

EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA Y COSTOS DE LA BARITA IMPORTADA DE
PERÚ RESPECTO A LA NACIONAL COMO DENSIFICANTE EN LA
PERFORACIÓN DE UN BLOQUE EN CAMPO CASTILLA.

CARLOS ANDRÉS DOMÍNGUEZ CAMARGO
NICOLÁS SUÁREZ NIÑO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019

EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA Y COSTOS DE LA BARITA IMPORTADA DE
PERÚ RESPECTO A LA NACIONAL COMO DENSIFICANTE EN LA
PERFORACIÓN DE UN BLOQUE EN CAMPO CASTILLA.

CARLOS ANDRÉS DOMÍNGUEZ CAMARGO
NICOLÁS SUÁREZ NIÑO

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.
2019

Nota de aceptación:

Ing. Nelson Fernández Borrero
Jurado 1

Ing. Jorge Andrés Tovar Moreno
Jurado 2

Bogotá D.C., Agosto de 2019

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

Dr. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

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.

Quiero dedicar este logro a mi familia, y en especial a mi mamá Martha Isabel por su dedicación, esfuerzo, apoyo y la paciencia para culminar este ciclo de vida. A mis hermanos Edwin y Juanse por las risas y la hermandad que tenemos. Por último pero no menos importante a mi papá Carlos por ser un apoyo y escucharme en los momentos en que más los necesitaba, así no estuviera conmigo todo el tiempo. A mi abuelita que aunque no esté con nosotros sé que está cuidando de mí, guiándome y dándome las fuerzas necesarias para cada momento difícil de mi vida. A Jessica Ruiz que me acompañó desde el comienzo de la carrera y aun lo sigue haciendo, brindándome sus consejos y alegrías para hacer todo más fácil. A cada uno de mis amigos que estuvieron acompañándome en todo este camino. Y por último a mi compañero de proyecto, Nicolás por su apoyo y esfuerzo.

Carlos Andrés Domínguez Camargo

Quiero dedicar este trabajo a Dios que siempre me ha acompañado y me ha guiado a lo largo de mi carrera universitaria y mi vida.

A mis padres, Jorge Alberto Suárez y Nury Patricia Niño que son los pilares de mi vida, mi motor, mi ejemplo a seguir y mi apoyo principal. A mi hermano Santiago Suárez Niño por ser mi compañero y aconsejarme en los momentos que más lo necesitaba. A toda mi familia, porque cada uno de ellos ha aportado a mi vida un granito de arena que me ha ayudado a ser mejor persona.

A Cristian, Ada y mis amigos de la universidad con quienes compartí este recorrido y tuvieron que sortear diferentes situaciones tanto personales como académicas.

Por último a mi compañero de proyecto, Carlos Andrés por su paciencia y dedicación.

Nicolás Suárez Niño

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.

También a Acipet por su seguimiento en la finalización de este proyecto a través de sus ingenieros y su apoyo técnico.

A IMA Ltda. por brindarnos acompañamiento, asesoría y por prestarnos las instalaciones para hacer el debido desarrollo del proyecto.

A la Fundación Universidad de América por el apoyo mediante los orientadores brindados. A la ingeniera Jenny Hernández por su paciencia y disposición. Al ingeniero Jorge Tovar por su dedicación y compromiso.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	26
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	27
1.1. HISTORIA DEL CAMPO	27
1.2. LOCALIZACIÓN	27
1.3. MARCO GEOLÓGICO	29
1.3.1. Columna estratigráfica	29
1.3.2. Estratigrafía	31
1.3.2.1. Basamento	31
1.3.2.2. Formación Une	31
1.3.2.3. Formación Gacheta	31
1.3.2.4. Formación Guadalupe	32
1.3.2.5. Formación Barco y Los Cuervos	32
1.3.2.6. Formación Mirador	32
1.3.2.7. Formación Carbonera	33
1.3.2.8. Formación León	36
1.3.2.9. Formación Guayabo	36
1.3.2.10. Formación Necesidad	36
1.3.3. Geología estructural	36
1.3.4. Geología del petróleo	37
1.3.4.1. Roca generadora	37
1.3.4.2. Roca Reservorio	37
1.3.4.3. Migración.	38
1.3.4.4. Roca Sello	38
1.3.4.5. Trampa	38
1.3.4.6. Características petrofísicas del campo Castilla	38
1.4. HISTORIA DE PRODUCCIÓN	39
1.4.1. Método de producción	41
1.4.2. Tiempo de producción	41
1.4.3. Número de Pozos	41
2. GENERALIDADES DE LA BARITA	42
2.1. BARITA	42
2.2. FUNCIONES DE LA BARITA	44
2.3. PRUEBAS TÉCNICAS PARA LA REGULACIÓN DE CALIDAD DE LA BARITA	46
2.3.1. pH	46
2.3.2. Gravedad específica de la barita	47
2.3.3. Concentración de Sulfato	48
2.3.4. Porcentaje de Bario	49
2.4. RIESGOS ASOCIADOS A LA BARITA	50

