

EVALUACIÓN TÉCNICA DEL USO DEL CARBONATO DE CALCIO EN LAS
PROPIEDADES REOLÓGICAS DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA UN
CAMPO UBICADO AL NORTE DE SANTANDER

JORGE ARTURO ANGARITA GAMBA
HERMES LEONARDO PÉREZ GONZÁLEZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020

EVALUACIÓN TÉCNICA DEL USO DEL CARBONATO DE CALCIO EN LAS
PROPIEDADES REOLÓGICAS DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA UN
CAMPO UBICADO AL NORTE DE SANTANDER.

JORGE ARTURO ANGARITA GAMBA
HERMES LEONARDO PÉREZ GONZÁLEZ

Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
BENJAMÍN ALEXIS GARAVITO LINARES
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020

Nota de aceptación

LAYDY PAOLA MORA PARRADO

.

OSCAR ARMANDO ARENAS MANTILLA

.

Bogotá D.C., febrero de 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA - PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA - PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados (E)

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano Facultad de Ingeniería

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

ING. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

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 proyecto se lo dedico a mis padres y familia por su apoyo incondicional y especialmente a mi abuela Matilde, porque sin ella no habría podido iniciar ésta carrera.

Jorge Arturo Angarita Gamba

DEDICATORIA

Este proyecto se lo dedico a mi madre Adriana quien siempre estuvo apoyándome de todas las maneras posibles y nunca dejó de creer en mí, a mi padre Isidro quien me dio la oportunidad de contar con estudios de nivel superior lo cual me ayudó a desarrollarme como persona, a mi hermana Luisa quien estuvo pendiente de mí a pesar de la distancia, y a los demás integrantes de mi familia, sin dejar a un lado a la leoncita quien me ayudó bastante a lograr el objetivo de culminar el pregrado.

Hermes Leonardo Pérez González

AGRADECIMIENTOS

Los autores del actual proyecto investigativo expresan su agradecimiento a todas las personas que han aportado con el desarrollo y oportuno término de este. En especial al Ingeniero Benjamín Alexis Garavito Linares por el apoyo al proyecto de grado.

A la Fundación Universidad de América por el apoyo mediante los orientadores brindados. Al ingeniero Nelson Fernández por su dedicación y compromiso.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	22
1. GENERALIDADES DE LA MINA DE SANTANDER	24
1.1 HISTORIA DE LA MINA	24
1.2 LOCALIZACIÓN	25
2. GENERALIDADES DEL CARBONATO DE CALCIO	27
2.3.1 Granulometría	27
2.3.2 Gravedad específica del Carbonato de Calcio	29
2.3.3 Color	29
2.3.4 Condiciones de almacenamiento	29
3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	30
3.2.1 Retirar los recortes del pozo	30
3.2.2 Control de las presiones de formación	30
3.2.3 Suspensión y descarga de recortes	30
3.2.5 Mantenimiento de la estabilidad del agujero	30
3.2.6 Minimización de los daños a la formación	31
3.2.7 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la barrena y del conjunto de perforación	31
3.2.9 Control de la corrosión	31
3.3.1 Lodos base agua	32
3.3.1.1 Lodos Dispersos	32
3.3.2 Lodos base aceite	34
3.3.2.1 Emulsión Inversa	35
3.3.2.2 Aceite 100%	35
3.3.3 Lodos sintéticos	35
4. PROPIEDADES Y DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	36
4.1 PROPIEDADES FÍSICAS	36
4.1.2 Reología	37
4.1.2.1 Viscosidad plástica	38
4.1.2.1 Punto cedente	39
4.1.3 Filtrado API	40
4.2 PROPIEDADES QUÍMICAS	43
4.2.1 MBT (Methylene Blue Test)	43
4.2.2 Alcalinidad	44
4.2.2.1 Alcalinidad de fenolftaleína del lodo (Pm)	44
4.2.2.2 Alcalinidad de fenolftaleína del filtrado (Pf)	44
4.2.2.3 Alcalinidad de metil naranja de filtrado (Mf)	45
4.2.3 Cloruros (Cl -)	45

4.2.4	Dureza (Ca + +)	45
5	DISEÑO METODOLÓGICO EXPERIMENTAL PARA LA FORMULACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DENSIFICADO CON CARBONATO DE CALCIO	46
5.1	FORMULACIONES PROPUESTAS	48
6	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO	53
6.1	COMPARACIÓN DE PROPIEDADES DEL CARBONATO DE CALCIO	53
6.2	LODOS DENSIFICADOS	54
6.3	CRITERIOS DE EVALUACIÓN PARA LA MATRIZ COMPARATIVA	70
6.4	MATRIZ COMPARATIVA	72
7	EVALUACIÓN FINANCIERA	74
7.1	GENERALIDADES DE LOS SILOS	80
8	CONCLUSIONES	81
9	RECOMENDACIONES.	82
	BIBLIOGRAFÍA	83
	ANEXOS	84

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1 Criterios de Evaluación para la matriz comparativa	66
Cuadro 2 Porcentaje de selección	67
Cuadro 3 Calificación.	68

LISTA DE DIAGRAMAS

	pág.
Diagrama 1. Clasificación fluidos de perforación	28
Diagrama 2. Diseño metodológico experimental para la formulación de los lodos.	47

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1 Porcentaje de residuo en el tamiz	26
Ecuación 2. Viscosidad plástica.	¡Error! Marcador no definido.
Ecuación 3. Punto Cedente.	36
Ecuación 4. MBT	41
Ecuación 5. Dureza Ca++	42
Ecuación 6. Cantidad de CaCO3 para densificar el fluido de perforación	46
Ecuación 7 Precio total de la operación	71

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1 Balanza de lodo.	33
Figura 2 Embudo de Marsh.	34
Figura 3 Reómetro	35
Figura 4 Filtro Prensa API	37
Figura 5 Ph-metro	38
Figura 6 Equipo contenido de arenas	39
Figura 7 Retorta	40
Figura 8 Botellas de gravedad especifica de Lechatelier	51

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1 Densidad	58
Gráfica 2 pH	58
Gráfica 3 Viscosidad Marsh	59
Gráfica 4 Viscosidad plástica	59
Gráfica 5 Viscosidad aparente	60
Gráfica 6 Punto cedente	60
Gráfica 7 Esfuerzo de gel 10 s	61
Gráfica 8 Esfuerzo de gel 10 min	61
Gráfica 9 Porcentaje de líquidos	62
Gráfica 10 Porcentaje de líquidos	62
Gráfica 11 MBT	63
Gráfica 12 Filtrado API	63
Gráfica 13 Cloruros	64
Gráfica 14 Dureza.	65
Gráfica 15 Cantidad de carbonato de calcio utilizado por lodo.	69

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1 Propiedades del Carbonato de Calcio	24
Tabla 2 Propiedades químicas del Carbonato de Calcio	24
Tabla 3 Propiedades típicas de un lodo salado	29
Tabla 4 Propiedades típicas de un lodo de polímeros	30
Tabla 5 Propiedades típicas de un lodo no disperso	31
Tabla 6 Densidades seleccionadas	45
Tabla 7 Concentración Lodo 1 a 8.7 ppg.	46
Tabla 8 Concentración Lodo 2 a 8.7 ppg.	47
Tabla 9 51	
Tabla 10 51	
Tabla 11 Concentración Lodo 5 a 9.1 ppg	49
Tabla 12 Concentración Lodo 6 a 9.1 ppg.	49
Tabla 13 Propiedades Carbonato de calcio.	50
Tabla 14 Resultados pruebas fluido de perforación #1, CaCO ₃ Actual 8.7 ppg	52
Tabla 15 Resultados pruebas fluido de perforación #2, CaCO ₃ Mina 8.7 ppg	53
Tabla 16 Resultados pruebas fluido de perforación #3, CaCO ₃ Actual 8.9 ppg	54
Tabla 17 Resultados pruebas fluido de perforación #4, CaCO ₃ Mina 8.9 ppg	55
Tabla 18 Resultados pruebas fluido de perforación #5, CaCO ₃ Actual 9.1 ppg	56
Tabla 19 Resultados pruebas fluido de perforación #6, CaCO ₃ Mina 9.1 ppg	57
Tabla 20 Prestadoras de servicios	70
Tabla 21 Costo total prestadora de servicios	70
Tabla 22 Tipo de vehículo	70
Tabla 23 Costo de insumo mina	71
Tabla 24 Costo total mina	71
Tabla 25 Carbonato de calcio actual	72
Tabla 26 Carbonato de calcio mina	73

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A Ficha técnica carbonato de calcio actualmente usado	85
Anexo B Ficha técnica carbonato de calcio extraído de la mina	86
Anexo C Resultados pruebas MBT	87

ABREVIATURAS

%: Porcentaje.

%S/L: Porcentaje sólido – líquido.

%v/v: Porcentaje volumen – volumen.

": Pulgada.

=: Igual.

±: Más o menos.

≤: Menor o igual que.

≥: Mayor o igual que.

°: Grados.

°C: Grados centígrados.

°F: Grados Fahrenheit.

API: American Petroleum Institute.

Bbl: Barriles.

cPs: Centipoise.

Gal: Galones.

g: Gramos.

in: Pulgada.

Kg: Kilogramo.

lb: Libra.

L: Litros.

Min: Minuto.

mL: Mililitros.

pH: Potencial de Hidrogeno.

ppb: Libras por barril.

ppm: Partes por millón.

Psi: Libra por pulgada cuadrada (Pound per squareinch).

qt: Cuarto de galón.

s: Segundo.

Vp: Viscosidad plástica.

GLOSARIO

ADITIVOS: sustancias químicas que modifican las características fisicoquímicas de una mezcla fluida con el fin de hacer de esta óptima de acuerdo a los requerimientos presentados por una formación a perforar.

ALCALINIDAD: concentración de iones de carbonato, hidroxilo y/o bicarbonatos capaces de neutralizar ácidos presentes en una solución.

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

PRESIÓN HIDROSTÁTICA: es aquella que un fluido en reposo genera por su propio peso.

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: capa delgada formada por la disposición de los sólidos del fluido de perforación en la pared del pozo causada por la presión de la columna de lodo. Debe ser impermeable, maleable, resistente y delgado. Según La Norma API 13B-1, el espesor del revoque se mide en 1/32" y se recomienda no sea mayor a 2/32".

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

Al implementar los silos como medio de almacenamiento del carbonato de calcio se llevará a cabo una operación exitosa con mayor facilidad, debido a que se conserva la calidad del insumo. La comparación técnica del Carbonato de calcio empleado actualmente con el Carbonato de Calcio extraído de la mina de Santander, permitirá un análisis económico, facilidades e implementación en el Campo, verificando que el mineral extraído de dicha mina cumpla con las condiciones estándares estipuladas por la normatividad colombiana, así mismo probar que la calidad es igual o incluso superior a la del carbonato de calcio usado actualmente en el Campo. Actualmente la roca extraída debe ser triturada y refinada para ser empaca en sacos de lona, generando una protección plástica, se debe contar con un espacio amplio en el campo para así poder almacenar el carbonato de calcio que vaya a ser utilizado en el fluido de perforación. Este tipo de almacenamiento deja expuesto el insumo a condiciones no deseadas como el porcentaje de humedad mayor a 1%. El almacenamiento en silos aislaría el Carbonato de Calcio de condiciones que afecten su poder de reacción, al ser un densificante es importante que al estar disuelto en el fluido de perforación se logre obtener la densidad deseada, sin que ningún factor externo lo evite. El fluido de perforación debe tener la densidad requerida para la perforación, éste es el que impide que el hueco se derrumbe sin fracturar la formación, y a su vez, evita contrapresiones hacia superficie. Las pruebas de reología realizadas con el insumo en mención permitieron concluir de manera satisfactoria que dicho carbonato propuso un aumento en la Densidad del fluido, sin afectar las demás propiedades y su adición al lodo de perforación resulto ser más eficaz que el insumo usado actualmente, así mismo se obtuvo una reducción de costos en la implementación de este mineral el cual se ve evidenciado en la relación beneficio/ costo.

Palabras Clave: Lodo de perforación, Carbonato Calcio, Densificante.

INTRODUCCIÓN

Los lodos de perforación son de gran importancia en la fase de perforación de un pozo porque cumplen con funciones como retirar los recortes del pozo, controlar las presiones de formación, minimizar los daños de formación, enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la barrena y del conjunto de perforación.

Para la elaboración de un lodo de perforación se debe realizar la formulación de este dependiendo de las necesidades de la operación y de la formación. Esta formulación y cada uno de los aditivos deben cumplir con la normatividad colombiana de estándares y calidad. Según las necesidades de la operación se utiliza el Carbonato de calcio como agente densificante.

La preparación y formulación de las muestras se realizaron en los laboratorios de la Fundación Universidad de América. Se realizó de manera satisfactoria todas las pruebas reológicas a los distintos fluidos de muestra resaltando una clara predominancia en efectividad en los fluidos en los cuales se utilizó el carbonato proveniente de la mina de Santander

Se tuvo en cuenta los valores actuales en la comercialización del Carbonato de calcio por parte de aquellas empresas que proveen el insumo, así mismo se tomó en cuenta el valor proporcionado por la mina con respecto al mismo insumo, añadiendo los costos de almacenamiento en silos, el cual permitiría un ahorro de espacio, tiempo y dinero en los campos en los cuales sean implementados, todo esto se tuvo en cuenta con el fin de realizar la evaluación financiera y llegar al resultado de que estos análisis que no solo al implementar este sistema de almacenamiento genera un gran beneficio para la operación por su utilidad sino que al mismo tiempo el carbonato extraído de la mina de Santander genera un alto índice de efectividad y un ahorro en los costos al momento de ser utilizado para la realización del fluido de perforación.

La importancia de este trabajo radica en generar un gran ahorro en las empresas que utilicen el insumo en el cual se basa este proyecto, comprobando que su calidad es superior al utilizado actualmente.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnicamente el uso de Carbonato de Calcio en las propiedades reológicas de un fluido de perforación para un Campo ubicado al norte de Santander.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1.** Especificar las generalidades del Carbonato de calcio y sus condiciones de almacenamiento.
- 2.** Especificar las generalidades de los fluidos de perforación usados actualmente.
- 3.** Comparar los resultados obtenidos de las pruebas técnicas de calidad e integral realizados anteriormente de los dos tipos de Carbonato de Calcio teniendo en cuenta sus condiciones de almacenamiento.
- 4.** Elaborar dos fluidos de muestra, uno con Carbonato de Calcio usado en el campo actualmente y el otro utilizando el Carbonato de Calcio tomado de la mina.
- 5.** Evaluar las propiedades reológicas de los dos fluidos mediante pruebas de laboratorio.
- 6.** Evaluar financieramente la viabilidad de la implementación del Carbonato de Calcio proveniente de la mina en trabajos de perforación en el campo en desarrollo a través de un indicador beneficio/costo.

1. GENERALIDADES DE LA MINA DE SANTANDER

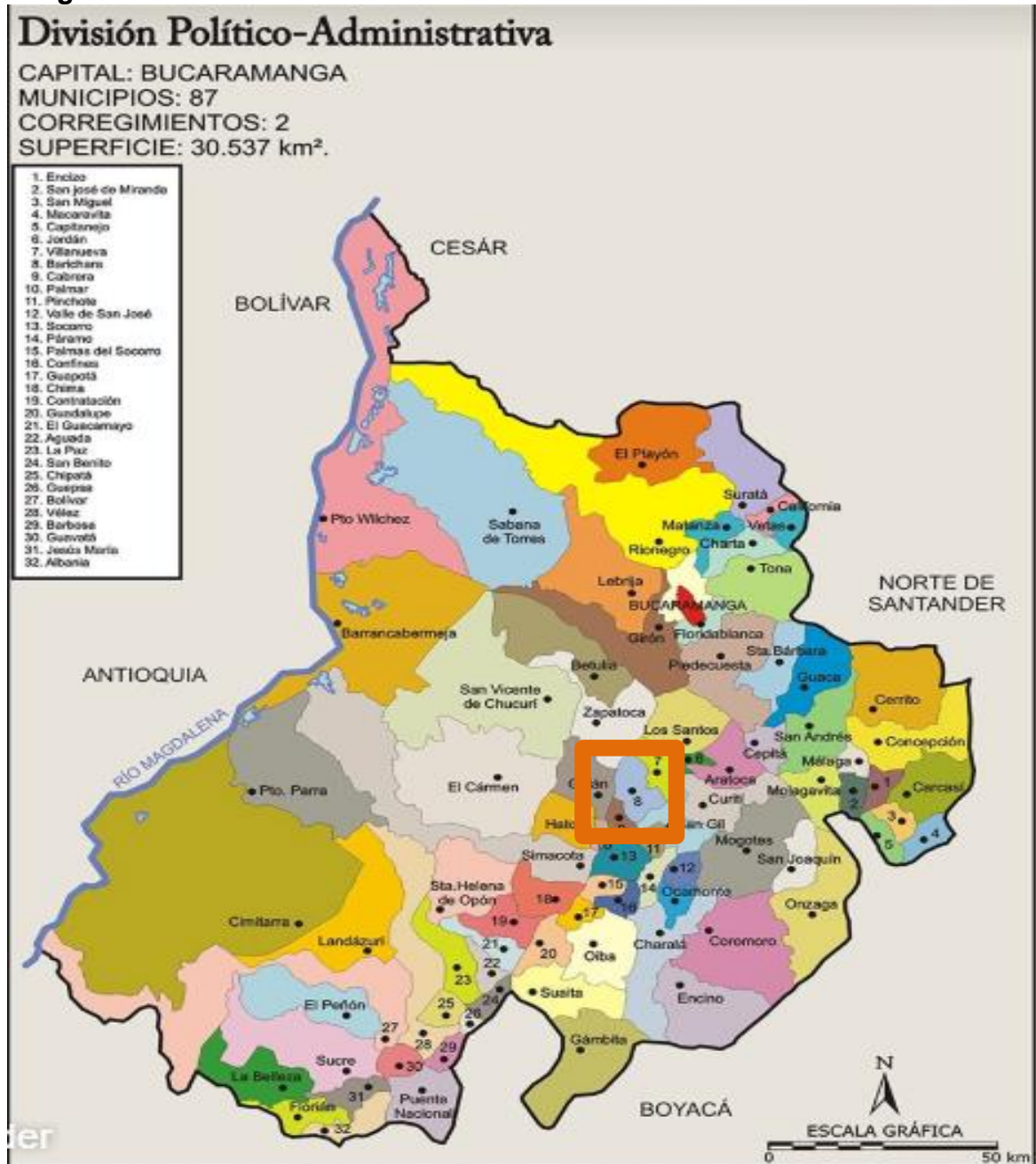
Se llevó a cabo una breve descripción de la mina de Santander donde se menciona una pequeña reseña histórica y su localización.

