscosity, millipascal-seconds	Minimum 10
Dispersed filtrate volume, milliliters	Maximum 12,5

Note: General Shipping & Marking Requirements are listed in the General Requirements Section of this Purchasing Guideline

2.5 HEMATITE

Product: Hematite

Grade: Drilling Grade

Product Description: API Specification 13A – 8.1.1 Drilling-grade hematite is produced from commercial ores, and may be a single ore or blends of hematite ores. The hematite ores may be a straight, mined product or processed material. Minor amounts of common accessory materials, other than the iron oxide (Fe₂O₃) mineral, include silicon oxide, aluminum oxide, calcium oxide, and magnesium oxide.

Product Physical

API Specification 13A – 8.1.2

Requirements: Drilling-grade hematite shall be deemed to meet the requirements of this International Standard if a composite sample representing no more than one day's production conforms to the chemical and physical specifications of Table 6, represents the product produced, and is controlled by the manufacturer.

Table 6 – Hematite chemical and physical specifications

Requirement	Standard
Density	5,05 g/ml, minimum
Water-soluble alkaline earth metals, as calcium	100 mg/kg, maximum
Residue greater than 75 µm	Maximum mass fraction 1,5 %
Residue greater than 45 µm	Maximum mass fraction 15 %
Particles less than 6 µm in equivalent spherical diameter	Maximum mass fraction 15 %

Note: General Shipping & Marking Requirements are listed in the General Requirements Section of this Purchasing Guideline

2.6 HIGH-VISCOSITY CMC (CMC-HVT)

Product: High-viscosity CMC (CMC-HVT) Grade: Technical-Grade

Product Description: API Specification 13A – 15.1.1

Technical-grade high-viscosity carboxymethylcellulose (CMC- HVT) is an alkali metal salt of carboxymethylcellulose. The manufacturer shall maintain documentation of the analysis of the cellulosic raw material used. API Specification 13A – 15.1.2

The product is a free-flowing or granulated powder and is not normally purified of by-products formed in the reaction.

Product Physical Requirements: API Specification 13A – 15.1.3

CMC-HVT shall be deemed to meet the requirements of this International Standard if a composite sample representing no

more than one day's production conforms to the physical specifications of Table 14, represents the product produced and is controlled by the manufacturer.

Technical Requirements: API Specification 13A – 15.1.4

Product Rejection CMC-HVT shall be free from any starch or starch derivatives.

Therefore, a qualitative starch determination shall be performed before proceeding with the CMC-

HVT performance testing. If starch is found, no further testing should be performed and the sample shall be rejected.

Table 14 – CMC-HVT physical specifications

Requirement	Standard
Starch or starch derivate presence	No
Solution properties:	
Viscometer dial reading at 600 r/min	
–in deionized water	Minimum 30
– in 40 g/l salt solution	Minimum 30
– in saturated salt water	Minimum 30
Filtrate volume, milliliters	Maximum 10,0

Note: General Shipping & Marking Requirements are listed in the General Requirements Section of this Purchasing Guideline

2.7 LOW-VISCOSITY CMC (CMC-LVT)

Product: Low-viscosity CMC (CMC-LVT) Grade: Technical-Grade

Product Description: API Specification 13A – 14.1.1

Technical-grade low-viscosity carboxymethylcellulose (CMC- LVT) is an alkali metal salt of carboxymethylcellulose.

API Specification 13A – 14.1.2

The product is a free-flowing or granulated powder.

Product Physical API Specification 13A – 14.1.3

Requirements: CMC-LVT shall be deemed to meet the requirements of this International Standard if a composite sample representing no

more than one day's production conforms to the physical specifications of Table 13, represents the product produced and is controlled by the manufacturer.

Technical Requirements: API Specification 13A – 14.1.4
Product Rejection CMC-LVT shall be free of any starch or starch derivatives.

Therefore, a qualitative starch determination shall be performed before proceeding with the CMC-LVT performance testing. If starch is found, no further testing should be performed and the sample shall be rejected.