1.1 HISTORIA DE LA MINA

La mina el Tesoro se encuentra ubicada en la vereda El carare en el municipio de Barichara, Santander y actualmente el mercado del Carbonato de calcio proveniente de la mina está dirigido a la industria avícola, agrícola y a la industria química para la fabricación de pegantes en el departamento de Santander. Se crea con el objeto de todas y cada una de las operaciones industriales y actos de comercio que a continuación se indican: Contratación y ejecución de obras públicas y privadas relacionadas con la Ingeniería de minas a cielo abierto o subterráneamente, de minerales o materiales de construcción, carreteras, puentes, oleoductos, acueductos, alcantarillados, caminos vecinales, aeropuertos, movimientos de tierra, pavimentación, locaciones, etc. , También la administración de maquinaria y/o suministro de personal para tales obras, el transporte de equipos, presupuesto, compra y venta de maquinaria en general, estudio y/o diseño de cualquier obra de ingeniería, estudios de impacto ambiental y montajes técnicos y de ingeniería. También tendrá como objeto la comercialización de los productos explotados producidos, elaborados o procesados

1.2 LOCALIZACIÓN

Imagen 1 Localización de la mina



Fuente. Instituto Geográfico Agustín Codazzi, En línea
[<https://www.todacolombia.com/departamentos-de-colombia/santander/municipios-division-politica.html>]

Ubicada en la vereda El carare en el municipio de Barichara del departamento de Santander, Colombia.

Imagen 2 Vista aérea de la mina



Fuente. García A, INDUMINA S.A.S

2. GENERALIDADES DEL CARBONATO DE CALCIO

2.1 CARBONATO DE CALCIO

Tabla 1 Propiedades del Carbonato de Calcio

Propiedades físicas	
d(0.5) Tamaño medio de partícula (Malvern)	5.00 um
Blancura (Hunter Lab) L	87
Absorción de aceite	24 ml/100 grs.
Humedad al empaçado	0.15 % -1 % .
Densidad a granel	2.7-2.95 gr./cm ³

Fuente: elaboración propia

Tabla 2 Propiedades químicas del Carbonato de Calcio

Carbonato de calcio	95 % min.
Carbonato de magnesio	1% máx.
Silicatos	0.02 % máx.
Oxido de fierro	.058 % máx.
Otros	1.5 % máx.
Carbonato de calcio	95 % min.
Carbonato de magnesio	1% máx.
Silicatos	0.02 % máx.

Fuente: elaboración propia

2.2 FUNCIONES DEL CARBONATO DE CALCIO

La importancia del carbonato radica en su capacidad de aumentar la densidad del fluido a trabajar y así mismo en su solubilidad en ácido añadiendo que sirve como controlador de pérdida de fluido de perforación.

La industria petrolera se rige bajo la normatividad dada por el Instituto Americano del Petróleo, API, donde se dictan los rangos que deben cumplir los minerales para ser utilizados.

La calidad del carbonato de Calcio depende principalmente de tres componentes importantes, los cuales serán mencionados a continuación.

2.3.1 Granulometría. Estudio que se realiza para conocer el tamaño de las partículas, Su finalidad es obtener la distribución por tamaño de las partículas presentes en una muestra y sí es posible también su clasificación mediante sistemas métricos estandarizados y su procedimiento es el siguiente:

Para el caso de productos gruesos el análisis granulométrico puede ser realizado en seco, pues el tamaño y peso de las partículas permite que su clasificación pueda realizarse fácilmente:

- Se pesa el tamiz a utilizar y se anota su peso.
- Se pesa una masa de muestra definida sobre el tamiz pesado y se realiza el proceso de cernido o tamizado sometiendo el tamiz a vibración constante durante al menos 5 minutos.
- Se pesa el tamiz con la masa de muestra retenida sobre él, una vez terminado el cernido o tamizado.

Para el caso de los productos finos el análisis granulométrico debe realizarse en húmedo para de cierta forma “ayudar” a las partículas que por su peso no pueden ser transportadas tan fácilmente a pasar a través de las aberturas del tamiz:

- Se pesa el tamiz a utilizar y se anota su peso.
- Se pesa una masa de muestra definida sobre el tamiz pesado y se realiza el proceso de cernido o tamizado sometiendo el tamiz a vibración constante durante al menos 5 minutos.
- Se “lava” el tamiz haciendo pasar una corriente de agua a través de este hasta que las partículas finas puedan pasar a través del mismo.
- Se seca el tamiz con el residuo en una estufa.
- Se pesa el tamiz con la masa de muestra retenida sobre él, una vez terminado el cernido o tamizado.

Expresión de los resultados.

El residuo sobre el tamiz expresado en porcentaje se calcula mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 1 Porcentaje de residuo en el tamiz

$$R = \frac{P}{G} * 100$$

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, USA: API, 2014.

Donde,

R: Residuo sobre el tamiz expresado en porcentaje.

P: Peso del residuo sobre el tamiz.

G: Peso de la muestra.

2.3.2 Gravedad específica del Carbonato de Calcio. Entre más puro de mejor calidad será. Para realizar el cálculo de la gravedad específica se usa una balanza de control de peso.

2.3.3 Color. El estudio colorimétrico de carbonatos de calcio y piedras calizas permite determinar cuáles aplicaciones podría tener el carbonato de calcio como materia prima para distintos procesos productivos.

2.3.4 Condiciones de almacenamiento. Actualmente el carbonato de calcio extraído se almacena en sacos de lona y así mismo es en este medio en el cual se transporta, este medio de almacenamiento no cuenta con los requerimientos necesarios para que el insumo mantenga su pureza, ya que no es protegido contra la intemperie, dichos sacos están hechos con tejidos de lona, de tela resistente, papel o incluso de distintos tipos de plásticos, los sacos utilizados en la industria son tipo malla, cabe resaltar que para la utilización de este tipo de saco el producto a empacar no se debe alterar al rozarse y golpearse en su manipulación y transporte, como lo es en el caso del Carbonato de calcio, la condición idónea de almacenamiento debería ser en silos, dichos silos aíslan el producto de factores ambientales que son importantes para su óptima utilización, como lo son la temperatura y la humedad.

3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Se desarrollará una idea general de los fluidos de perforación, donde se explicarán las generalidades, funciones, diferentes pruebas de laboratorio que se le pueden realizar a uno.

3.1 GENERALIDADES

Los fluidos de perforación están diseñados para ayudar a cumplir el objetivo de perforar, analizar y terminar un pozo, son la columna vertebral de todas las operaciones de perforación del pozo, motivo por el cual el ingeniero de lodos debe asegurarse que las propiedades del lodo sean las apropiadas para desarrollarse dentro de los parámetros del plan de perforación¹.

3.2 FUNCIONES DEL LODO DE PERFORACIÓN

Las funciones de los lodos de perforación describen las tareas que deben realizar estos para la ayuda de la perforación.

Estas funciones son:

3.2.1 Retirar los recortes del pozo. A medida que se va perforando la barrena genera recortes que, con ayuda de un lodo de perforación, que es circulado a lo largo de la columna de perforación y expulsado por las boquillas de la broca, limpian estos residuos, la remoción de los recortes depende del tamaño, forma y densidad de los recortes y la Velocidad de Penetración.

3.2.2 Control de las presiones de formación. Una de sus principales funciones es controlar las presiones de la formación de tal forma que impida que los fluidos de la formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos presurizados causen patada de pozo.

3.2.3 Suspensión y descarga de recortes. Los recortes deben quedar suspendidos dentro del fluido, esto con el fin de prevenir precipitaciones o asentamientos de estos mismos, esto se da en momentos en los cuales se debe detener la circulación del lodo a través del pozo; es ahí cuando.

3.2.5 Mantenimiento de la estabilidad del agujero. El peso del lodo debe variar dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas ejercidas por el pozo y hacia el pozo, previniendo la erosión y el colapso del pozo.

¹ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, USA: API, 2014. p.19

3.2.6 Minimización de los daños a la formación. El peso del lodo debe ser el necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo.

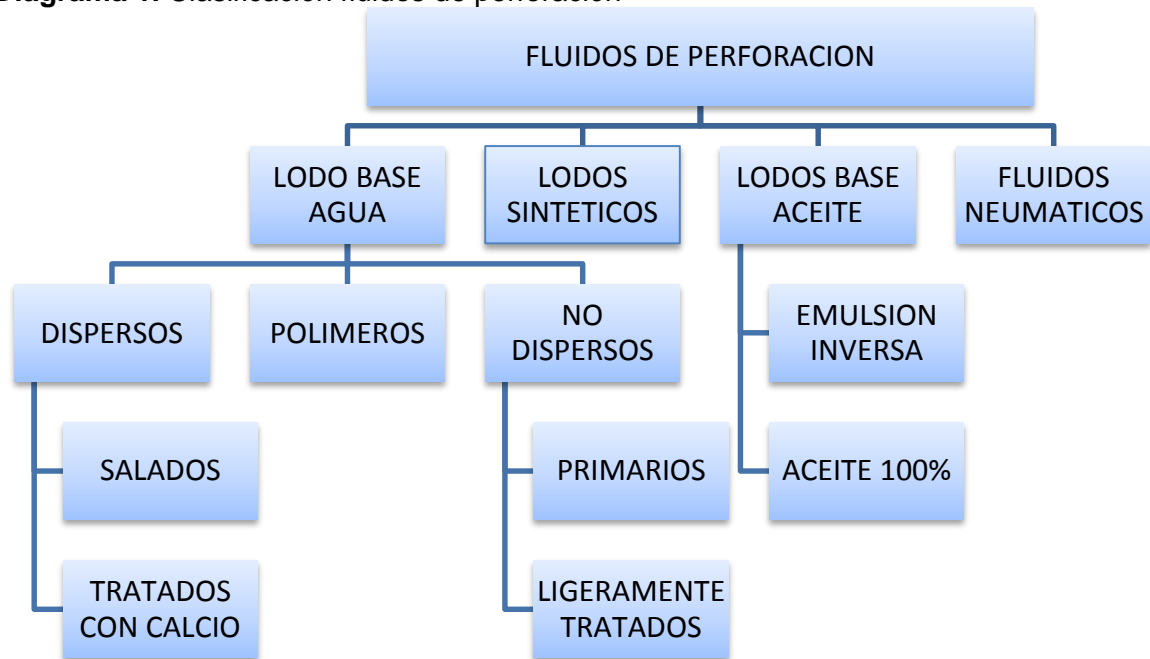
3.2.7 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la barrena y del conjunto de perforación. La acción de la perforación genera gran cantidad de calor en la broca y en la sarta debido a la fricción que se genera, la función del fluido de perforación radica en lubricar dichos componentes así se reduce el calor provocado por dicho fenómeno.

3.2.9 Control de la corrosión. El lodo de perforación al estar en contacto con la tubería de perforación genera un recubrimiento, que, de cierta manera, aísla el conjunto de piezas del pozo², reduciendo la corrosión que pueda ser generada.

3.3 CLASIFICACIÓN DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN

Existen diferentes tipos de lodos de perforación, pueden ser base agua, base aceite, sintéticos o fluidos neumáticos. Cada uno se diferencia del otro por su composición química, su base de elaboración o el objetivo para el cual fue diseñado. En el **Diagrama 1** vemos la clasificación general.

Diagrama 1. Clasificación fluidos de perforación



Fuente: RENGIFO, Juan. Clasificación fluidos de perforación. Laboratorio de lodos y cementos 2017.

² Ibid, p. 28.

3.3.1 Lodos base agua. Este tipo de lodo es aquel que tiene como fase continua el agua, es el lodo de preferencia en la industria no solo por su fácil disposición, sino también por su bajo costo de implementación y su bajo impacto ambiental, el tipo de agua puede ser dulce o salada y la selección depende de la necesidad que se requiera en la operación.

A continuación, se describirán los diferentes tipos de lodo cuya fase continua sea el agua.

3.3.1.1 Lodos Dispersos Este lodo es usado en formaciones altamente problemáticas o cuando se está perforando a grandes profundidades, en vista de que tienen como característica principal la dispersión de arcillas constitutivas que tienen como efecto adelgazar el lodo. Dentro de los lodos dispersos se encuentran dos tipos de lodos, salados y tratados con calcio³.

➤ **Lodos salados.** Este lodo está propuesto para evitar el ensanchamiento del pozo en el momento de la perforación de secciones de sal. Para lograr que el lodo se considere como salado se debe agregar sal (Cloruro de Potasio) al lodo hasta que alcance el punto de saturación. En el **Cuadro 1** se pueden observar los requerimientos de cada propiedad para que sea un lodo salado⁴.

Tabla 3 Propiedades típicas de un lodo salado

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 - 16
Viscosidad embudo (seq/qt) ± (3.5 x peso del lodo)	
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	1 - 5
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	1 - 10
pH	10,5 - 12
P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	3 - 5
P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	1 - 2
Calcio (mg/l)	<200
Cloruros (mg/l)	190,000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	4 - 6, ajustar para la sal

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, USA: API, 2014.

³ SIERRA M. Lecturas sobre lodos de perforación. Medellín, Colombia. 2000. p. 59

⁴ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Op. Cit, p. 327

➤ **Lodos tratados con calcio.** Al agregar calcio a una mezcla que contiene arcilla-agua se produce un intercambio de bases entre el calcio y el sodio. Este intercambio causa la deshidratación parcial de las arcillas hidratadas, reduciendo el tamaño de la capa de agua que está alrededor de las partículas arcillosas. Los sistemas de calcio dan origen a un calcio soluble que tiene como finalidad proporcionar la inhibición del pozo al minimizar la hidratación de los sólidos perforados, realizar una compatibilidad entre el lodo de perforación y una formación que contenga altas concentraciones de calcio⁵.

3.3.1.2 Polímeros. Este tipo de lodo es usado para generar un alto grado de inhibición de lutitas, estabilidad del pozo, control de filtrado y lubricidad. La utilización de polímeros también es ideal para perforar arenas donde la pegadura por presión diferencial genera inconvenientes, además de ser idónea para perforación de pozos con un ángulo elevado. Otras ventajas que trae un lodo con polímeros son el mejoramiento del revoque, menos ensanchamiento del pozo y una velocidad de perforación más alta. El lodo de perforación de polímeros es más eficaz con la presencia de una sal inhibidora. A continuación, se muestra la **Cuadro 2** donde están las propiedades típicas de un lodo de polímeros⁶.

Tabla 4 Propiedades típicas de un lodo de polímeros

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	9 - 15
Viscosidad embudo (seg/qt)	36 - 55
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	2 - 25
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	5 - 50
pH	8 - 10
P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,2 - 2
P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,1 - 1
Calcio (mg/l)	100
Cloruros (mg/l)	0 - 190.000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	<5
MBT (lb/bbl)	<20

Fuente. INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, USA: API, 2014.

3.3.1.3 Lodo no disperso. Este lodo no contiene aditivos químicos, es usado en la primera etapa de la perforación, es por esto que pierden eficacia a medida que va aumentando la profundidad. Las mayores ventajas que este tipo de lodo posee son su bajo costo y una velocidad de perforación alta, además estos lodos también

⁵ Ibid, p. 321

⁶ Ibid, p. 339

sirven como partida inicial para la elaboración de otros lodos. Los lodos dispersos al ser lodos no densificados el efecto de flotabilidad no se puede desarrollar de la mejor manera, **Cuadro 3.**

Tabla 5 Propiedades típicas de un lodo no disperso

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	8,5 - 10
Viscosidad embudo (seg/qt)	36 - 55
Viscosidad plástica (cP)**	5 - 9
Punto cedente (lb/100 pies ²)*	12 - 25
Esfuerzo de gel inicial (lb/110 pies ²)	5 - 10
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	10 - 20
pH	8,5 - 10,5
P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,1 - 1,5
P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,1 - 1,0
Calcio (mg/l)	40 - 240
Cloruros (mg/l) (agua dulce)	0 - 5.000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)	3 - 10

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, USA: API, 2014.

- **Primarios.** Son aquellos lodos utilizados en la primera etapa de perforación, están compuestos básicamente por agua, bentonita y cal hidratada, pero son muy propensos a contaminarse con facilidad por los sólidos⁷.
- **Ligeramente tratados.** Este tipo de lodo presenta un ligero tratamiento para poder cumplir con los requerimientos que la formación demande para tener una buena eficiencia en la capacidad de arrastre. Densidad y control de pérdidas de filtrado⁸.

3.3.2 Lodos base aceite. Este tipo de lodo es aquel que tiene como fase continua un aceite como diésel, aceite mineral o alguna emulsión con agua. Es usado cuando se necesita de una alta estabilidad de fluido, en pozos cuya temperatura es muy elevada, profundidades grandes. La utilización de estos lodos trae como beneficio la reducción del torque, aumento de la lubricidad, una excelente protección contra

⁷ RENGIFO, Juan. Diapositivas Tipos de lodos. 2017.

⁸ Ibid.

la corrosión. Además de ser fluidos resistentes a la bacterias y térmicamente estables⁹.

A continuación, se hará una descripción de los diferentes tipos de lodos base aceite.

3.3.2.1 Emulsión Inversa. La concentración de agua en este tipo de lodos no debe superar el 50%. Para poder mantener la estabilidad eléctrica y propiedades reológicas, la cantidad de agua, emulsificantes, viscosificantes, jabones deben ser variadas. Estos lodos son más usados porque ayudan a perforar en menos tiempo y a menos costos, siempre y cuando su fase continua sea un aceite mineral de baja toxicidad¹⁰.

3.3.2.2 Aceite 100%. La concentración de agua presente es menor al 5%. Se construye a partir de aceite diésel, asfaltos oxidados o crudos que han sido previamente desgasificados¹¹.

3.3.3 Lodos sintéticos. Estos tipos de lodos tienen como fase dispersa el agua, la cual está presente en reactivos que han sido químicamente purificados con anterioridad. Debido a esta purificación, los materiales sintéticos están libres de hidrocarburos aromáticos. Debido a su composición química y el parecido que esta tiene con los lodos cuya fase continua es el aceite, son altamente resistentes a temperaturas elevadas, ayudan a proteger la sarta de agentes corrosivos¹².

⁹ Ibid

¹⁰ SIERRA M. Lecturas sobre lodos de perforación. Op. Cit, p. 64

¹¹ Ibid. p. 64

¹² Ibide. p. 65

4. PROPIEDADES Y DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En este capítulo se definirán las propiedades físicas y químicas que posee un fluido de perforación, para verificar que cumplan con las necesidades de la operación así mismo se describirá el paso a paso de cada una de las pruebas.

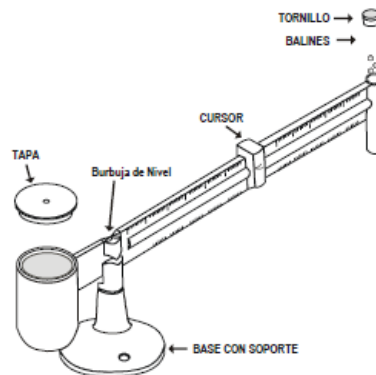
4.1 PROPIEDADES FÍSICAS

Las propiedades físicas son aquellas características propias de la materia que pueden ser observadas y medidas sin que se genere alguna reacción química.¹³

Densidad. Los fluidos de la formación permanecen en su sitio correspondiente gracias a ésta propiedad que se encarga que lo dicho anteriormente se cumpla.

El procedimiento a realizar es:

Figura 1 Balanza de lodo.



Fuente: PDVSA. Fluidos de perforación. 2002. p. 19

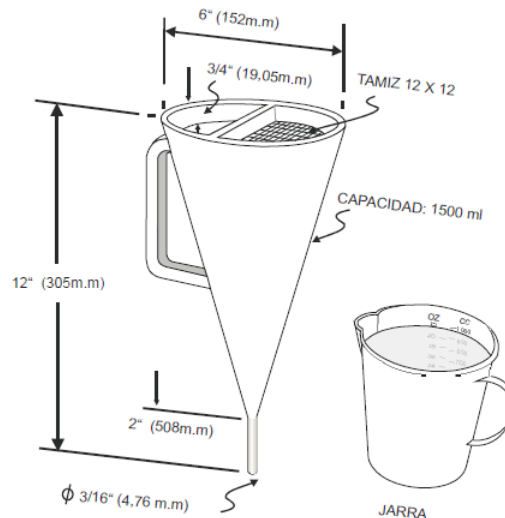
- Llenar el recipiente vacío con el lodo de perforación hasta el tope con el lodo a probar.
- Poner la respectiva tapa en el recipiente, para que se desborde por el orificio superior.
- Limpiar el exceso y secar bien
- Acomodar la balanza sobre el punto de apoyo de la base
- Desplazar el cursor por el brazo graduado hasta que la burbuja del nivel quede en el centro de la marca.

¹³ UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. Propiedades físicas de la materia. [En línea]. Disponible en : <http://depa.fquim.unam.mx/amyd/archivero/U1temas1.5a1.7_19118.pdf>.[Citado el 13 de mayo de 2019]

- Leer en el brazo graduado, en la parte más cercana al recipiente donde el cursor quedó fijo la densidad del fluido.

4.1.1 Viscosidad. La viscosidad es la resistencia de un fluido a fluir. Se determina mediante el uso de un Embudo de Marsh y sirve para comparar la fluidez del lodo respecto a la del agua.

Figura 2 Embudo de Marsh.



Fuente: PDVSA. Fluidos de perforación. 2002. p. 20

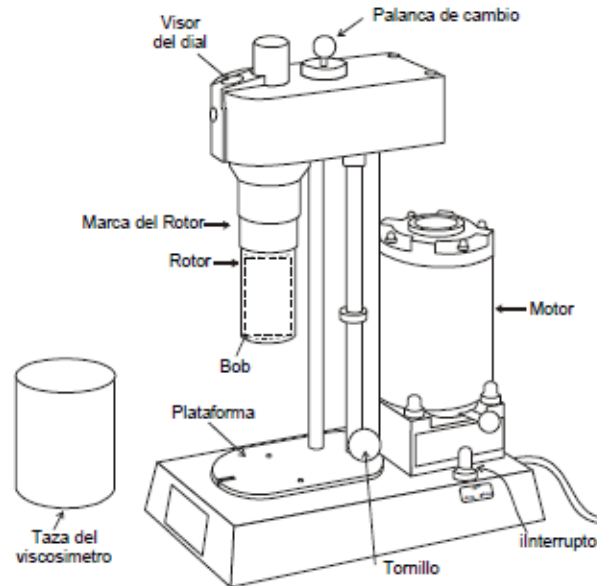
El procedimiento de esta prueba es:

- Verter el lodo de perforación por la parte superior del embudo, teniendo en cuenta que se debe verter encima de la malla allí presente. Llenar hasta que el fluido llegue a la parte inferior de la ya mencionada malla. Tener en cuenta obstruir la salida del fluido por el orificio inferior obstruyendo su salida con un dedo.
- Retirar el dedo del orificio inferior y en ese mismo instante iniciar el conteo con la ayuda de un cronómetro. Detener el tiempo cuando el líquido que sale del embudo llene $\frac{1}{4}$ de galón.

4.1.2 Reología. La reología es el estudio del flujo y la deformación de la materia sometidas a fuerzas para tener como resultado las propiedades del fluido¹⁴. Dentro de estos estudios se encuentran la viscosidad plástica, el punto cedente y la resistencia o fuerza de gel.

¹⁴OILFIELD GLOSSARY. Reología. [En línea]. Disponible en: <<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/rheology.aspx>> [Citado el 13 de octubre de 2019]

Figura 3 Reómetro



Fuente: PDVSA. Fluidos de perforación. 2002. p. 21

El procedimiento que se realiza para calcular las fuerzas mencionadas anteriormente son:

- Colocar la muestra de lodo de perforación dentro de la termo-copa.
- Aumentar la temperatura a 120° F mientras se agita a 300 rpm.
- Una vez alcanzada dicha temperatura, coloque el viscosímetro a 600 rpm, espere que se estabilice y lee el valor en el dial. Registre como $\theta 600$
- Cambiar la velocidad a 300 rpm, espere que se estabilice y lea el valor. Registre como $\theta 300$.
- Repita el mismo procedimiento anterior para 200 rpm ($\theta 200$), 100 rpm ($\theta 100$), 6 rpm ($\theta 6$) y 3 rpm ($\theta 3$).
- Coloque el viscosímetro a 600 rpm, una vez estabilizado cambie su velocidad a 3 rpm e inmediatamente apáguelo. Espere 10 segundos y lo enciende nuevamente midiendo la mayor lectura visible. Registre como Gel de 10 segundos ($lb/100 ft^2$).
- Repita el paso anterior, pero esta vez espere un tiempo de 10 minutos y registre como Gel de los 10 minutos ($lb/100 ft^2$).

4.1.2.1 Viscosidad plástica. La viscosidad plástica es el resultado de la fricción entre sólidos, sólidos y líquidos, líquidos y líquidos. Depende de la forma de los sólidos presentes, del tamaño y la concentración. Al conocer este valor podemos

mejorar el comportamiento reológico y obtener una alta tasa de perforación¹⁵. Se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 1. Viscosidad plástica.

$$PV(cP) = \theta 600 - \theta 300$$

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, USA: API, 2014. p. 172

4.1.2.1 Punto cedente. El punto cedente es la fuerza de atracción entre las partículas, al igual que ayuda a mantener el fluido cuando se encuentra en movimiento. Cuando existen muchas floculaciones dentro del fluido el punto cedente va a ser elevado¹⁶. Se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 2. Punto Cedente.

$$YP \left(\frac{lb}{100 ft^2} \right)$$

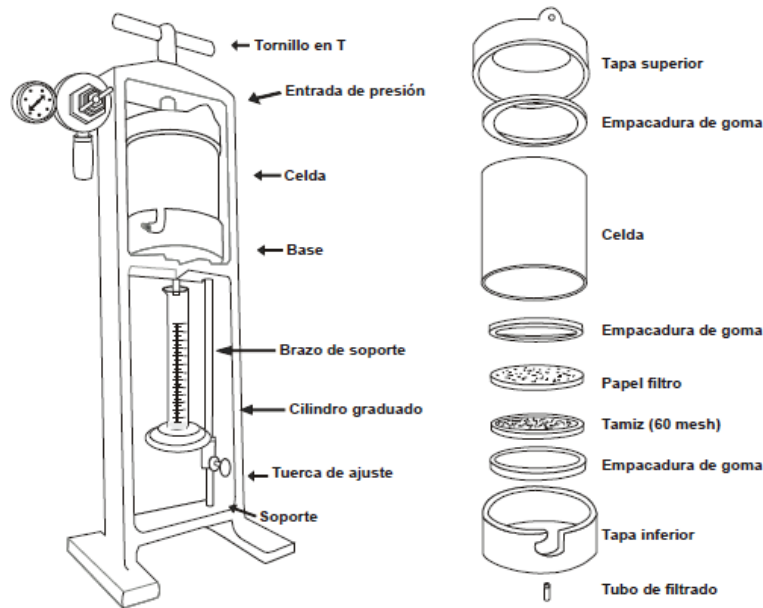
Fuente. INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, USA: API, 2014. p. 172

¹⁵ PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. Fluidos de perforación. Op. Cit. p. 13.

¹⁶ Ibid. p. 13.

4.1.3 Filtrado API. El filtrado API es un indicador de la cantidad de fluido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables cuando este es sometido a una presión.

Figura 4 Filtro Prensa API



Filtro Prensa API

Fuente: PDVSA. Fluidos de perforación. 2002. p. 21

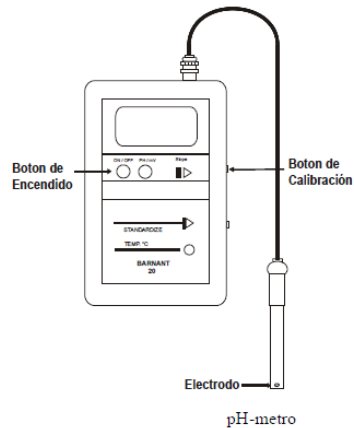
Para obtener el volumen de filtrado se debe realizar el siguiente procedimiento:

- Colocar un empaque sobre la tapa del filtro-prensa, enseguida coloque un papel filtro y encima el segundo empaque. Asegure la tapa inferior al cilindro.
- Llenar la celda o cilindro dejando 1 cm libre.
- Asegurar la tapa superior con el tornillo vertical, asegurándose que el empaque de la tapa superior esté bien puesto.
- Debajo del tubo de drenaje ubicar una probeta graduada para recoger el filtrado.
- Cerrar la válvula de alivio y ajustar la presión del regulador a 100 psi.
- Una vez se gradúe la presión, esperar 30 minutos para que salga el filtrado.
- Pasados los 30 minutos cerrar el regulador y abrir la válvula de presión para permitir que se remueva la presión.
- Medir la cantidad de filtrado extraído y registrarlo.
- Aflojar el tornillo vertical y remover la tapa superior.
- Desechar el lodo restante de la celda sin dañar el revoque o cake.
- Lavar cuidadosamente el revoque con agua.
- Medir el espesor del revoque en 1/32" y registrarlo

- Anotar la consistencia del revoque obtenido: Duro, blando, malebale, quebradizo, suave o resistente.
- **pH.** El pH indica si el lodo es ácido o básico. Los lodos pueden ser de pH alto o bajo; Es de pH bajo cuando está entre 7,5 y 9,5, pero es pH alto cuando varía entre 9,5 y 11,5¹⁷.

El procedimiento para medir el pH de un lodo de perforación:

Figura 5 Ph-metro



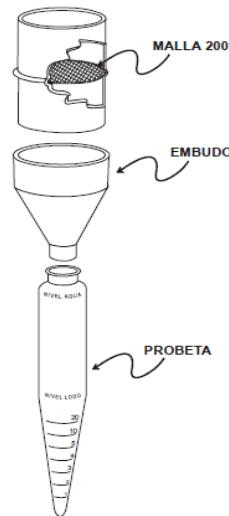
Fuente: PDVSA. Fluidos de perforación. 2002. p. 25

- Encender el pH-metro.
- Sumergir el electrodo dentro del lodo de perforación.
- Registrar el valor que aparece en la pantalla.
- Sacar el electrodo del lodo y lavar con agua destilada.
- Dejar el electrodo dentro de su solución.
- **Porcentaje de arenas.** Esta propiedad debe mantenerse lo más baja posible durante la operación de perforación para evitar daños en los equipos utilizados.

El procedimiento para medir es el siguiente:

¹⁷ Ibid. p. 15.

Figura 6 Equipo contenido de arenas

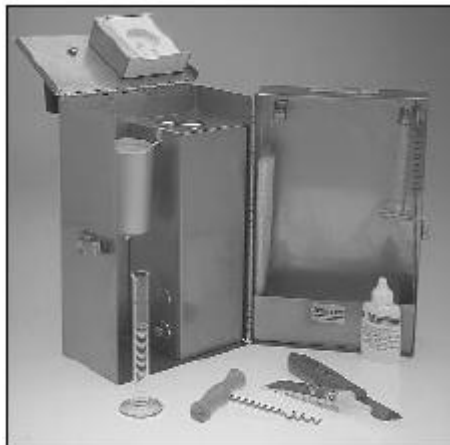


Fuente. PDVSA. Fluidos de perforación. 2002. p.

- Llenar la zanahoria con lodo hasta la marca “Lodo hasta aquí”.
 - Adicionar agua destilada hasta la marca “Agua hasta aquí”.
 - Agitar vigorosamente y depositar el contenido sobre una malla mesh 200.
 - Agregar más agua a la zanahoria para remover todo el lodo de las paredes y volver a depositar en la malla.
 - Dar vuelta al recipiente y colocar el embudo por la parte donde se vertió el contenido de la zanahoria.
 - Lavar la malla de modo que el contenido de arenas que se quedó en la malla caiga dentro de la zanahoria.
 - Adicionar agua hasta la marca indicada.
 - Esperar que la arena se decante y registrar el porcentaje de arena.
- **Porcentaje de sólidos y líquidos.** Para esta prueba se usa la retorta, **Figura 9**, y permite determinar la cantidad de sólidos de alta y baja gravedad específica. Para realizar este análisis se procede de la siguiente manera:
- Llenar la celda con lodo.
 - Colocar la tapa sobre la celda y limpiar el exceso.
 - Rellenar la cámara superior con viruta de acero fina.
 - Engrasar la rosca de la celda.
 - Enroscar la celda a la cámara y conectarlas al condensador de la unidad.
 - Ubicar una probeta de 10 mL a la salida del condensador.

- Conectar el equipo y dejar calentar por 1 hora hasta que la condensación finalice.
- Leer el volumen de agua recuperado y ese será el porcentaje de líquido multiplicado por 10
- EL porcentaje de sólidos será la diferencia del 100% con el porcentaje de líquido.

Figura 7 Retorta



Fuente. INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, USA: API, 2014.

4.2 PROPIEDADES QUÍMICAS

Son aquellas propiedades que al ser observadas o medidas generan nuevas especies químicas¹⁸.

4.2.1 MBT (Methylene Blue Test). Es aquella propiedad que se encarga de medir la concentración total de sólidos arcillosos existentes en el fluido de perforación¹⁹. Para medir esta propiedad se debe realizar el siguiente procedimiento:

- En un Erlenmeyer de 250 mL colocar 2 mL de lodo. Adicionar 10 mL de agua destilada, después agregar 15 mL de peróxido de hidrógeno al 3% v/v. Agitar y adicionar 0,5 mL (10 gotas) de ácido sulfúrico.
- Poner a hervir la muestra durante 10 minutos mientras se agita la mezcla. Si es posible hacer uso de un agitador magnético.
- Una vez hervida la muestra deje enfriar y complete 50 mL con agua destilada.
- Titular con azul de metileno en fracciones de 0,5 mL mientras se va agitando la muestra.

¹⁸ UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. Propiedades físicas de la materia. Op. Cit. p. 4.

¹⁹ PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. Fluidos de perforación. Op. Cit. p. 16.

- Colocar una gota de la mezcla con el mezclador de vidrio sobre el papel filtro.
- Seguir titulando hasta llegar al punto final.
- El punto final es aquel punto en el que se forma una coronilla de color azul celeste alrededor de la gota puesta sobre el papel filtro.
- Registrar el valor de MBT como lb/bbl de arcilla así, **Ecuación 4.**

Ecuación 3. MBT

$$MBT \left(\frac{Lb}{bbl} \right) = (mL \text{ azul de metileno} \times 5) / 2$$

Fuente. PDVSA. Fluidos de perforación. 2002. p. 65

4.2.2 Alcalinidad. La alcalinidad de una solución es la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos²⁰.

4.2.2.1 Alcalinidad de fenolftaleína del lodo (Pm). Esta prueba pretende determinar la concentración de cal en lb/bbl necesarias para sustraer los gases ácidos que puedan presentarse a lo largo de la operación de perforación del pozo²¹. El procedimiento es el siguiente:

- Medir 1 mL de lodo en un recipiente de titulación
- Adicionar 10 mL de agua destilada.
- Agregar 4 o 5 gotas de fenolftaleína e ir agitando.
- Si la muestra toma un color rosado, titular con H_2SO_4 0,02 N hasta que el color rosado retome el color original de la muestra.
- Registrar como los mL necesarios de H_2SO_4 0,02 N necesarios para titular 1 mL de lodo.