Table 13 – CMC-LVT physical specifications

Requirement	Standard
Starch or starch derivate presence	No
Solution properties	
Viscometer dial reading at 600 r/min	Maximum 90
Filtrate volume, milliliters	Maximum 10

Note: General Shipping & Marking Requirements are listed in the General Requirements Section of this Purchasing Guideline

2.8 HIGH-VISCOSITY POLYANIONIC CELLULOSE (PAC-HV)

Product: High-viscosity Polyanionic cellulose (PAC-HV) Grade: Regular

Product Description: API Specification 13A – 18.1.1 PAC-HV, also referred to as API PAC regular grade, is a

water-soluble polymer produced only from cellulose chemically reacted with carboxy-methyl (anionic) groups. The product obtained is further purified to significantly increase the active polymer content.

The product is a free-flowing and/or granular powder. See Table 17 for physical requirements.

API Specification 13A – 18.1.2

PAC-HV is widely used in water-based drilling fluid for a variety of applications, such as filtration control, viscosity and shale inhibition. Although field use can vary, this procedure focuses on filtration-control and viscosity-control characteristics.

Product Physical API Specification 13A – 18.1.7

Requirements: To obtain the best handling in the field, it is recommended that the particle size for the PAC-HV powder be $\leq 0,8$ mm (≤ 20 mesh).

Technical Requirements: API Specification 13A – 18.1.1

Product Rejection It shall not contain any other polysaccharides, such as starch, guar or other naturally occurring polymers or their derivatives.

API Specification 13A – 18.1.4

PAC-HV shall be free of any foreign polymer. Therefore, a qualitative starch determination shall be performed before the performance tests. If starch is found, no further testing should be performed and the sample shall be rejected.

Table 17 – PAC-HV physical requirements

Requirement	Standard
Presence of starch or starch derivatives	Absent
Moisture content	Maximum 10 %
Apparent viscosity	Minimum 50 cP
API filtrate volume	Maximum 23 ml

Note: General Shipping & Marking Requirements are listed in the General Requirements Section of this Purchasing Guideline

2.9 LOW-VISCOSITY POLYANIONIC CELLULOSE (PAC-LV)

Product: Low-viscosity Polyanionic cellulose (PAC-LV) Grade: Low-viscosity

Product Description: API Specification 13A–17.1.1 PAC-LV, also referred to as PAC low-viscosity grade, is a water-soluble polymer produced only from cellulose chemically reacted with carboxy-methyl (anionic) groups. The product obtained is further purified to significantly increase the active polymer content.

The product is a free-flowing and/or granular powder.

API Specification 13A – 17.1.2

PAC-LV is widely used in water-based drilling fluids for a variety of applications, such as filtration control, viscosity and shale inhibition. Although field use can vary, this procedure focuses on filtration control and viscosity characteristics.

Product Physical

API Specification 13A – 17.1.7

Requirements: To obtain the best handling in the field, it is recommended that the particle size for PAC LV powder be $\leq 0,8$ mm (≤ 20 mesh).

Technical Requirements:

API Specification 13A – 17.1.1

Product Rejection It shall not contain any other polysaccharides such as starch, guar or other naturally occurring polymers or their derivatives.

API Specification 13A – 17.1.4

PAC-LV shall be free of any foreign polymer. Therefore, a qualitative starch determination shall be performed. If starch is found, no further testing should be performed and the sample shall be rejected.

Filtrate Volume:

API Specification 13A – 17.4.1.2 Footnote 13 API standard evaluation

base clay is an example of a suitable

product available commercially. Requests for clay should be directed to the API which will forward the request to a supplier for further handling. This information is given for the convenience of users of this Internal Standard and does not constitute an endorsement by ISO of this product.

Table 16 – PAC-LV physical requirements

Requirement	Standard
Presence of starch or starch derivatives	Absent
Moisture content	Maximum 10 %
Apparent viscosity	Maximum 40 cP
Filtrate volume	Maximum 16 ml

Note 1: Filtrate Volume, API Specification 13A – 17.2.1.2 Footnote 13 can also be found in the General Requirements Section of this Purchasing Guideline

Note 2: General Shipping & Marking Requirements are listed in the General Requirements Section of this Purchasing Guideline

2.10 SEPIOLITE

Product: Sepiolite Grade: Drilling Grade

Product Description: API Specification 13A – 13.1.1 Drilling-grade Sepiolite is a naturally occurring clay mineral. Accessory minerals include quartz, feldspar and calcite.