4.2.2.2 Alcalinidad de fenolftaleína del filtrado (Pf). Esta prueba tiene como objetivo identificar los iones mediante la determinación de la alcalinidad del filtrado²². Su procedimiento es el siguiente:

- Medir 1 mL de filtrado en un recipiente de titulación.
- Adicionar 2 o 3 gotas de fenolftaleína y agitar.
- Si la muestra se torna rosado intenso, titular con H_2SO_4 0,02 N hasta que la muestra tome su color original, adquiriendo un pH final de 8,3.
- Registrar como los mL necesarios de H_2SO_4 0,02 N necesarios para titular 1 mL de filtrado.

²⁰ Ibid. p. 16.

²¹ Ibid. p. 62

²² Ibid. p. 59.

4.2.2.3 Alcalinidad de metil naranja de filtrado (Mf). Mediante esta prueba se pretende determinar la concentración de iones contaminantes que afectan la estabilidad del hoyo mediante el cálculo de la alcalinidad de metil naranja de filtrado²³. Se determina de la siguiente manera:

- A la muestra anterior añadir 2 o 3 gotas de metil naranja llevando la mezcla a un color anaranjado.
- Titular con H_2SO_4 0,02 N hasta que la muestra se torne de color rosado intenso, adquiriendo un pH final de 4,3
- Registrar Mf como mL de ácido para Pf más los mililitros de la pasada titulación.

4.2.3 Cloruros (Cl^-). Los cloruros son los encargados de afectar la reología de los lodos base agua. Para calcular los cloruros se debe realizar el siguiente procedimiento:

- Medir 1 mL de filtrado en un recipiente de titulación.
- Repetir el procedimiento realizado en la prueba de Pf para obtener pH=8,3
- Adicionar 10 o 15 gotas de cromato de potasio a la muestra ya titulada, esta se tornará de un color amarillo.
- Titular con $AgNO_3$ mientras se agita hasta que la muestra cambie de color a rojo ladrillo.
- Registrar $Cl^- \left(\frac{mg}{L}\right)$ como los mililitros de $AgNO_3 \times 1000$

4.2.4 Dureza (Ca^{++}). Esta prueba tiene como objetivo determinar los ppm de calcio que existen en el fluido, **Ecuación 5**. Se debe proceder de la siguiente manera:

- Medir 1 mL de filtrado en un recipiente de titulación.
- Añadir 1 mL de buffer amoniacal (solución estabilizadora de dureza total)
- Adicionar 1 cucharadita de medidor de dureza total, agitar bien. Si la muestra cambia de color a vinotinto, quiere decir que hay presencia de calcio.
- Titular con EDTA (Versenato Estándar de 400 mg/L) 0,01M hasta que la muestra anterior cambie de color a azul.

Ecuación 4. Dureza Ca^{++}

$$Ca^{++}(mg/L) = mL \text{ Versenato Estándar} \times 400$$

Fuente: PDVSA. Fluidos de perforación. 2002. p.56.

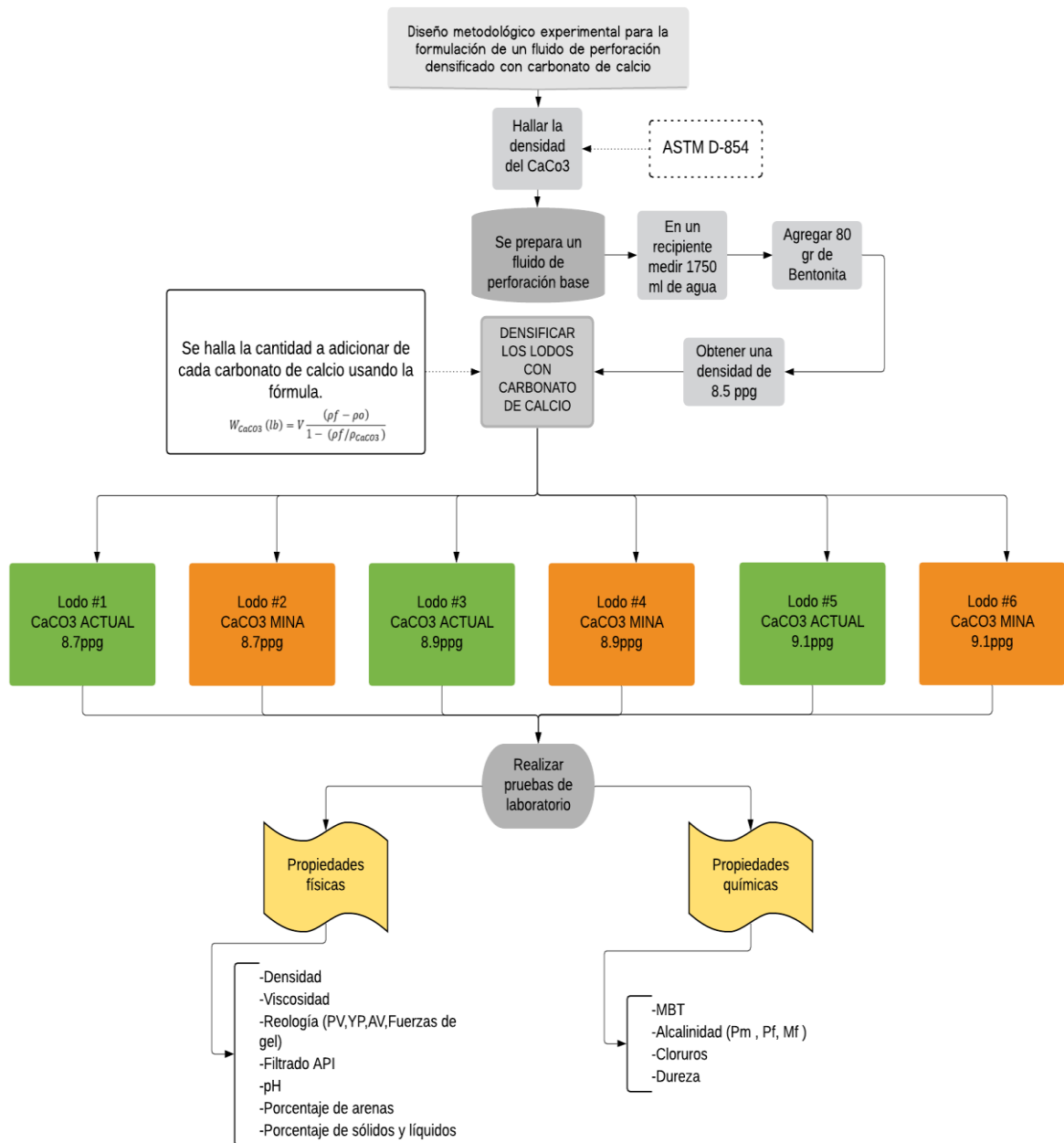
²³ Ibid. p. 60.

5. DISEÑO METODOLÓGICO EXPERIMENTAL PARA LA FORMULACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DENSIFICADO CON CARBONATO DE CALCIO

Se compararon los resultados entre el certificado de análisis de carbonato de calcio actualmente usado y el carbonato de calcio extraído de la mina, y así, conocer la pureza de cada carbonato de calcio. Se determinó la gravedad específica del carbonato de calcio actualmente usado en el campo, y del extraído de la mina, con base en la norma ASTM D-854, la cual estipula como medir la gravedad específica mediante métodos estandarizados. Posteriormente, se procedió a diseñar los fluidos de perforación con carbonato de calcio actualmente usado en campo y del extraído de la mina, se tuvo en cuenta la ventana de lodos de un pozo de dicho campo para determinar a qué densidades se debía llegar con los fluidos de perforación. El reporte de lodos establece la cantidad de insumos a usar. Finalizado el diseño de los fluidos de perforación se realizaron las pruebas de laboratorio estipuladas en el manual de fluidos de perforación²⁴ para llevar a cabo la comparación de los resultados de estas mismas, y así, analizar sus propiedades, **Diagrama 2.**

²⁴ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Op. Cit, p. 1

Diagrama 2. Diseño metodológico experimental para la formulación de los lodos.



Fuente: elaboración propia

5.1 FORMULACIONES PROPUESTAS

La investigación busca comparar las propiedades reológicas de los fluidos de perforación usando como densificante dos tipos de carbonato de calcio, para la selección de las densidades se tuvo en cuenta la ventana de lodos destinada para una primera fase de perforación en el campo, **TABLA 6**.

Tabla 6 Densidades seleccionadas

Lodo	Carbonato de calcio	Densidad (ppg)
1	Actual	8.7
2	Mina	8.7
3	Actual	8.9
4	Mina	8.9
5	Actual	9.1
6	Mina	9.1

Fuente. elaboración propia

Previo a la elaboración de los fluidos de perforación, se hallaron las densidades para cada carbonato de calcio, basados en la norma ASTM D-854, la cuales fueron las siguientes:

- Densidad CaCO₃ Actual: 21.2559 ppg
- Densidad CaCO₃ Mina: 23.6799 ppg

Para realizar las pruebas se prepararon 5 bbl de lodo por cada densidad a la que se tenía como objetivo. A continuación, especifica la procedencia de las concentraciones de cada aditivo y se resumen en su respectiva tabla. Todas las concentraciones se encuentran dentro de los rangos o son explícitamente indicados en el registro de lodos.

El manual de fluidos de perforación²⁵ estipula las siguientes relaciones de campo a laboratorio:

- ✓ 1 bbl en campo equivale a 350 mL en laboratorio
- ✓ 1 lb en campo equivale a 1 gr en laboratorio

Se prepararon seis lodos de 5 bbl para cada densidad a la que se tenía que llegar según la **TABLA 3**. Posteriormente se especificará el porqué de las concentraciones de los aditivos y se consolidará en tablas.

Para llegar a cada densidad objetivo se prepara un fluido base, el cual consta de 1750 mL de agua (5 bbl en campo), 80 gr de Bentonita tipo Hydrogel. A este fluido

²⁵ Ibid, p. 75

se le mide la densidad en una balanza de lodos obteniendo como resultado 8.5 ppg. A continuación, se debe llevar el fluido de perforación a las densidades objetivo, usando como densificante el carbonato de calcio actualmente usado y el extraído de la mina. Para poder calcular el peso del nuevo aditivo, Pemex dicta la siguiente ecuación, **Ecuación 6**:

Ecuación 5. Cantidad de CaCO₃ para densificar el fluido de perforación

$$W_{CaCO_3} (lb) = V \frac{(\rho_f - \rho_o)}{1 - (\rho_f / \rho_{CaCO_3})}$$

Fuente: PEMEX. Fórmulas y tablas para trabajos de perforación y mantenimiento de pozos. Cantidad de insumo para densificar el fluido de perforación. México.

Donde:

w_{ins} = Peso real del insumo densificante (lb)

V = Volumen fluido (galón)

ρ_o = Densidad inicial (ppg)

ρ_f = Densidad final (ppg)

ρ_{CaCO_3} = Densidad carbonato de calcio (ppg)

Ahora bien, en el lodo #1, para llegar a 8.7 ppg desde 8,5 ppg se usó el carbonato de calcio actualmente usado, para el cual, si se implementa la **Ecuación 6**, se tiene:

$$W_{CaCO_3} (lb) = 0.4708 \frac{(8.7 - 8.5)}{1 - (8.7/21.2559)}$$

$$W_{CaCO_3} (lb) = 0.159403$$

$$W_{CaCO_3} (gr) = 0.159403 \text{ lb} * \left(\frac{453.5 \text{ gr}}{1 \text{ lb}} \right) = 72.28 \text{ gr}$$

En la **TABLA 7** se observa detalladamente las concentraciones usadas para la elaboración del lodo 1.

Tabla 7 Concentración Lodo 1 a 8.7 ppg.

Lodo 1, 8.7 ppg , CaCO ₃ Actualmente usado		
ADITIVO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)	CANTIDAD TOTAL (lb)
Bentonita	16	80
CaCO ₃ Actual	14.457	72.28

Fuente: elaboración propia.

En el lodo #2, para llegar a 8.7 ppg desde 8,5 ppg se usó el carbonato de calcio extraído de la mina, para el cual, si se implementa la **Ecuación 6**, se tiene:

$$W_{CaCO_3} (lb) = 0.4708 \frac{(8.7 - 8.5)}{1 - (8.7/23.6799)}$$

$$W_{CaCO_3} (lb) = 0.148846$$

$$W_{CaCO_3} (gr) = 0.148846 \text{ lb} * \left(\frac{453.5 \text{ gr}}{1 \text{ lb}} \right) = 67.501 \text{ gr}$$

En la **TABLA 8** se observa detalladamente las concentraciones usadas para la elaboración del lodo 2.

Tabla 8 Concentración Lodo 2 a 8.7 ppg.

Lodo 2, 8.7 ppg , CaCO ₃ Extraído Mina		
ADITIVO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)	CANTIDAD TOTAL (lb)
Bentonita	16	80
CaCO ₃ Actual	13.5	67.501

Fuente: elaboración propia.

En el lodo #3, para llegar a 8.9 ppg desde 8,5 ppg se usó el carbonato de calcio actualmente usado, para el cual, si se implementa la **Ecuación 6**, se tiene:

$$W_{CaCO_3} (lb) = 0.4708 \frac{(8.9 - 8.5)}{1 - (8.9/21.2559)}$$

$$W_{CaCO_3} (lb) = 0.323968$$

$$W_{CaCO_3} (gr) = 0.323968 \text{ lb} * \left(\frac{453.5 \text{ gr}}{1 \text{ lb}} \right) = 146.92 \text{ gr}$$

En la **TABLA 9** se observa detalladamente las concentraciones usadas para la elaboración del lodo 3.

Tabla 9 Concentración Lodo 3 a 8.9 ppg

Lodo 3, 8.9 ppg , CaCO ₃ Actualmente usado		
ADITIVO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)	CANTIDAD TOTAL (lb)
Bentonita	16	80
CaCO ₃ Actual	29.384	146.92

Fuente: elaboración propia.

En el lodo #4, para llegar a 8.9 ppg desde 8,5 ppg se usó el carbonato de calcio extraído de la mina, para el cual, si se implementa la **Ecuación 6**, se tiene:

$$W_{CaCO_3} (lb) = 0.4708 \frac{(8.9 - 8.5)}{1 - (8.9/23.6799)}$$

$$W_{CaCO_3} (lb) = 0.301720$$

$$W_{CaCO_3} (gr) = 0.301720 \text{ lb} * \left(\frac{453.5 \text{ gr}}{1 \text{ lb}} \right) = 136.83 \text{ gr}$$

En la **TABLA 10** se observa detalladamente las concentraciones usadas para la elaboración del lodo 4.

Tabla 10 Concentración Lodo 4 a 8.9 ppg.

Lodo 4, 8.9 ppg , CaCO ₃ Extraído Mina		
ADITIVO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)	CANTIDAD TOTAL (lb)
Bentonita	16	80
CaCO ₃ Actual	27.366	136.83

Fuente: elaboración propia.

En el lodo #5, para llegar a 9.1 ppg desde 8,5 ppg se usó el carbonato de calcio actualmente usado, para el cual, si se implementa la **Ecuación 6**, se tiene:

$$W_{CaCO_3} (lb) = 0.4708 \frac{(9.1 - 8.5)}{1 - (9.1/21.2559)}$$

$$W_{CaCO_3} (lb) = 0.493947$$

$$W_{CaCO_3} (gr) = 0.493947 lb * \left(\frac{453.5 gr}{1 lb} \right) = 224.004 gr$$

En la **TABLA 11** se observa detalladamente las concentraciones usadas para la elaboración del lodo 5.

Tabla 11 Concentración Lodo 5 a 9.1 ppg

Lodo 5, 9.1 ppg , CaCO ₃ Actualmente usado		
ADITIVO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)	CANTIDAD TOTAL (lb)
Bentonita	16	80
CaCO ₃ Actual	44.8	224.004

Fuente: elaboración propia.

En el lodo #6, para llegar a 9.1 ppg desde 8,5 ppg se usó el carbonato de calcio extraído de la mina, para el cual, si se implementa la **Ecuación 6**, se tiene

$$W_{CaCO_3} (lb) = 0.4708 \frac{(9.1 - 8.5)}{1 - (9.1/23.6799)}$$

$$W_{CaCO_3} (lb) = 0.458789$$

$$W_{CaCO_3} (gr) = 0.458789 lb * \left(\frac{453.5 gr}{1 lb} \right) = 208.061$$

En la **TABLA 12** se observa detalladamente las concentraciones usadas para la elaboración del lodo 6.

Tabla 12 Concentración Lodo 6 a 9.1 ppg.

Lodo 6, 9.1 ppg , CaCO ₃ Extraído Mina		
ADITIVO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)	CANTIDAD TOTAL (lb)
Bentonita	16	80
CaCO ₃ Actual	41.612	208.061

Fuente: elaboración propia.

6. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

Con base en el certificado del carbonato de calcio actualmente usado, **Anexo A** y el certificado del carbonato de calcio extraído de la mina, **Anexo B**, se comparan sus propiedades, **Tabla 10**; y se determina la densidad de cada uno mediante pruebas estipuladas en la norma ASTM D-854.

Los resultados de la comparación de propiedades del carbonato de calcio y de las pruebas realizadas en los fluidos de perforación se mostrarán en este capítulo.

6.1 COMPARACIÓN DE PROPIEDADES DEL CARBONATO DE CALCIO

Se observa en la **Tabla 13**, que el carbonato de calcio extraído de la mina tiene 0.15 puntos porcentuales de carbonato de calcio más que el usado actualmente, sin embargo, ambos valores son muy cercanos y son óptimos para ser empleados en la elaboración de un fluido de perforación.

Tabla 13 Propiedades Carbonato de calcio

Propiedad	Carbonato de calcio Actual	Carbonato de calcio Mina
% Carbonato de calcio	95.5%	95.65%
Humedad	0.01%	0.04%
Material insoluble en HCL	0.12%	2.75%
Densidad	21.2559 ppg	23.6799 ppg

Fuente.: elaboración propia.

El carbonato de calcio actualmente usado y el carbonato de calcio extraído de la mina tienen una humedad inferior al 1% lo cual nos indica que el poder de reacción no se verá afectado por esta propiedad.

Respecto al material insoluble en ácido clorhídrico, se evidencia que el carbonato de calcio extraído de la mina tiene 2.63 puntos porcentuales por encima del carbonato de calcio actualmente usado, esto se debe a que el carbonato extraído de la mina no ha estado bajo tratamientos para retirar este material. Esta propiedad es importante debido a que el carbonato de calcio es preferible a otros densificantes porque es soluble en ácido y se disuelve con ácido clorhídrico para limpiar las zonas de producción.

La densidad ha sido determinando mediante dos botellas de gravedad específica de Lechatelier como se muestra en la **figura 8**, se llenó la botella con varsol hasta la marca indicada de 18 mL, en cada botella se adicionaron 7 gr de carbonato de calcio, se homogenizó la mezcla para tomar la lectura del volumen final en cada caso, y así, saber el volumen desplazado por los 7 gr de cada uno de los carbonatos de calcio. Con estos datos se determinó la densidad de cada carbonato de calcio.

En la **figura 8**, en la parte izquierda se encuentra la botella de gravedad específica de Lechatelier con los 7 gr de carbonato de calcio extraído de la mina, y en la parte derecha se encuentra la botella de gravedad específica de Lechatelier con los 7 gr de carbonato de calcio actualmente usado.

Figura 8 Botellas de gravedad específica de Lechatelier



○

Fuente. Elaboración propia.

La densidad del carbonato de calcio extraído de la mina es mayor por 2.424 ppg a la densidad del carbonato de calcio actualmente usado, por ende, en el capítulo 5, se evidenció, que, para llegar a cada una de las densidades objetivo en los 3 casos (8.7 ppg, 8.9 ppg, 9.1 ppg) se necesitó menor cantidad de carbonato de calcio extraído de la mina en comparación a la cantidad usada de carbonato de calcio actualmente implementada.

6.2 LODOS DENSIFICADOS

A continuación, una vez elaborados los fluidos de perforación, se procede con las pruebas de densidad, pH, contenido de sólidos y líquidos, filtrado API, porcentaje de arenas, MBT, viscosidad, Reología (Viscosidad plástica, Punto cedente, fuerza de gel), alcalinidad, cloruros y dureza. En las **Tablas 11, 12, 13, 14, 15, 16** se consolidan los resultados obtenidos para cada uno de los fluidos de perforación elaborados en el capítulo 5, **Diagrama 2**.

Tabla 14 Resultados pruebas fluido de perforación #1, CaCO₃ Actual 8.7 ppg

FLUIDO DE PERFORACIÓN CaCo3 Actual 8.7 ppg	
PROPIEDADES FÍSICAS	RESULTADO
Densidad (lb/gal)	8.7
Viscosidad (s/qt)	40
pH	9.756
Contenido de sólidos y líquidos (%Líquido/%Sólidos)	98 / 2
Filtrado API (mL)	17.5
Espesor del revoque (in)	4 / 32
Consistencia del revoque	maleable
Porcentaje de Arenas (%)	2
MBT (lb/bbl)	15
Reología	
θ 600	18
θ 300	12
θ 200	10
θ 100	7
θ 6	2
θ 3	1
AV (cP)	9
PV (cP)	6
YP (lb/100 ft ²)	6
Esfuerzo de gel 10 s (lb/100ft ²)	2
Esfuerzo de gel 10 min (lb/100ft ²)	10
PROPIEDADES QUÍMICAS	
Pm (mL)	1.3
Pf (mL)	0.1
Mf (mL)	0.6
Cl ⁻ (mg/L)	700
Ca ; Mg (mg/L)	240

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 15 Resultados pruebas fluido de perforación #2, CaCO₃
Mina 8.7 ppg

FLUIDO DE PERFORACIÓN CaCo3 Mina 8.7 ppg	
PROPIEDADES FÍSICAS	RESULTADO
Densidad (lb/gal)	8.7
Viscosidad (s/qt)	44
pH	9.831
Contenido de sólidos y líquidos (%Líquido/%Sólidos)	98 / 2
Filtrado API (mL)	20
Espesor del revoque (in)	4 / 32
Consistencia del revoque	maleable
Porcentaje de Arenas (%)	1.5
MBT (lb/bbl)	17.5
Reología	
θ 600	25
θ 300	16
θ 200	13
θ 100	10
θ 6	5
θ 3	5
AV (cP)	12.5
PV (cP)	9
YP (lb/100 ft ²)	7
Esfuerzo de gel 10 s (lb/100ft ²)	4
Esfuerzo de gel 10 min (lb/100ft ²)	13
PROPIEDADES QUÍMICAS	
Pm (mL)	1.2
Pf (mL)	0.2
Mf (mL)	0.3
Cl- (mg/L)	600
Ca ; Mg (mg/L)	120

Fuente: elaboración propia.

Tabla 16 Resultados pruebas fluido de perforación #3, CaCO₃
Actual 8.9 ppg

FLUIDO DE PERFORACIÓN CaCo3 Actual 8.9 ppg	
PROPIEDADES FÍSICAS	RESULTADO
Densidad (lb/gal)	8.9
Viscosidad (s/qt)	41
pH	9.984
Contenido de sólidos y líquidos (%Líquido/%Sólidos)	96 / 4
Filtrado API (mL)	20.5
Espesor del revoque (in)	4 / 32
Consistencia del revoque	maleable
Porcentaje de Arenas (%)	4.5
MBT (lb/bbl)	17.5
Reología	
θ 600	13
θ 300	8
θ 200	7
θ 100	4
θ 6	2
θ 3	2
AV (cP)	6.5
PV (cP)	5
YP (lb/100 ft ²)	3
Esfuerzo de gel 10 s (lb/100ft ²)	3
Esfuerzo de gel 10 min (lb/100ft ²)	9
PROPIEDADES QUÍMICAS	
Pm (mL)	1.2
Pf (mL)	0.25
Mf (mL)	0.75
Cl- (mg/L)	500
Ca ; Mg (mg/L)	80

Fuente: elaboración propia.

Tabla 17 Resultados pruebas fluido de perforación #4, CaCO₃ Mina 8.9 ppg

FLUIDO DE PERFORACIÓN CaCo3 Mina 8.9 ppg	
PROPIEDADES FÍSICAS	RESULTADO
Densidad (lb/gal)	8.9
Viscosidad (s/qt)	45
pH	9.836
Contenido de sólidos y líquidos (%Líquido/%Sólidos)	98 / 2
Filtrado API (mL)	17
Espesor del revoque (in)	4 / 32
Consistencia del revoque	maleable
Porcentaje de Arenas (%)	4
MBT (lb/bbl)	17.5
Reología	
θ 600	21
θ 300	13
θ 200	10
θ 100	7
θ 6	3
θ 3	3
AV (cP)	10.5
PV (cP)	8
YP (lb/100 ft ²)	5
Esfuerzo de gel 10 s (lb/100ft ²)	3
Esfuerzo de gel 10 min (lb/100ft ²)	10
PROPIEDADES QUÍMICAS	
Pm (mL)	1.2
Pf (mL)	0.15
Mf (mL)	0.35
Cl ⁻ (mg/L)	600
Ca; Mg (mg/L)	120

Fuente: elaboración propia.

Tabla 18 Resultados pruebas fluido de perforación #5, CaCO₃
Actual 9.1 ppg

FLUIDO DE PERFORACIÓN CaCo3 Actual 9.1 ppg	
PROPIEDADES FÍSICAS	RESULTADO
Densidad (lb/gal)	9.1
Viscosidad (s/qt)	40
pH	9.878
Contenido de sólidos y líquidos (%Líquido/%Sólidos)	93 / 7
Filtrado API (mL)	22
Espesor del revoque (in)	4 / 32
Consistencia del revoque	maleable
Porcentaje de Arenas (%)	4
MBT (lb/bbl)	12.5
Reología	
θ 600	25
θ 300	14
θ 200	11
θ 100	8
θ 6	3
θ 3	2
AV (cP)	12.5
PV (cP)	11
YP (lb/100 ft ²)	3
Esfuerzo de gel 10 s (lb/100ft ²)	1
Esfuerzo de gel 10 min (lb/100ft ²)	8
PROPIEDADES QUÍMICAS	
Pm (mL)	1.2
Pf (mL)	0.2
Mf (mL)	0.6
Cl ⁻ (mg/L)	800
Ca ; Mg (mg/L)	160

Fuente: elaboración propia.

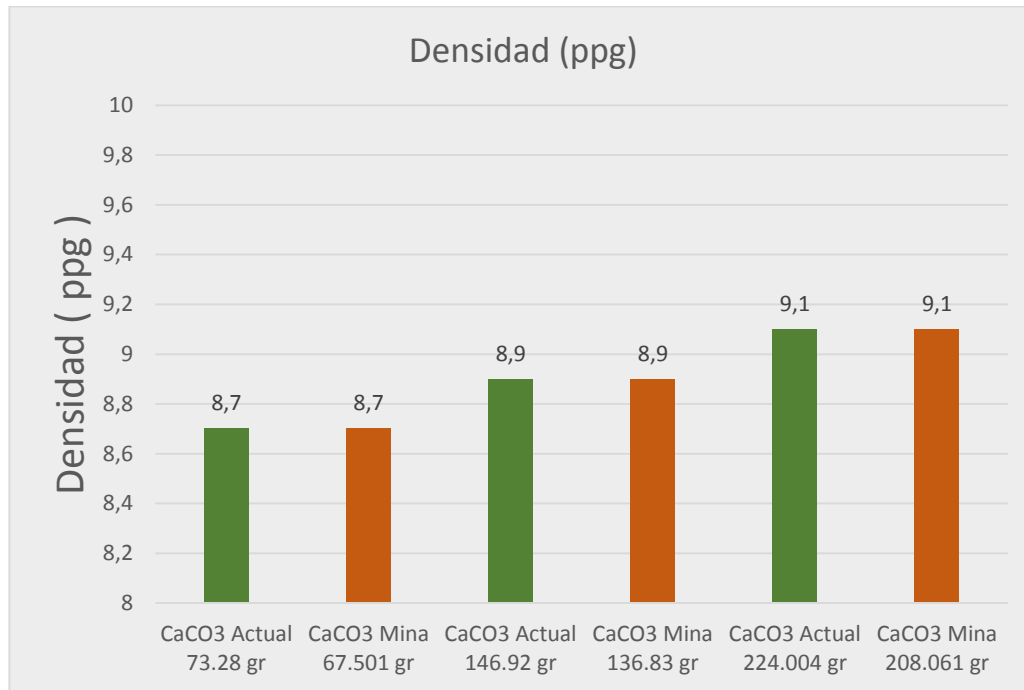
Tabla 19 Resultados pruebas fluido de perforación #6, CaCO₃ Mina 9.1 ppg

FLUIDO DE PERFORACIÓN CaCo3 Mina 9.1 ppg	
PROPIEDADES FÍSICAS	RESULTADO
Densidad (lb/gal)	9.1
Viscosidad (s/qt)	45
pH	9.857
Contenido de sólidos y líquidos (%Líquido/%Sólidos)	100 / 0
Filtrado API (mL)	16
Espesor del revoque (in)	4 / 32
Consistencia del revoque	maleable
Porcentaje de Arenas (%)	4
MBT (lb/bbl)	15
Reología	
θ 600	26
θ 300	15
θ 200	12
θ 100	8
θ 6	3
θ 3	2
AV (cP)	13
PV (cP)	11
YP (lb/100 ft ²)	4
Esfuerzo de gel 10 s (lb/100ft ²)	2
Esfuerzo de gel 10 min (lb/100ft ²)	9
PROPIEDADES QUÍMICAS	
Pm (mL)	1.25
Pf (mL)	0.2
Mf (mL)	0.4
Cl ⁻ (mg/L)	700
Ca; Mg (mg/L)	140

Fuente: elaboración propia.

La densidad objetivo es la propiedad primordial, debido a que el carbonato de calcio es un densificante, en la **gráfica 1** se evidencia, que en todos los casos el fluido de perforación obtuvo la densidad esperada, sin embargo, la cantidad necesaria de carbonato de calcio extraído de la mina fue menor a la cantidad necesaria de carbonato de calcio actualmente usado.

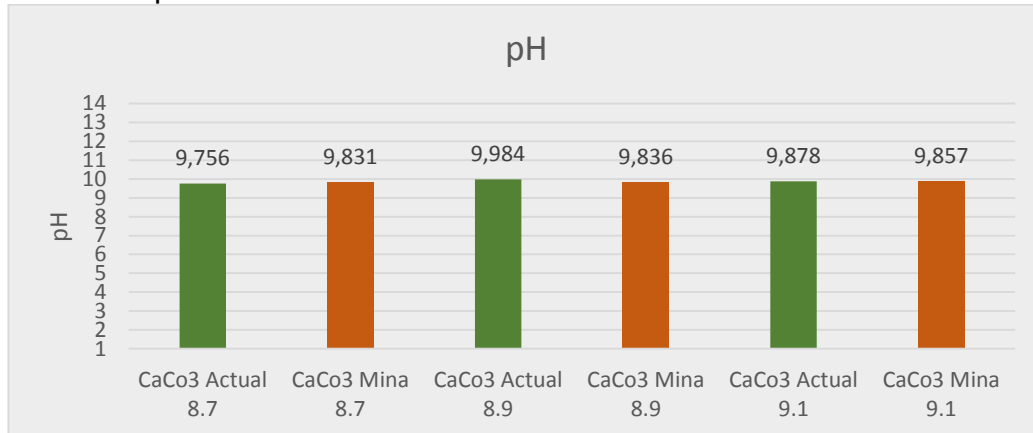
Gráfica 1 Densidad



Fuente: elaboración propia.

El pH en todos los fluidos de perforación se mantuvo entre 9 y 10, lo cual nos indica que es un fluido alcalino.

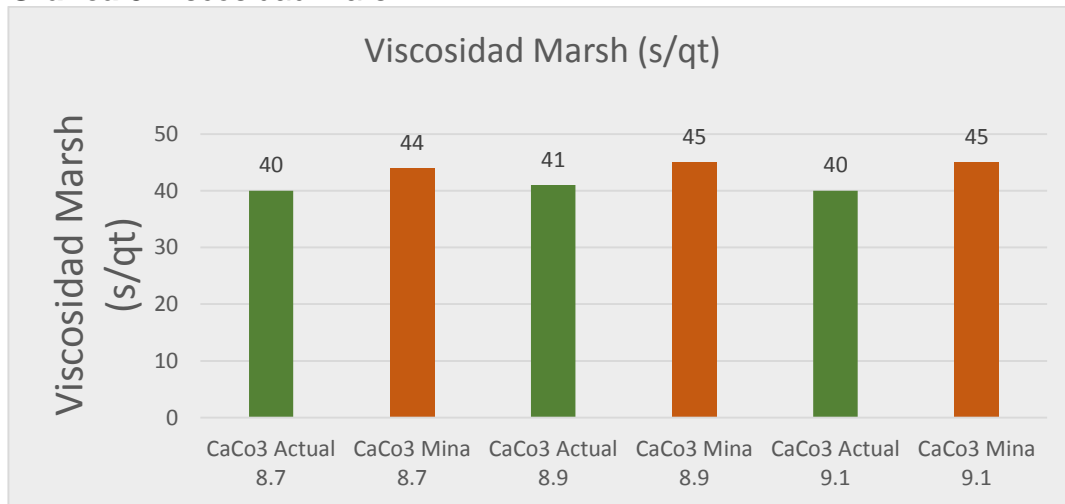
Gráfica 2 pH



Fuente: elaboración propia.

Con respecto a la viscosidad de los 6 fluidos de perforación, todos poseen valores cercanos, esto es debido a que el material viscosificante que se empleó en la elaboración de los fluidos de perforación fue la bentonita y en los 6 fluidos de perforación se adicionó la misma cantidad de bentonita (80 gr), la variación puede ser debido a la forma en que se añadió el aditivo o al tiempo que se dejó mezclando, sin embargo, en las **gráficas 3, 4, 5, 6** se observa que las viscosidades son mayores cuando se emplea como densificante el carbonato de calcio extra.

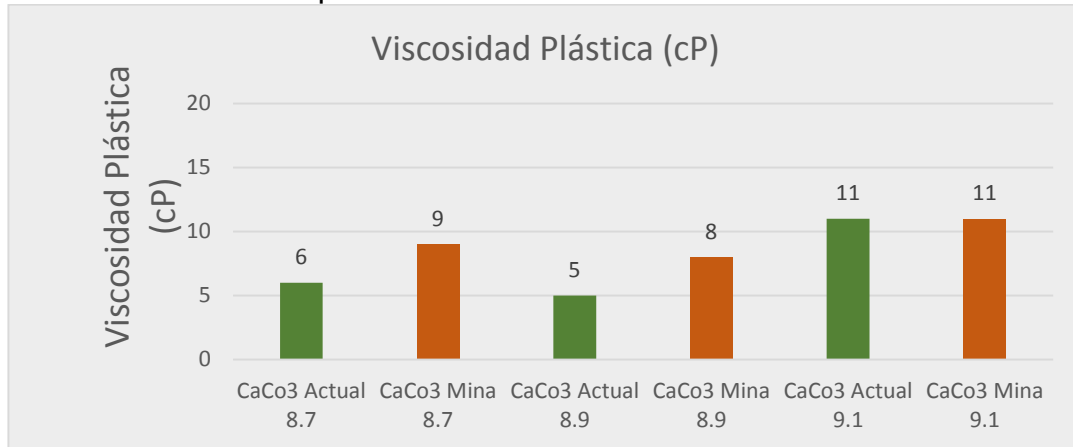
Gráfica 3 Viscosidad Marsh



Fuente: elaboración propia.