Product Physical API Specification 13A – 13.1.2 Requirements: Drilling-grade Sepiolite shall be deemed to meet the requirements of this International Standard if a composite sample representing no more than one day's production conforms to the physical specifications of Table 12,

represents the product produced and is controlled by the manufacturer.

Table 12 – Sepiolite physical specifications

Requirement	Standard
Suspension properties:	
Viscometer dial reading at 600 r/min	Minimum 30
Residue of diameter greater than 75 μm	Maximum mass fraction 8,0 %
Moisture, percent	Maximum mass fraction 16,0 %

Note: General Shipping & Marking Requirements are listed in the General Requirements Section of this Purchasing Guideline

2.11 STARCH

Product: Starch Grade: Drilling Grade

Product Description: API Specification 13A – 16.1.1 Drilling-grade starch can be manufactured from several kinds of native starches

Product Physical API Specification 13A – 16.1.2

Requirements: Drilling-grade starch shall be free-flowing and free from lumps. Drilling-grade starch shall be deemed to meet the requirements of this International Standard if a composite sample representing no more than one day's production conforms to

the physical specifications of Table 15, represents the product produced and is controlled by the manufacturer.

Table 15 – Starch physical specifications

Requirement	Standard
Suspension properties:	
Viscometer dial reading at 600 r/min	
– in 40 g/l salt water	Maximum 18
– in saturated salt water	Maximum 20
Filtrate volume	
– in 40 g/l salt water, milliliters	Maximum 10
– in saturated salt water, milliliters	Maximum 10
Residue greater than 2 000 µm	No residue

Note: General Shipping & Marking Requirements are listed in the General Requirements Section of this Purchasing Guideline

2.12 XANTHAN GUM

Product: Xanthan Gum Grade: Drilling Grade

Product Description: API Specification 13A – 19.1.1 Xanthan gum is a water-soluble polysaccharide, commercially produced by a distinct fermentation process of *Xanthomonas*

campestris... The product may contain up to 3% of a material added specifically to enhance dispersibility or solubility of the product. Xanthan gum is an off-white, free-flowing granular powder.

API Specification 13A – 19.1.2

Xanthan gum is used in a wide variety of water-based drilling, workover or completion fluids as a rheology modifier to develop low-shear-rate viscosity and enhance suspension properties.

Product Physical API Specification 13A – 19.2.2 Requirements: Reagents

Technical Requirements: API Specification 13A – 19.1.1

Product Rejection [the product] shall not contain any other polysaccharide, such as starch, guar gum or other naturally occurring polymers or their derivatives.

API Specification 13A – 19.1.4

Xanthan gum shall be free of any foreign polymer including cellulosic, starch or guar gum.

Table 18 – Xanthan gum physical requirements

Requirement	Standard
Starch, guar, or their derivatives	Absent
Moisture content	Maximum 13 %
Screen analysis	
Less than 425 µm (11/64 in)	Minimum 95 %
Less than 75 µm	Maximum 50 %
Viscosity ^a	

Rotational viscometer, 300 r/min	Minimum 11 cP ⁶⁾ (minimum 55 dial reading)
Rotational viscometer, 6 r/min	Minimum 180 cP (minimum 18 dial reading)
Rotational viscometer, 3 r/min	Minimum 320 cP (minimum 16 dial reading)
Brookfield LV, 1,5 r/min	Minimum 1 950 cP
a For rotational viscometer, equipped with f0.2 torsion spring, R1/B1 configuration: 300 r/min, cP equals the dial reading times 0,2; 6 r/min, cP equals the dial reading times 10,0; 3 r/min, cP equals the dial reading times 20,0.	

Note: General Shipping & Marking Requirements are listed in the General Requirements Section of this Purchasing Guideline

ANEXO B

Norma API 13B-1

7 Filtration

7.1 Principle

Measurement of the filtration behaviour and filter cake-building characteristics of a drilling fluid are fundamental to drilling-fluid control and treatment, as are the characteristics of the filtrate such as oil, water or emulsion content. These characteristics are affected by the types and quantities of solids in the fluid and their physical and chemical interactions which, in turn, are affected by temperature and pressure. Therefore, tests are run at both low pressure/low temperature and high pressure/high temperature, and each requires different equipment and techniques.