En la **gráfica 4**, se puede evidenciar que en los fluidos de perforación densificados con carbonato de calcio proveniente de la mina poseen mayor viscosidad plástica, esto es debido al tamaño y forma de los sólidos presentes, por lo cual, los fluidos densificados con carbonato de calcio proveniente de la mina tendrán mayor resistencia al flujo.

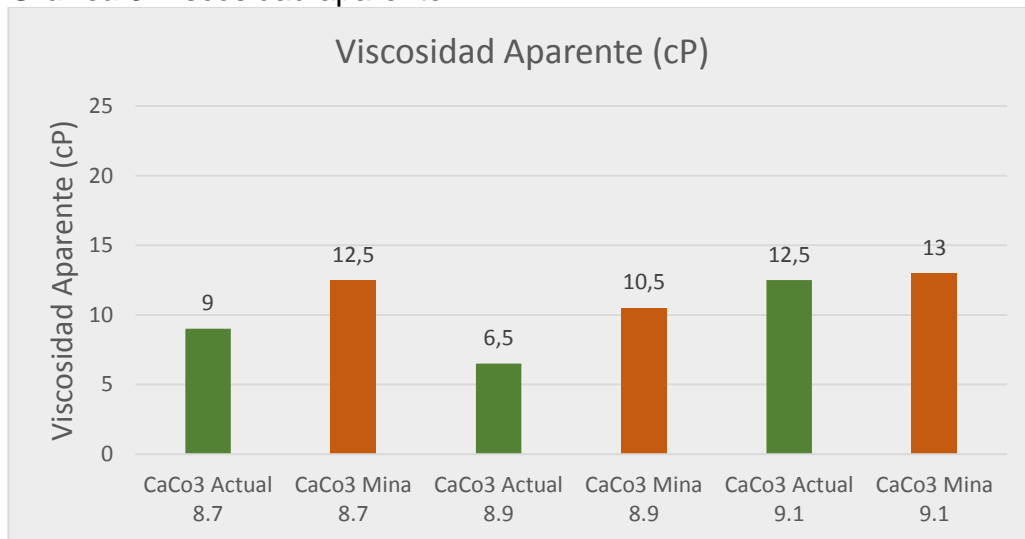
Gráfica 4 Viscosidad plástica



Fuente: elaboración propia.

En la **gráfica 5**, se evidencia que la viscosidad aparente es mayor en los fluidos de perforación densificados con carbonato de calcio proveniente de la mina, por lo cual estos fluidos tendrán mayor resistencia al flujo.

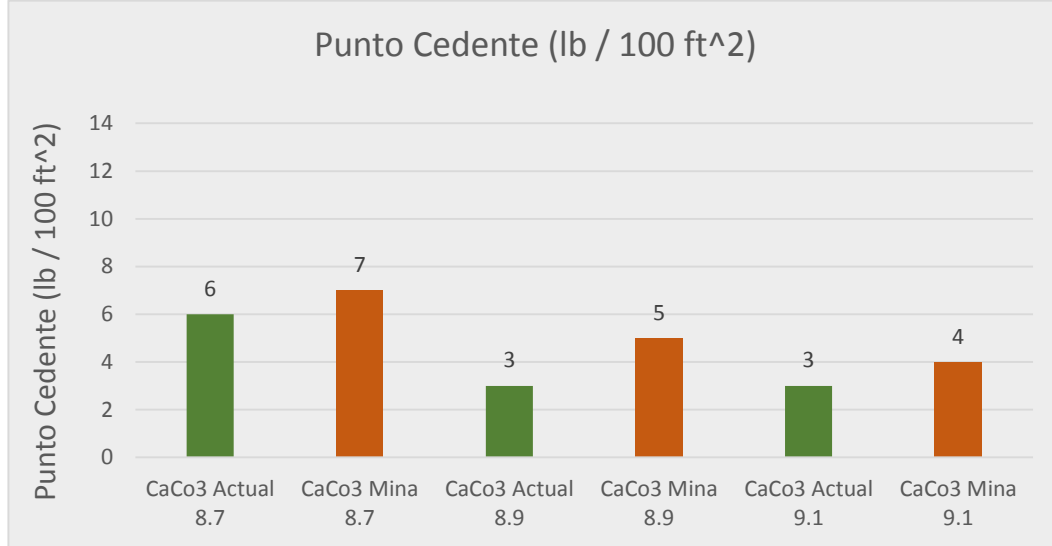
Gráfica 5 Viscosidad aparente



Fuente: elaboración propia.

En la **gráfica 6**, se determina que los fluidos de perforación elaborados con el carbonato de calcio extraído de la mina tienen mayor resistencia a que el fluido fluya después de un estado de reposo, pueden ser usados en perforaciones con un diámetro grande, con el fin de tener una limpieza eficiente del pozo, sin embargo, los fluidos de perforación densificados con carbonato de calcio actual requerirán menor presión de bombeo para pasar de un estado de reposo a un estado dinámico

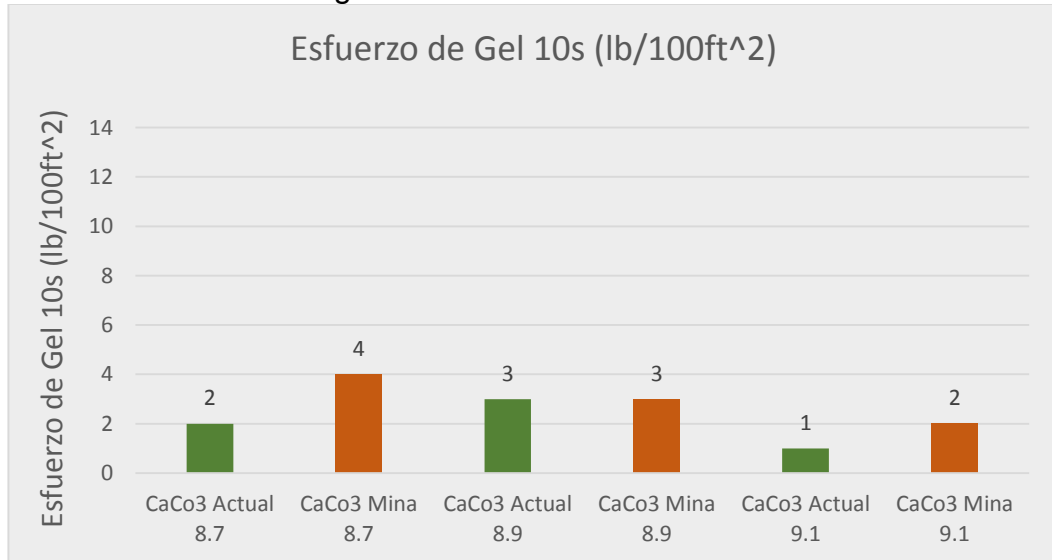
Gráfica 6 Punto cedente



Fuente: elaboración propia.

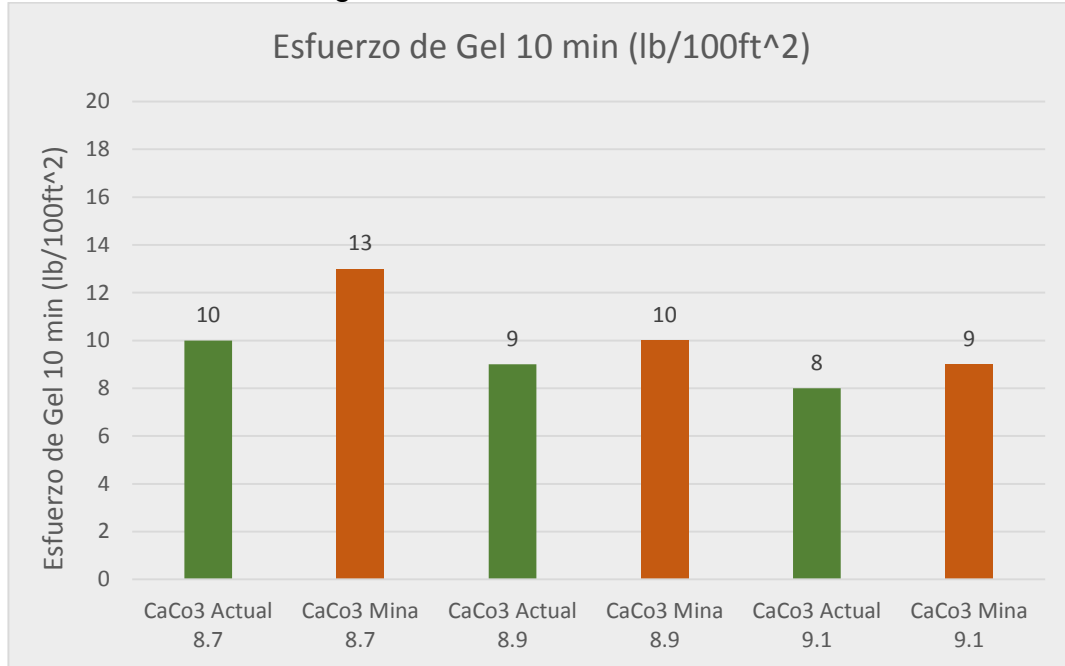
En las **gráficas 7 y 8** se observa que el fluido de perforación elaborado con el carbonato de calcio extraído de la mina presenta mayores esfuerzos de gel, por lo tanto, a bajas tasas de circulación, el fluido es capaz de suspender recortes con mayor facilidad, sin embargo, son valores por debajo del rango esperado.

Gráfica 7 Esfuerzo de gel 10 s



Fuente: elaboración propia.

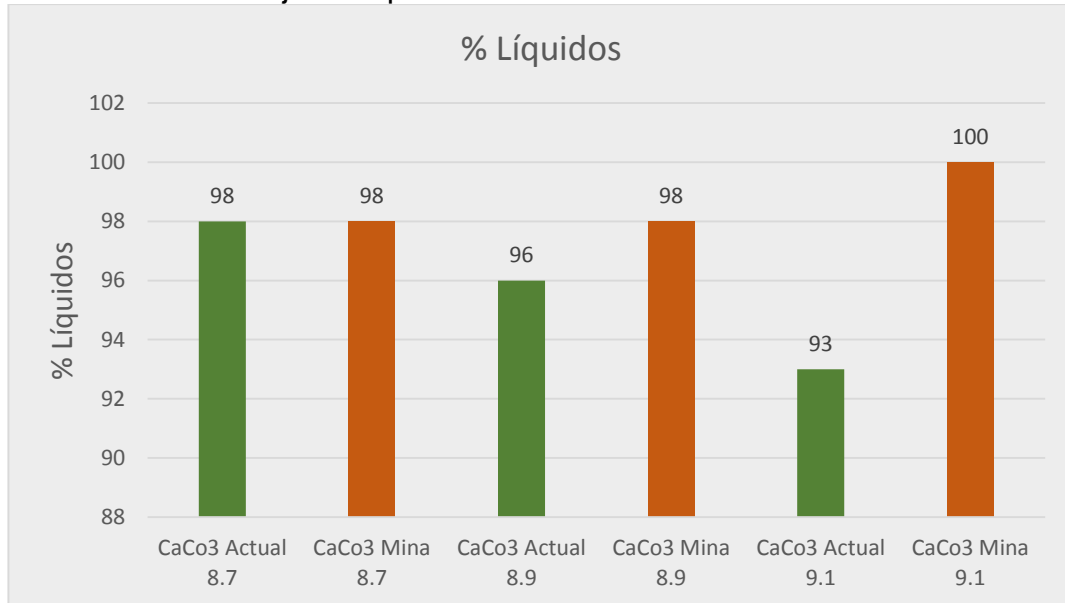
Gráfica 8 Esfuerzo de gel 10 min



Fuente: elaboración propia.

En la **gráfica 9**, se observa que los fluidos de perforación densificados con carbonato de calcio extraído de la mina tienen mayor porcentaje de líquido en comparación a los fluidos de perforación densificados con carbonato de calcio actual

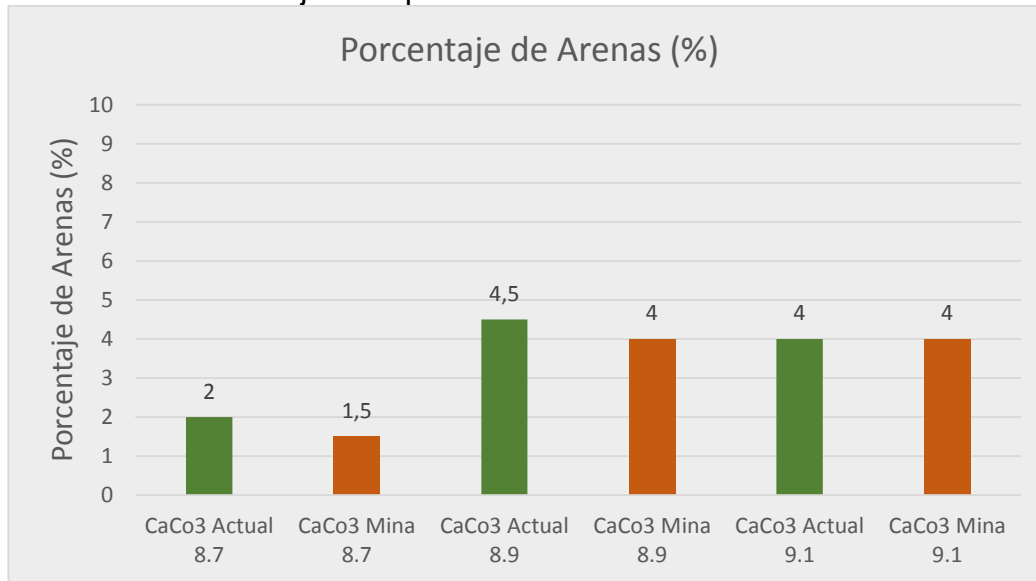
Gráfica 9 Porcentaje de líquidos



Fuente: elaboración propia.

En la **gráfica 10**, se observa que el fluido de perforación densificado con carbonato de calcio actual tiene más porcentaje de arenas que el fluido densificado con carbonato de calcio extraído de la mina.

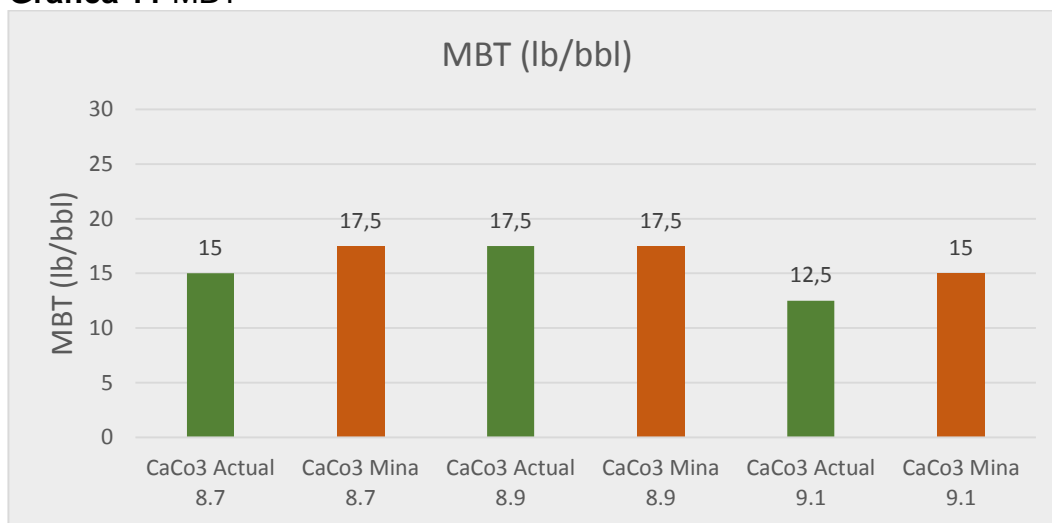
Gráfica 10 Porcentaje de líquidos



Fuente: elaboración propia.

La **gráfica 11** muestra que los fluidos de perforación tienen una concentración de arcillas entre 12.5 lb/bbl y 17.5 lb/bbl, tal cual como fue planteado en el capítulo 5, **Tablas 4, 5, 6, 7, 8, 9**. La concentración de arcillas que se observa en esta prueba es debido a la bentonita utilizada. En el **Anexo C** se observan los resultados.

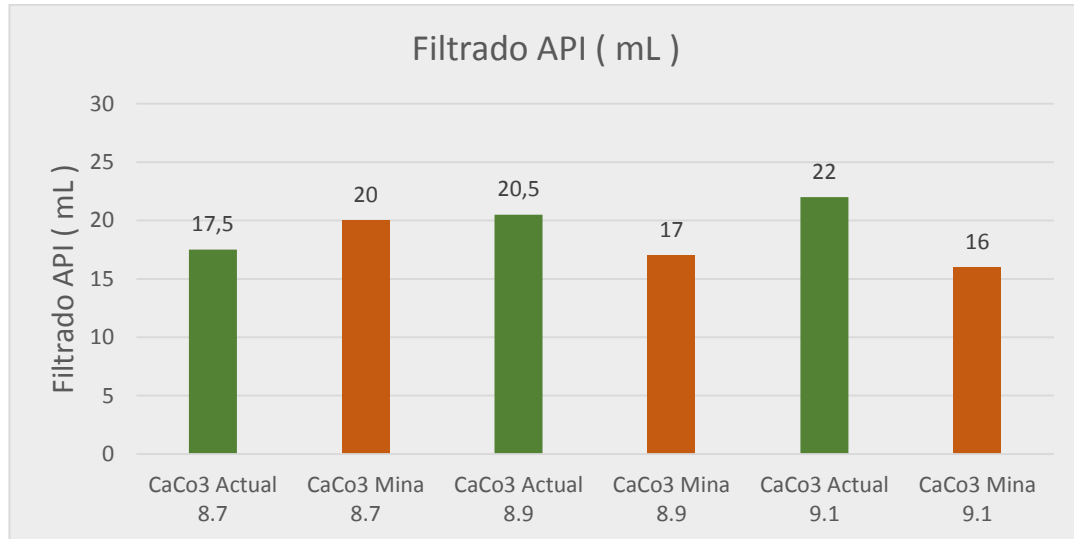
Gráfica 11 MBT



Fuente: elaboración propia.

La **gráfica 12** nos muestra que a medida que la densidad aumenta, el filtrado del fluido de perforación densificado con carbonato de calcio actual también aumenta, a diferencia del fluido de perforación densificado con carbonato de calcio extraído de la mina, debido a que éste disminuye.

Gráfica 12 Filtrado API



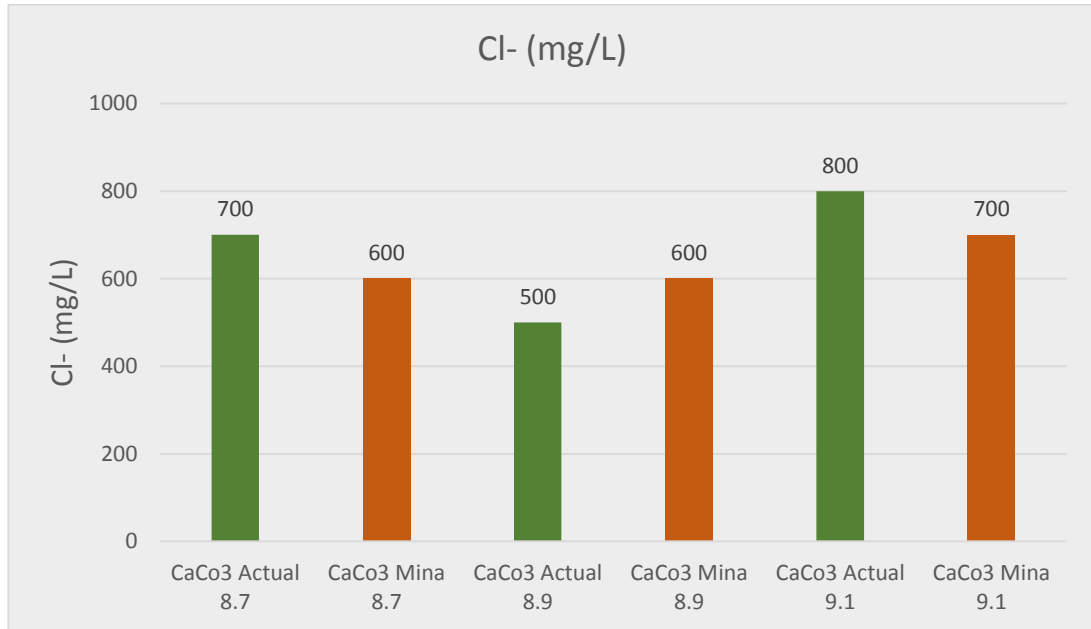
Fuente: elaboración propia.

El revoque es similar en todos los lodos, es un revoque maleable de 4/32 de pulgada.

En las pruebas de alcalinidad de los fluidos de perforación se obtuvieron valores muy similares debido a que todos los fluidos de perforación tenían (pH) muy cercanos.

La **gráfica 13** nos muestra que los fluidos de perforación tienen concentraciones de sale muy cercanas en el rango de 500 mg/L a 800 mg/L

Gráfica 13 Cloruros



Fuente: elaboración propia.

Para la propiedad de la dureza, tenemos en cuenta la **tabla 17**, donde veremos los rangos de dureza del agua. Éste dato es necesario debido a que las arcillas (Bentonita), tienen bajos puntos cedentes cuando son mezcladas con aguas duras.

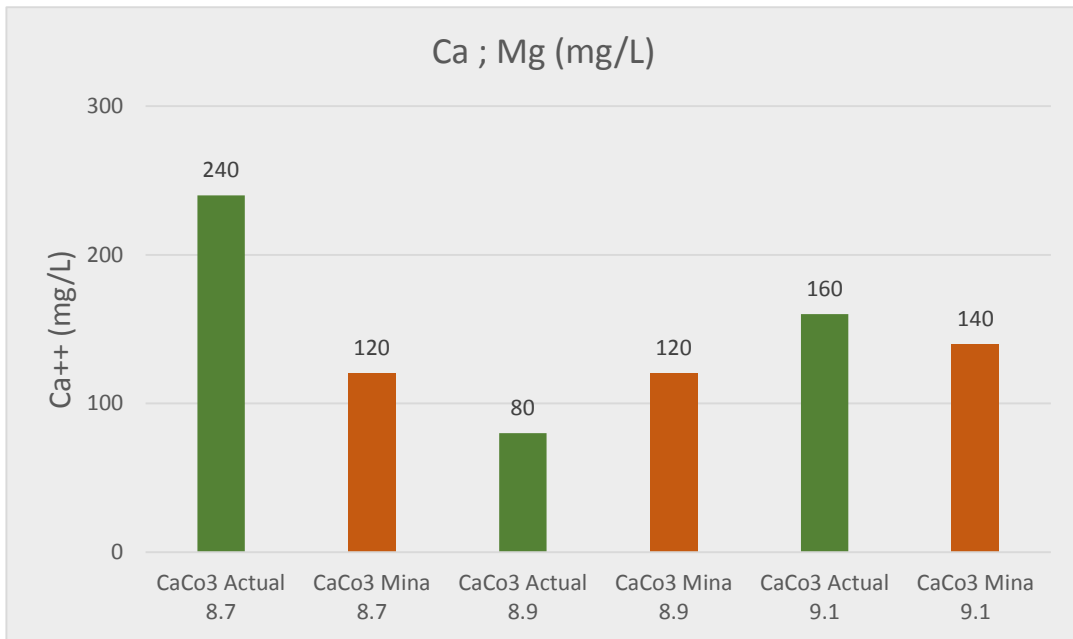
Tabla 17. Concentraciones estándares para definir las características del agua.

Concentración (Ca + Mg)	Características
0 – 75 mg/L	Blanda
75 – 200 mg/L	Moderadamente dura
200 – 300 mg/L	Dura
> 300 mg/L	Muy dura

Fuente. Soto.J, 2009, La dureza del agua como indicador básico de la presencia de incrustaciones en instalaciones domésticas sanitarias

En la **gráfica 14** se observa que el filtrado del fluido de perforación densificado a 8.7 ppg con carbonato de calcio actual presenta un valor de 240 mg/L, por lo cual, es considerada un agua dura. En los demás filtrados los valores están entre 75 mg/L y 200 mg/L, por ende, son consideradas aguas moderadamente duras.

Gráfica 14 Dureza.



Fuente: elaboración propia.

6.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN PARA LA MATRIZ COMPARATIVA

A continuación, en el **Cuadro 4** se explicarán los criterios de diseño de la matriz con su respectiva puntuación de las propiedades más influyentes en el lodo de perforación. Esto con el fin de seleccionar el mejor fluido de perforación para un pozo en el Campo de estudio. La puntuación se realizó teniendo en cuenta los resultados del informe de lodos de perforación, y el manual de fluidos de perforación, al igual que los resultados obtenidos en las **Tablas 14, 15, 16, 17, 18 y 19**.

Cuadro 1 Criterios de Evaluación para la matriz comparativa

CRITERIOS DE EVALUACIÓN	
ASPECTOS POR EVALUAR	CRITERIOS DE EVALUACIÓN
Densidad	<p>(1) Deficiente (2) Malo (3) Aceptable (4) Bueno (5) Excelente</p> <p>Este parámetro se determinó teniendo como referencia la densidad objetivo en cada caso mencionado. Dando una puntuación de 5 a los casos que lograron cumplir el objetivo y de 1 a aquellos casos que no lo lograron</p>
Viscosidad Plástica	<p>Este parámetro se determinó con base al manual de lodos de perforación para ajustar los valores dados a la matriz.</p> <ul style="list-style-type: none"> - ≤ 5 su puntuación es de 1 - 5 a 8 su puntuación es de 2 - 8 a 11 su puntuación es de 3 - 11 a 14 su puntuación es de 4 - 14 a 17 su puntuación es de 5

Gel 10 s / 10 min	<ul style="list-style-type: none"> <10 se asigna puntuación de 5 -10 a 15 se asigna puntuación de 4 -> 15 se asigna puntuación de 3
--------------------------	--

Cuadro 1. (Continuación)

CRITERIOS DE EVALUACIÓN	
Cloruros	<ul style="list-style-type: none"> -500 a 800 su puntuación es de 5 -> 800 y <1000 su puntuación es 4 -> 1000 su puntuación es 3
MBT	<ul style="list-style-type: none"> -<12 su calificación es 5 - entre 12 y 15 su calificación es 3 ->15 su calificación es 1
Consistencia del revoque	<ul style="list-style-type: none"> -Si es consolidado o maleable su calificación es 5 -Si es quebradizo su calificación es 1

Fuente: elaboración propia.

Al haber seleccionado los valores con los cuales se va a regir la matriz, se debe seleccionar el porcentaje que cada aspecto va a poseer. Debido a que el proyecto de investigación es acerca de la barita y esta es un aditivo densificante, la densidad llevará un mayor peso a comparación de los otros, **Cuadro 2.**

Cuadro 2 Porcentaje de selección

PORCENTAJE DE SELECCIÓN						
CRITERIOS DE EVALUACIÓN						
Densidad	Viscosidad plástica	Geles		Cloruros	MBT	Consistencia del revoque
		10 seg	10 min			
40%	10%	10%	10%	10%	10%	10%

Fuente: elaboración propia.

6.4 MATRIZ COMPARATIVA.

Una vez seleccionado los criterios, los valores y los porcentajes es posible realizar la matriz comparativa, en donde se van a evaluar los criterios de densidad, viscosidad plástica, geles de 10 s y 10 min, cloruros, MBT y consistencia del revoque, **Cuadro 3**.

Cuadro 3 Calificación.

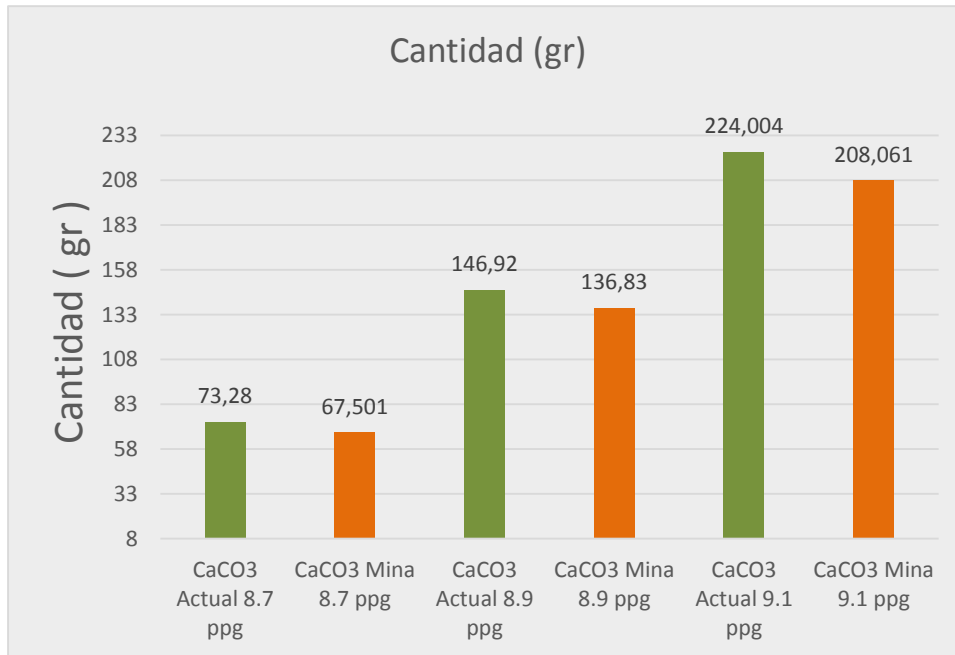
Lodo	Densidad (ppg)	Densidad (%)	Viscosidad plástica (%)	Gel 10 s (%)	Gel 10 min (%)	Cloruros (%)	MBT (%)	Consistencia del cake (%)	Total (%)
Lodo 1	8,7	40	2	10	8	10	6	10	86
Lodo 2	8,7	40	3	10	8	10	2	10	83
Lodo 3	8,9	40	1	10	10	10	6	10	87
Lodo 4	8,9	40	3	10	8	10	6	10	87
Lodo 5	9,1	40	4	10	10	10	3	10	87
Lodo 6	9,1	40	4	10	10	10	3	10	87

Fuente: elaboración propia.

La matriz permite observar como los lodos densificados con carbonato de Calcio de la mina cumplen con los estándares de operación, cabe resaltar que el lodo 1 corresponde a un menor porcentaje sin embargo esto no significa que dicho lodo no cumpla con los requerimientos deseados, todos los lodos logran alcanzar la densidad objetivo.

La **Gráfica 15** nos muestra una comparación entre la cantidad de carbonato de calcio usado para cada uno de los lodos y sus respectivas densidades.

Gráfica 15 Cantidad de carbonato de calcio utilizado por lodo.



Fuente: elaboración propia.

7. EVALUACIÓN FINANCIERA

Se efectuó el análisis de los costos de aquellas empresas prestadoras de servicios, el transporte del insumo y por último el costo del Carbonato proveniente de la mina de Santander teniendo en cuenta que su almacenamiento será en silos, con el fin de obtener una conclusión y seleccionar el mejor con la relación beneficio/costo.

Tabla 20 Prestadoras de servicios

EMPRESA	COSTO (USD/SACO 25 kg)
HALLIBURTON	12.87
QMAX	12.90
SCHLUMBERGER	12.83
PROMEDIO	12.86

Fuente: elaboración propia

Tabla 21 Costo total prestadora de servicios

EMPRESA	COSTO (USD/SACO)	COSTO TOTAL (USD/5000 SACOS)
QMAX	12.90	64500
HALLIBURTON	12.87	64350
SCHLUMBERGER	12.83	64150
PROMEDIO	12.86	64300

Fuente: elaboración propia.

El costo de transporte del insumo va a depender de la cantidad requerida.

Tabla 22 Tipo de vehículo

Tipo Vehículo	Capacidad (TON)	Costo (USD)
Sencillo	8.5	363
Doble troque	17	725
Cuatro manos	22	940
Tractomula 2 troques	32	1365
Tractomula 3 troques	35	1494

Fuente: elaboración Propia
5000 sacos hacen equivalencia a 125.000kg o 125ton, por consiguiente el precio para el carbonato de calcio será:

Ecuación 6 Precio total de la operación

$$Pc + T + Al = \text{TOTAL}$$

Fuente: elaboración Propia

Dónde:

Pc: Precio 5000 sacos de carbonato

T: Transporte

Al: Almacenamiento

Transporte (125 ton) = (1494 USD*3) +940 USD = 5422 USD (Tres tractomulas 3 troques y una cuatro manos) para alcanzar los 125.000 kg

Almacenamiento= (262 USD / mes) *12 =3144 USD

$$64300 \text{ USD} + 5422 \text{ USD} + 3144 \text{ USD} = 72866 \text{ USD}$$

Para evaluar el caso de la mina se procede a lo siguiente:

Tabla 23 Costo de insumo mina

Empresa	Costo (USD/SACO 40KG)
Mina Santander	16.5

Fuente: elaboración Propia

Efectuando el mismo análisis que en el caso anterior da como resultado:

Tabla 24 Costo total mina

Empresa	Costo (USD/saco)	Costo total (USD/3125 SACOS)
Mina Santander	16.5	51562.5

Fuente: elaboración Propia

$$Pc + T + Al M = TOTAL$$

Dónde:

Pc: Precio 3125 sacos de carbonato

T: Transporte

Al: Almacenamiento en silos

Transporte (125 ton) = (1494 USD*3) +940 USD = 5422 USD (Tres tractomulas 3 troques y una cuatro manos) para alcanzar los 125.000 kg

Almacenamiento= (262 USD / mes) *12 =3144 USD

$$51562.5 \text{ USD} + 5422 \text{ USD} + 3144 \text{ USD} = 60128.5 \text{ USD}$$

Como resultado general se obtiene:

Carbonato actual:

Tabla 25 Carbonato de calcio actual

Carbonato ACT(USD)	
Precio carbonato	\$ 64300
Transporte	\$ 5422
Almacenamiento	\$ 3144
Total	\$ 72866

Fuente: elaboración Propia

Tabla 26 Carbonato de calcio mina

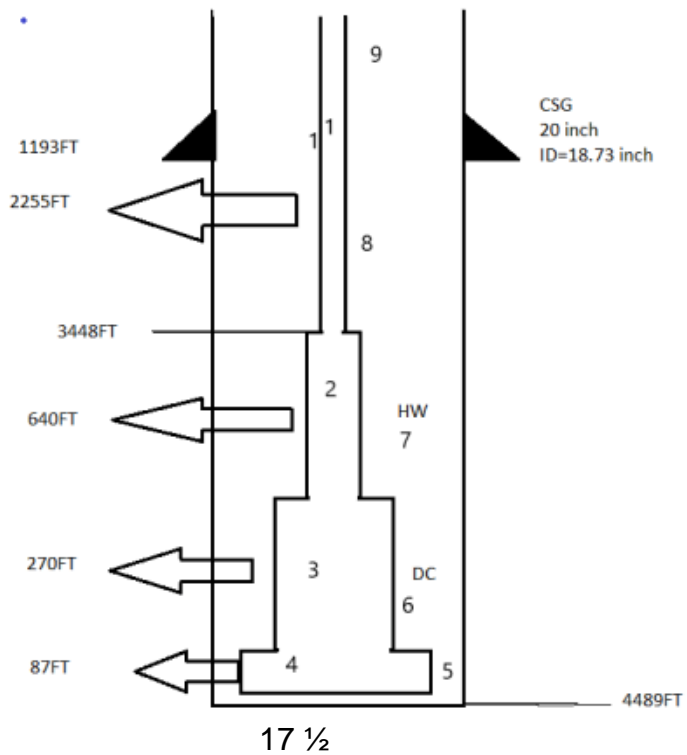
Carbonato mina(USD)	
Precio carbonato	\$ 51562.5
Transporte	\$ 5422
Almacenamiento	\$ 3144
Total	\$ 60128,5

Fuente: elaboración Propia

Relación beneficio/costo.