7.2 Low temperature/low pressure test

7.2.1 Apparatus

7.2.1.1 Filter press, consisting mainly of a cylindrical drilling-fluid cell having an inside diameter of 76,2 mm (3 in) and a height of at least 64,0 mm (2,5 in).

This cell is made of materials resistant to strongly alkaline solutions, and is so fitted that a pressure medium can be conveniently admitted into, and bled from the top. It shall also be fitted such that a sheet of 90 mm (3,54 in) diameter filter paper can be placed in the bottom of the cell just above a suitable support. The filtration area is $(45,8 \pm 0,6) \text{ cm}^2$ [$(7,1 \pm 0,1) \text{ in}^2$]. Below the support is a drain tube for discharging the filtrate into a graduated cylinder. Sealing is accomplished with gaskets, and the entire assembly supported by a stand. Pressure can be applied with any non-hazardous fluid medium. Presses are equipped with pressure regulators and can be obtained with portable pressure cylinders, midget pressure cartridges or means for utilizing hydraulic pressure. To obtain correlative results, one thickness of the proper 90 mm diameter filter paper (e.g. Whatman No. 50, S&S No. 576¹) or equivalent) shall be used.

The low temperature/low pressure filter press should have a filter area of 45,2 cm² to 46,4 cm², which corresponds to a diameter of 75,86 mm to 76,86 mm (2,987 in to 3,026 in). The filter press gasket is the determining factor of the filter area. It is recommended that a filter press gasket used be tested by a conical gauge that has the maximum (76,86 mm) and the minimum (75,86 mm) diameters marked on it. Any filter press gasket found out of these ranges (either larger or smaller than the markings) shall be discarded.

NOTE Results obtained from the use of a filter press with different filter area do not directly correlate with the results obtained when using the standard-sized press.

7.2.1.2 Timer, with at least a 30 min interval.

7.2.1.3 Graduated cylinder (TC), of volume 10 ml or 25 ml.

7.2.2 Procedure

7.2.2.1 Be sure each part of the cell, particularly the screen, is clean and dry, and that the gaskets are not distorted or worn. Pour the drilling fluid sample into the cell to within 1 cm to 1,5 cm (0,4 in to 0,6 in) of the top (to minimize CO₂ contamination of filtrate), and complete the assembly with the filter paper in place.

7.2.2.2 Place a dry graduated cylinder under the drain tube to collect the filtrate. Close the relief valve and adjust the regulator so that a pressure of 690 kPa \pm 35 kPa (100 psi \pm 5 psi) is applied within 30 s or less. The test period begins at the time of pressure application.

7.2.2.3 At the end of 30 min, measure the volume of filtrate collected. Shut off the flow through the pressure regulator and open the relief valve carefully. The time interval, if other than 30 min, shall be reported.

7.2.2.4 Report the volume of filtrate in millilitres (to the nearest 0,1 ml) and the initial drilling fluid temperature in degrees Celsius (degrees Fahrenheit). Save the filtrate for chemical analysis.

7.2.2.5 Remove the cell from the frame, first making certain that all pressure has been relieved. Carefully save the filter paper with a minimum of disturbance to the cake, disassemble the cell and discard the drilling fluid. Wash the filter cake on the paper with a gentle stream of water.

7.2.2.6 Measure and report the thickness of the filter cake, to the nearest millimetre.

7.2.2.7 Although cake descriptions are subjective, such notations as hard, soft, tough, rubbery, firm, etc., may convey important information of cake quality.

7.3 High temperature/high pressure (HT/HP) test

7.3.1 Apparatus

7.3.1.1 HT/HP filter press, consisting of a controlled pressure source (CO₂ or nitrogen), regulators, a drilling-fluid cell able to contain working pressures from 4 000 kPa to 8 900 kPa (600 psi to 1 300 psi), a system for heating the cell, a pressurized collection cell able to maintain proper back-pressure (see Table 2) in order to prevent flashing or evaporation of the filtrate, and a suitable stand. The drilling-fluid cell has a thermometer well, oil-resistant gaskets, a support for the filter medium and a valve on the filtrate delivery tube to control flow from the cell. It may be necessary to replace the gaskets frequently.

WARNING — Rigid adherence to manufacturers' recommendations as to sample volumes, equipment temperatures and pressures is essential. Failure to do so could result in serious injury.