Teniendo en cuenta que el promedio de producción por pozo en el campo de estudio es de 50BOPD.

Figura 9. Estado mecánico del pozo



Fuente: elaboración Propia

El estado mecánico del pozo representado anteriormente permitió calcular el volumen de este por medio de la siguientes formulas:

$$V = \frac{ID^2}{1029.4} \times FT \quad V = \frac{OD^2-ID^2}{1029.4} \times FT$$

$$V1 = \frac{5.045^2}{1029.4} \times 3448 FT$$

$$V2 = \frac{4^2}{1029.4} \times 640 FT$$

$$V3 = \frac{2\frac{7}{8}}{1029.4} \times 270.70 FT$$

$$V4 = \frac{6.135^2}{1029.4} \times 87 FT$$

$$V5 = \frac{17.5^2 - 9\frac{5}{8}}{1029.4} \times 87 FT$$

$$V6 = \frac{17.5^2 - 8^2}{1029.4} \times 270.70 FT$$

$$V7 = \frac{17.5^2 - 6\frac{7}{8}}{1029.4} \times 640 FT$$

$$V8 = \frac{17.5^2 - 5.875^2}{1029.4} \times 2255 FT$$

$$V9 = \frac{18.73^2 - 5.875^2}{1029.4} \times 1193 FT$$

El volumen del pozo es igual a la sumatoria de todos los volúmenes calculados anteriormente.

$$\begin{aligned} V_{\text{pozo}} &= 60.52 \text{ bls} + 9.94 \text{ bls} + 2.17 \text{ bls} + 3.18 \text{ bls} + 18 \text{ bls} + 63.7 \text{ bls} + 161 \text{ bls} \\ &\quad + 595.3 \text{ bls} + 366.57 \text{ bls} \\ V_{\text{pozo}} &= 1280.38 \text{ bls} \end{aligned}$$

$$B/C = VAI/VAC$$

B= beneficio

C= costo

VAI= Valor actual ingresos

VAC= Valor actual costos

Se asume una tasa de descuento fija del 10% anual para ambos casos.
Caso 1 (Carbonato Actual)

Inversión	80000
TD	10%

Fuente: elaboración Propia

Flujo de caja				
Años	Inversión	Ingresos	Egresos	
0	80000		0	0
1		1074742,5	72866	
2		1071798	72866	
3		1077687	72866	

Fuente: elaboración Propia

Suma ingresos	\$2.672.504,30
Suma egresos	\$181.206,96
Costos- inversion	\$261.206,96
B/C	10,23136723

Fuente: elaboración Propia

Caso 2 (Carbonato de la mina)

Inversión	70000
TD	10%

Fuente: elaboración Propia

Flujo de caja				
Años	Inversión	Ingresos	Egresos	
0	70000		0	0
1		1074742,5	60128,5	
2		1071798	60128,5	
3		1077687	60128,5	

Fuente: elaboración Propia

Suma ingresos	\$2.672.504,30
Suma egresos	\$149.530,68
Costos- inversión	\$219.530,68
B/C	12,17371669

Fuente: elaboración Propia

7.1 GENERALIDADES DE LOS SILOS

Los silos son contenedores de distintas formas que pueden tener una capacidad de unos pocos metros cúbicos o de unos centenares, y que pueden ser abiertos o herméticamente cerrados; se utilizan para el almacenamiento o conservación de una extensa gama de productos, bien sea granos, harinas, forraje o líquidos. El almacenamiento de granos en silos es una práctica muy frecuente y su normatividad apunta a las condiciones técnicas de los silos, el uso de los silos permite aislar factores como humedad, presión y temperatura del insumo y así éste no se ve afectado por dichos factores. La conservación de cualquier tipo de insumo en silos de acero galvanizado cumple con los requisitos mencionados puesto que esta tecnología permite el control de todos los aspectos necesarios a tener en cuenta para el mantenimiento de calidad: grado de impurezas, índices de humedad del grano, temperatura de conservación, porcentajes de humedad de equilibrio, nivel de actividad de insectos, bacterias y hongos²⁶

²⁶ CISTEMA – SURATEP S.A. Almacenamiento en silos. 2004. Disponible en internet. https://www.arlsura.com/images/stories/documentos/seguridad_en_silos.pdf

8. CONCLUSIONES

- El carbonato de calcio proveniente de la mina, tiene un porcentaje de pureza mayor al carbonato calcio actualmente usado, en 0.15 puntos porcentuales por encima, ambos cumplen con el estándar requerido de humedad inferior al 1%, la densidad del carbonato de calcio proveniente de la mina es mayor por 2.424 ppg con respecto al carbonato de calcio actualmente usado.
- El carbonato de Calcio proveniente de la mina de Santander resulto ser más eficaz con respecto al usado actualmente debido a su alta Densidad, Lodo 1 67.501 gr con respecto a 73.28 gr, lodo 2 136.83 gr con respecto a 146.92 gr Lodo 3 208.06 gr con respecto a 224 gr. Lo cual permitió aumentar dicha propiedad en el lodo de perforación con una menor cantidad de insumo.
- La matriz comparativa permite observar como los lodos densificados con el carbonato de Calcio extraído de la mina de Santander suponen un correcto desempeño en las operaciones, los tres tipos de lodos cumplen con su principal objetivo de alcanzar las densidades de 8.7, 8.9 y 9.1 ppg respectivamente, sin embargo, al densificarlos con el carbonato de calcio de la mina se observa como con menor cantidad del insumo se llega a dicho objetivo.
- El indicador de Beneficio/Costo que sobresale es el del caso 2, teniendo en cuenta que dicho caso proporciona 1.9423 puntos por encima del caso 1, haciendo de éste el mejor caso a implementar, puesto que bien ambos proyectos son viables el caso número dos brinda una mejor rentabilidad frente al caso número 1.
- Es evidente el ahorro que se proporcionaría al implementar el Carbonato proveniente de la mina de Santander, debido a que ésta operación proporcionaría un ahorro de 12737.5 USD anual.

9. RECOMENDACIONES.

- En el momento de la formulación de los lodos de perforación, se recomienda añadir PAC L para lograr un mejor desempeño en cuanto al control del filtrado y su impacto en las propiedades reológicas es nulo.
- La variación del peso colombiano en la actualidad afecta la evaluación financiera y es por eso que se recomienda que dichos cálculos financieros se realicen en una moneda más estable como lo es el Dólar, añadiendo que es en esta moneda en la cual se rige la industria del petróleo.
- Se recomienda que cada fluido de perforación preparado contenga más aditivos los cuales permitan poder comparar de mejor forma las propiedades reológicas de manera más detallada.

BIBLIOGRAFÍA

ÁNGEL GUERRERO Historia de los fluidos de perforación. [En línea]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/96306188/Historia-de-Los-Fluidos-de-Perforación>. [Citado 3 de octubre de 2019].

ENERGY API. Manual de fluidos de perforación procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. DALLAS, TEXAS.

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIEROS DE SEVILLA. Diseño de un silo conforme al euro código. [En línea]. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4271/fichero/TOMO+I+-+DISE%C3%91O+DE+UN+SILO+CONFORME+AL+EUROC%C3%93DIGO%252F2.CAP%C3%8DTULO+1.pdf>. [Citado el 3 de octubre del 2019].

INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, USA: API, 2014.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC 1486.6166: Bogotá D.C.: el instituto, 2018. 153 p. ISBN 978-958-8585-67-3.

MOJICA, Rafael. El petróleo en el departamento del Meta 1859 – 2011. En: la actividad petrolera en el siglo xx en el Meta: revista científica Guarracuco, 2011, No. 136 [En Línea]. Disponible en: https://issuu.com/comunicacionesy prensa/docs/rev_15, [citado el 7 de octubre de 2019]

PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. Fluidos de perforación. Caracas, Venezuela. 2002.


SEGUROS SURA. Columna vertebral del sector de hidrocarburos. [En línea]. Disponible en: <https://www.sura.com/estrategiasComerciales/documentos/Columna-Vertebral-Sector-Hidrocarburos.pdf> [Citado el 7 de octubre de 2019].

SIERRA M. Lecturas sobre lodos de perforación. Medellín, Colombia. 2000
UNIVERSIDAD ICESI. CONSULTORIO DE COMERCIO EXTERIOR. 2018. [En línea] Disponible en: <http://www.icesi.edu.co/blogs/icecomex/2008/02/01/%C2%BFque-es-una-importacion/>

ANEXOS

ANEXO A. FICHA TÉCNICA CARBONATO DE CALCIO ACTUALMENTE USADO

Revision 02 mai 2016



OMYA SAS - ORGON PLANT
Tel: 84.90.73.38.00

Page 2/2

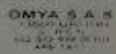
Certificate of analysis

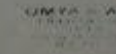
Product : CALCIPUR 2 - OG	Production date : 25 avril 2016	
Lot number : CAL60471	Releasing date : 18 mai 2016	
	Recontrol date : avril 2017	
Aspect : Fine and white powder	Chemical name : Calcium Carbonate	

Property	Norm of reference	Values	Unit	Specification
<u>PCC Specifications current version</u>				
Carbonates	PCC	Pass		effervescence
Calcium test	PCC	Pass		positive reaction
Loss on drying	PCC	0,01	%	- / 2
Substance insoluble in hydrochloric acid	PCC	0,12	%	- / 0,2
Fluoride	IONOMETRIE	0,002	%	- / 0,005
Arsenic	PCC	<3	ppm	- / 3
Lead	ICP-MS	<0,5	ppm	- / 3
Magnesium and alkali salts	PCC	0,6	%	- / 1
Calcium carbonate rate (ASSAY)	PCC	98,8	%	99,0 / 100,5
<u>Internal specifications</u>				
Propylene glycol rate	GC/FID	0,10	%	- / 0,20
Mercury	ICP-MS	<0,1	ppm	- / 0,5
<u>Microbiological specifications current version</u>				
Aeromesophilic bacteria (in 1g)	NF V08-034	<100	/g	- / 1000
Yeasts (in 1g)	NF V08-039	<5	/g	- / 100
Moulds (in 1g)	NF V08-039	<5	/g	- / 100
Escherichia coli (in 1g)	NF ISO 11649-2	absence	/g	Absence
Pseudomonas aeruginosa (in 1g)	NF V 04-504	absence	/g	Absence
Staphylococcus aureus (in 1g)	NF ISO 6888	absence	/g	Absence
Salmonella (in 25g)	AIS-104 - 05/04	absence	/25g	Absence
Enterobacteria (in 10g)	NF V08-051	absence	/10g	Absence

Laboratory mention : In accordance with specification

Name and signature :





THAI :
18 mai 2016

ANEXO B.
Ficha técnica carbonato de calcio extraído de la mina



**SERVICIOS INTEGRADOS PARA LA
INDUSTRIA DE ALIMENTOS Y EL
MEDIO AMBIENTE**
MIT 884.016.152-8



REPORTE DE RESULTADOS

Ciudad y Fecha de Emisión: Bucaramanga, 1 de Octubre de 2012	No. 031233
Solicitante: INDUMINAS	Tipo de muestra: Carbonato de calcio
Dirección: CARRERA 5 No. 57-417	Identificación: CARBONATO DE CALCIO
Teléfono: 6524176	Descripción: Producto terminado
Lugar de muestreo: PLANTA	Responsable de muestreo: Solicitante
Fecha de muestreo: 12 de Septiembre de 2012	Procedimiento de muestreo: Solicitante
Fecha de recepción: 12 de Septiembre de 2012	Tamaño de la muestra: 250 g
Fecha de análisis: 13 al 29 de Septiembre de 2012	Envase o empaque: Plástico
Análisis solicitado: Físicoquímico	Lote: /
Condiciones de la muestra: Adecuada	

ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO

ANÁLISIS	MÉTODO	RESULTADOS	VALORES DE REFERENCIA
HUMEDAD	NTC 485	0,04 %	---
CALCIO (Ca)	NTC 302	39,48 %	---
CARBONATO DE CALCIO (CaCO ₃)	NTC 302	98,65 %	---
MATERIAL INSOLUBLE EN HCL	NTC 485	2,75 %	---
**MAGNESIO	SM 5111 B	0,20 %	---
***FLUORUROS	Espectrofotométrico	0,020 %	---

OBSERVACIONES: //
** Parámetros subcontratados CDMB.
*** Parámetros subcontratados UIS.
Los resultados son válidos para la muestra analizada. No se pueden reproducir sin la previa autorización de SIAMA.



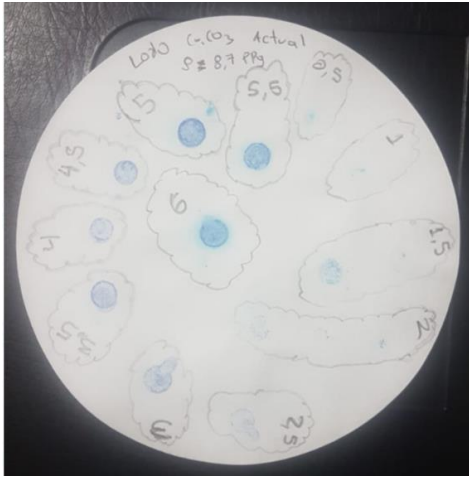
ALBIO ENRIQUE ESPINOSA SAFAR
QUÍMICO
PQ 0996

Código: R-051 Versión: 0.1 Fecha: 22/05/09 Página: 1 de 1

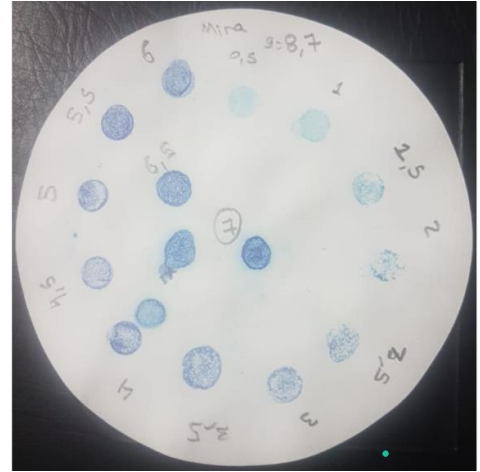
Carrera 24 No. 36 - 11 Tels: (7) 6348000 - (7) 6348800 - 3167070821 Bucaramanga - Colombia
web: www.siamaltda.com - e-mail: info@siamaltda.com

ANEXO C. Resultados pruebas MBT

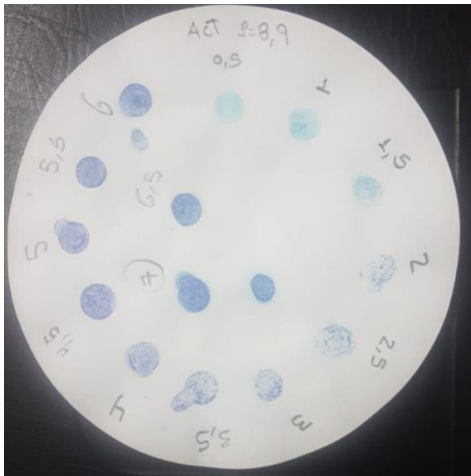
CaCO3 Actual 8.7 ppg



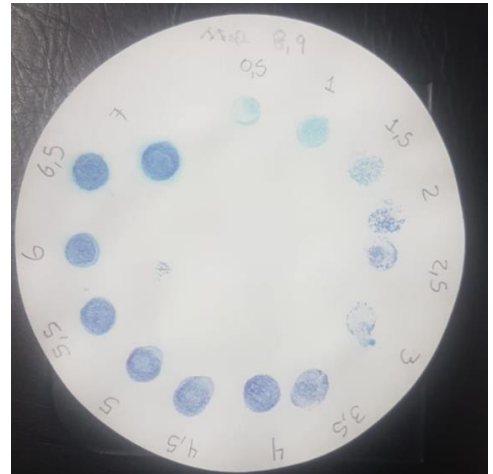
CaCO3 Mina 8.7 ppg



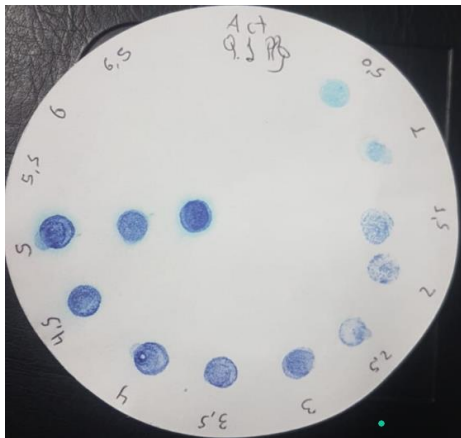
CaCO3 Actual 8.9 ppg



CaCO3 Mina 8.9 ppg



CaCO3 Actual 9.1 ppg



CaCO3 Mina 9.1 ppg