Do not use nitrous oxide cartridges as pressure sources for HT/HP filtration. Under temperature and pressure, nitrous oxide can detonate in the presence of grease, oil or carbonaceous materials. Nitrous oxide cartridges shall be used only for Garrett gas train carbonate analysis.

7.3.1.2 Filter medium²⁾.

- a) Filter paper, Whatman No. 50 or equivalent, for temperatures to 200 °C (400 °F).
- b) Porous disc, Dynalloy X-5 or equivalent, for temperatures above 200 °C (400 °F). A new disc is required for each test.

7.3.1.3 Timer, with at least a 30 min interval.

7.3.1.4 Thermometer, with a range up to 260 °C (500 °F).

7.3.1.5 Graduated cylinder (TC), with a volume of 25 ml or 50 ml.

7.3.1.6 High-speed mixer.

7.3.2 Procedure for temperatures to 150 °C (300 °F)

7.3.2.1 Place the thermometer in the well in the jacket and preheat to 6 °C (10 °F) above the desired temperature. Adjust the thermostat to maintain the desired temperature.

7.3.2.2 Stir drilling fluid sample for 10 min with a high speed mixer. Close the bottom valve and pour the drilling fluid sample into the drilling fluid cell, being careful not to fill closer than 1,5 cm (0,6 in) from the top to allow for expansion. Install the filter paper.

7.3.2.3 Complete the assembly of the cell and, with both top and bottom valves closed, place it in the heating jacket. Transfer the thermometer to the well in the drilling fluid cell.

7.3.2.4 Connect the high-pressure collection cell to the bottom valve and lock in place.

7.3.2.5 Connect a regulated pressure source to the top valve and collection cell, and lock in place.

7.3.2.6 Keeping the valves closed, adjust top and bottom regulators to 690 kPa (100 psi). Open the top valve, applying 690 kPa (100 psi) to the drilling fluid. Maintain this pressure until the desired temperature is stabilized. The sample in the filter cell should never be heated for a period exceeding a total of 1 h.

2) Whatman No. 50 and Dynalloy X-5 discs are examples of suitable products available commercially. Dynalloy is a trade name of a product supplied by Memtec America Corporation. This information is given for the convenience of users of this part of ISO 10414 and does not constitute an endorsement by ISO of these products.

7.3.2.7 When the sample reaches the selected test temperature, increase the pressure of the top pressure unit to 4 140 kPa (600 psi) and open the bottom valve to start filtration. Collect the filtrate for 30 min, maintaining the selected temperature within ± 3 °C (± 5 °F). If back-pressure rises above 690 kPa (100 psi) during the test, cautiously reduce the pressure by drawing off a portion of the filtrate. Record the total volume collected, the temperature, pressure and time.

7.3.2.8 Correct the filtrate volume to a filter area of 45,8 cm² (7,1 in²). For example, if the filter area is 22,6 cm² (3,5 in²), double the filtrate volume reported.

7.3.2.9 At the end of test, close top and bottom valves on the drilling fluid cell. Bleed pressure from the regulators.

WARNING — Pressure in the drilling fluid cell will still be approximately 4 140 kPa (600 psi). To avoid possible serious injury, keep cell upright and cool to room temperature, then bleed pressure from cell before disassembling.

7.3.2.10 Remove the cell from the heating jacket, first making certain that the bottom and top valves are tightly shut and all pressure is off regulators. Using extreme care to save the filter paper, place the cell upright, open the valve to bleed pressure from cell contents and open. Discard drilling fluid, and retrieve filter cake. Wash filter cake on the paper with a gentle stream of water.

7.3.2.11 Measure and report the thickness of the filter cake, to the nearest millimetre.

7.3.2.12 Although cake descriptions are subjective, such notations as hard, soft, tough, rubbery, firm, etc., may convey important information of cake quality.

7.3.3 Procedure for temperatures above 150 °C (300 °F)

7.3.3.1 Place the thermometer in the well in the jacket and preheat to 6 °C (10 °F) above the desired temperature. Adjust the thermostat to maintain the correct temperature.

7.3.3.2 Stir drilling fluid sample for 10 min with a high speed mixer. Close the bottom valve and pour the drilling fluid sample into the drilling fluid cell, being careful not to fill the cell closer than 4 cm (1,5 in) from the top to allow for expansion. Install the proper filter medium (see 7.3.1.2).

CAUTION — Not all manufacturers' equipment can be used above 150 °C (300 °F). Failure to know the pressure/temperature rating of equipment in use could result in serious injury. Testing at high temperature and high pressure calls for added safety precautions.

All pressure cells should be equipped with manual relief valves. Heating jackets should be equipped with both an overheat safety fuse and thermostatic cut-off. Vapour pressure of the liquid phase of drilling fluids becomes an increasingly critical design factor as test temperatures are raised. Water vapour pressures at various temperatures are shown in Table 2.

7.3.3.3 Complete the assembly of the cell, and with top and bottom valves closed, place the drilling fluid cell in the heating jacket. Transfer the thermometer to the well in the drilling fluid cell.

7.3.3.4 Connect the high-pressure collection cell to the bottom valve, and lock in place.

7.3.3.5 Connect the regulated pressure source to the top valve and the collection cell, and lock in place.

7.3.3.6 With top and bottom valves closed, apply the recommended back-pressure (see Table 2) for the test temperature to both top and bottom. Open the top valve, applying the same pressure to the drilling fluid while heating. Maintain this pressure until the test temperature is reached and stabilized.

7.3.3.7 When the temperature of the sample reaches the test temperature, increase the pressure on the top by 3 450 kPa (500 psi) over the back-pressure being held, and open the bottom valve to begin filtration. Collect the filtrate for 30 min, holding the test temperature within ± 3 °C (± 5 °F) and maintaining the proper back-pressure. If

the back-pressure should begin to rise, it can be reduced by cautiously drawing off a small portion of the filtrate. The sample in the filter cell should never be heated for a period exceeding a total of 1 h.

7.3.3.8 After the test period, close both top and bottom valves on the pressure cell and bleed pressure from the regulators. Allow a minimum of 5 min for the filtrate to cool to avoid vaporizing, then cautiously drain and record the total volume. Also record the temperature, pressures and time. Be sure to allow sufficient time for all the filtrate to drain from the receiver.

WARNING — Pressure inside the filter cell could be as high as 6 500 kPa (950 psi). To avoid possible serious injury, keep cell upright and cool to room temperature, then bleed pressure from cell before disassembly.

7.3.3.9 Correct the filtrate volume to a filter area of 45,8 cm² (7,1 in²). For example, if the filter area is 22,6 cm² (3,5 in²), double the filtrate volume reported.

7.3.3.10 Remove the cell from the heating jacket, first making certain that the bottom and top valves are tightly shut and all pressure is off regulators. Using extreme care to save the filter paper, place the cell upright, open the valve to bleed pressure from cell contents and open. Discard drilling fluid, and retrieve filter cake. Wash filter cake on the paper with a gentle stream of water.

7.3.3.11 Measure and report the thickness of the filter cake, to the nearest millimetre.


7.3.3.12 Although cake descriptions are subjective, such notations as hard, soft, tough, rubbery, firm, etc., may convey important information of cake quality.

Table 2 — Recommended minimum back-pressure

Test temperature		Vapour pressure		Minimum back pressure	
°C	°F	kPa	psi	kPa	psi
100	212	101	14,7	690	100
120	250	207	30	690	100
150	300	462	67	690	100
Limit of "normal" field testing					
175	350	932	135	1 104	160
200	400	1 704	247	1 898	275
230	450	2 912	422	3 105	450

ANEXO C

Ficha técnica del Poliacrilato de Sodio

	HOJA DE SEGURIDAD	Código: GT-F-41
	POLIMERO SUPER ABSORBENTE 501	Fecha: 01/08/2011
Versión: 01		Página: 1 de 2

1. IDENTIFICACIÓN DE LA SUSTANCIA Y DE LA EMPRESA								
<p>Identificación de la sustancia o del preparado: Poliacrilato de sodio.</p> <p>Identificación de la empresa: PROTOKIMICA S.A.S. Carrera 52 # 6 Sur – 35 Medellín, (Antioquia) Colombia. Teléfono: (+57) 4-4448787. Número único de teléfono para llamadas de emergencia las 24 horas: 123 en Medellín y algunas ciudades de Colombia. Para mayor seguridad consulte y tenga disponibles los números de emergencias de su localidad.</p>								
2. COMPOSICIÓN – INFORMACIÓN DE LOS COMPONENTES.								
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 25%;">Nombre</th> <th style="width: 25%;">Fórmula química</th> <th style="width: 25%;">CAS N°</th> <th style="width: 25%;">Concentración</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">Poliacrilato de sodio</td> <td style="text-align: center;">[-CH₂-CH(COONa)-]_n</td> <td style="text-align: center;">9003-04-7</td> <td style="text-align: center;">99,9%</td> </tr> </tbody> </table>	Nombre	Fórmula química	CAS N°	Concentración	Poliacrilato de sodio	[-CH ₂ -CH(COONa)-] _n	9003-04-7	99,9%
Nombre	Fórmula química	CAS N°	Concentración					
Poliacrilato de sodio	[-CH ₂ -CH(COONa)-] _n	9003-04-7	99,9%					
3. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS								
<p>Clasificación de riesgos de la sustancia química: inflamable. Nocivo por inhalación, por ingestión y en contacto con la piel provoca que maduras.</p> <p>Efectos de sobreexposición aguda inhalación: sensación de quemazón, tos, dificultad respiratoria, jadeo, dolor de garganta, edema pulmonar.</p> <p>Contacto con la piel: puede absorberse. Enrojecimiento, quemaduras cutáneas, dolor.</p> <p>Contacto con los ojos: enrojecimiento, dolor visión borrosa.</p> <p>Ingestión: dolor abdominal, tos, diarrea vómitos.</p> <p>Efectos de una sobreexposición crónica: por inhalación la sustancia puede afectar el hígado y el riñón.</p> <p>Riesgos para el medio ambiente: producto contaminante del agua. No permitir su incorporación al suelo ni a acuíferos.</p>								
4. PRIMEROS AUXILIOS.								
<p>Inhalación: trasladar a la persona al aire libre. En caso de asfixia proceder inmediatamente atención médica.</p> <p>Ingestión: enjuagar la boca, dar a beber agua abundante y proporcionar asistencia médica.</p> <p>Contacto con la piel: lavar abundantemente con agua. Quitarse las ropas contaminadas, lavar el área expuesta con abundante agua y jabón. Pedir atención médica si persiste la irritación o dolor.</p> <p>Contacto con los ojos: lavar con agua abundante (mínimo durante 15 minutos), manteniendo los párpados abiertos. Pedir inmediatamente atención médica.</p>								
5. MEDIDAS DE LUCHA CONTRA INCENDIO.								
<p>Medios de extinción: utilizar polvo, espuma resistente al alcohol, agua pulverizada o dióxido de carbono.</p> <p>Procedimientos especiales para combatir el fuego: no utilizar chorro de agua, para evitar que el producto se desparrame.</p> <p>Equipos de protección personal para el combate del fuego: equipo adecuado para contrarrestar incendios.</p>								
6. MEDIDAS EN CASO DE VERTIMIENTO ACCIDENTAL.								
<p>Medidas de emergencia a tomar si hay derrame del material: aislar la zona. Evitar contacto con el producto.</p> <p>Equipo de protección personal para atacar la emergencia: traje de protección completa incluyendo equipo autónomo de respiración.</p> <p>Precauciones a tomar para evitar daños al medio ambiente: evitar que llegue a causas naturales de agua, y alcantarillado, que no penetren en subsuelo.</p> <p>Métodos de limpieza: recoger en recipientes herméticos y trasladarlo a un lugar seguro.</p> <p>Métodos de eliminación de desechos: disponer de los residuos en relleno sanitario, con previa aprobación de las autoridades correspondientes.</p>								



HOJA DE SEGURIDAD

POLIMERO SUPER ABSORBENTE 501

Código: GT-F-41

Fecha: 01/08/2011

Versión: 01

Página: 2 de 2

7. MANIPULACION Y ALMACENAMIENTO

Recomendaciones técnicas: evitar contacto con oxidantes fuertes, ácidos, además de fuentes de ignición y de calor.

Precauciones a tomar: usar equipos de protección adecuados.

Recomendaciones sobre manipulación: evitar la formación de niebla del producto. Higiene estricta. Evitar llamas, no producir chispas y no fumar. Por encima de 38°C sistema cerrado. Ventilación y equipo eléctrico a prueba de explosiones. No comer, beber, ni fumar durante al trabajo.

Condiciones de almacenamiento: almacenar en lugar a prueba de incendio.

8. CONTROLES DE EXPOSICIÓN/PROTECCIÓN PERSONAL

Utilizar mascarillas facial con filtros para vapores orgánicos, guantes de nitrilo, gafas protectoras, ropa de trabajo habitual y ventilación natural dependiendo de las condiciones de la zona de trabajo.

9. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS.

Aspecto: polvo blanco

Estado: sólido.

PH: 6.0 – 6.5 en solución acuosa al 1%

solubilidad en agua: dispersable.

10. ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD.

Estabilidad: la sustancia se descompone al calentar intensamente, produciendo humos tóxicos de óxidos de nitrógeno. La sustancia es una base débil, reacciona con oxidantes fuertes, originando peligro de incendio.

Condiciones que se deben evitar: evitar todas las fuentes de ignición: calor, chispas, llamas abiertas.

Incompatibilidad: medios oxidantes, ácidos minerales.

11. INFORMACIÓN ECOLÓGICA.

Toxicidad aguda para los peces: CL100: >4000mg/l

Toxicidad aguda para bacterias: CF50: 10,000mg/l

Bioacumulación: log POW < 0 – lipófilo, sin potencial de bioacumulación

Degradación biológica: < 5% después de 28 días

valor DQO: aprox. 900Mg/l. DIN 38409 – parte

DBO5: 0 mg/l

12. CONSIDERACIONES SOBRE ELIMINACIÓN.

Puede depositarse en un vertedero apropiado, observando las disposiciones dictadas por las autoridades locales.

13. INFORMACIÓN SOBRE TRANSPORTE

No es producto de transportación peligrosa.

14. INFORMACIÓN REGLAMENTARIA

Esta hoja de seguridad cumple con la Norma Técnica Colombiana 4435. Preparación de hojas de seguridad.

Las unidades de transporte deben cumplir los requisitos del decreto 1609/02.

Ley 769/2002. Código Nacional de Tránsito Terrestre. Artículo 32 La carga de un vehículo debe estar debidamente empacada, rotulada, embalada y cubierta conforme a la normatividad técnica nacional.

15. OTRAS INFORMACIONES

Los datos consignados en la presente Ficha de Seguridad, están basados en nuestros conocimientos y las Fichas Internacionales de Seguridad, teniendo como único objeto informar sobre aspectos de seguridad y no garantizándose las propiedades y características en ella indicadas.

- El fluido de perforación es un componente vital para el desarrollo de las operaciones de perforación de un pozo puesto que cumple con funciones esenciales como lo son la estabilidad del pozo, y la limpieza del mismo.
- Se logró describir las características y propiedades de la bentonita en la elaboración de fluidos de perforación base agua, los usos más comunes de los compuestos a estudiar poliacrilamidas y poliacrilato de sodio para entender cómo sería su desempeño al ser añadidos a la mezcla del fluido.
- Mediante el uso de una matriz de impacto comparativa se logra asociar propiedades y comportamientos de los diferentes poliacrilatos utilizados en función de sus propiedades fisicoquímicas
- Se realizaron satisfactoriamente las pruebas de laboratorio propuestas en la delimitación del proyecto, las cuales permitieron obtener y comparar los resultados del comportamiento del poliacrilato de sodio en estado puro como extendedor de bentonita en fluidos de perforación base agua.
- De acuerdo al comportamiento, el tiempo de reposo en que los fluidos estuvieron, las propiedades reológicas obtenidas y pH, se elige la muestra de 0.25 lb/bbl como la mejor opción de las concentraciones estudiadas ya que presenta menos variaciones en los resultados de las pruebas.
- Debido a que la concentración con mejor desempeño del poliacrilato de sodio en estado puro y el poliacrilato de sodio obtenido a partir de los residuos de fabricación de pañales, es de 0.25 lb/bbl, para ambos casos, se basa el análisis en un estudio financiero el cual decidirá la mejor opción entre los dos tipos de poliacrilato de sodio.
- En materia financiera se concluye que el poliacrilato de sodio obtenido a partir de la fabricación de pañales presenta un favorecimiento económico bastante considerable comparado con el poliacrilato de sodio en estado puro pues este último es 10 veces más costoso lo cual representa mayores gastos para la campaña de perforación.