2.4.1 Riesgo de transporte	50
2.4.1.1. Deterioro de equipos y maquinaria	50
2.4.1.2. Accidentalidad en la ruta	51
2.4.2. Riesgo ambiental	52
2.4.3. Riesgo de contacto	52
2.4.4. Riesgo de enfermedad laboral	54
2.5. DISMINUCIÓN DE RIESGOS	55
2.5.1. Deterioro de equipos y maquinaria	55
2.5.2. Riesgo de contacto	56
2.5.3. Riesgo de enfermedad laboral	56
3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	58
3.1. GENERALIDADES	58
3.2. FUNCIONES DEL LODO DE PERFORACIÓN	58
3.2.1. Retirar los recortes del pozo	58
3.2.2. Control de las presiones de formación	58
3.2.3. Suspensión y descarga de recortes	59
3.2.4. Obturación de las formaciones permeables	59
3.2.5. Mantenimiento de la estabilidad del agujero	59
3.2.6. Minimización de los daños a la formación	59
3.2.7. Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la barrena y del conjunto de perforación	60
3.2.8. Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena	60
3.2.9. Asegurar la evaluación adecuada de la formación	60
3.2.10. Control de la corrosión	61
3.2.11. Facilitar la cementación y completamiento	61
3.3. CLASIFICACIÓN DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN	61
3.3.1. Lodos base agua	62
3.3.1.1. Lodos Dispersos	62
3.3.1.2. Polímeros	64
3.3.1.3. Lodo no disperso	64
3.3.2. Lodos base aceite	65
3.3.2.1. Emulsión Inversa	66
3.3.2.2. Aceite 100%	66
3.3.3. Lodos sintéticos	66
4. PROPIEDADES Y DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	67
4.1. PROPIEDADES FÍSICAS	67
4.1.1. Densidad	67
4.1.2. Viscosidad	68
4.1.3. Reología	69
4.1.3.1. Viscosidad plástica	70
4.1.3.2. Punto cedente	70
4.1.3.3. Fuerza de gel	71

4.1.4. Filtrado API	71
4.1.5. pH	72
4.1.6. Porcentaje de arenas	73
4.1.7. Porcentaje de sólidos y líquidos	74
4.2. PROPIEDADES QUÍMICAS	75
4.2.1. MBT (Methylene Blue Test)	75
4.2.2. Alcalinidad	76
4.2.2.1. Alcalinidad de fenolftaleína del lodo (Pm)	76
4.2.2.2. Alcalinidad de fenolftaleína del filtrado (Pf)	76
4.2.2.3. Alcalinidad de metil naranja de filtrado (Mf)	77
4.2.3. Cloruros (<i>Cl</i> -)	77
4.2.4. Dureza (<i>Ca</i> + +)	77
5. DISEÑO METODOLÓGICO EXPERIMENTAL PARA LA FORMULACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DENSIFICADO CON BARITA	78
5.1. FORMULACIONES PROPUESTAS	79
6. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO	86
6.1. PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LA BARITA	86
6.2. LODOS DENSIFICADOS	87
6.3. CRITERIOS DE EVALUACIÓN PARA LA MATRIZ COMPARATIVA	96
6.4. MATRIZ COMPARATIVA	98
7. EVALUACIÓN FINANCIERA	101
7.1. GENERALIDADES DE LOS SILOS	101
7.2. CASO CON EMPRESAS PRESTADORAS DE SERVICIOS	102
7.3. CASO BARITA COMO COMMODITY	102
7.4. CASO CON LA BARITA DEL PERÚ	104
7.5. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS	105
8. CONCLUSIONES	107
9. RECOMENDACIONES	109
BIBLIOGRAFÍA	110
ANEXOS	113

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Propiedades típicas de un lodo salado	63
Cuadro 2. Propiedades típicas de un lodo de polímeros	64
Cuadro 3. Propiedades típicas de un lodo no disperso	65
Cuadro 4. Criterios de Evaluación para la matriz comparativa.	97
Cuadro 5. Porcentaje de selección	98
Cuadro 6. Calificación	99
Cuadro 7. Matriz comparativa	99

LISTA DE DIAGRAMAS

pág.

Diagrama 1. Clasificación fluidos de perforación	62
Diagrama 2. Diseño metodológico experimental para la formulación de los lodos	79

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Concentración sulfatos	49
Ecuación 2. Viscosidad plástica	70
Ecuación 3. Punto Cedente	71
Ecuación 4. MBT	76
Ecuación 5. Dureza Ca++	77
Ecuación 6. Densidad	80
Ecuación 7. Peso	81
Ecuación 8. Valor segundo caso	104
Ecuación 9. Valor tercer caso	104
Ecuación 10. Relación Beneficio costo	106

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Campo Castilla	28
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales	30
Figura 3. Sección Transversal Esquemática Cuenca Llanos Orientales	37
Figura 4. pH-metro	46
Figura 5. Balanza control de peso	47
Figura 6. Thermoreaktor TR300	48
Figura 7. Turbidímetro LC-TUR01	49
Figura 8. Espectrofotómetro HACH LSPE-02	50
Figura 9. Matriz deterioro de equipos y maquinaria	51
Figura 10. Matriz accidentalidad en la ruta	52
Figura 11. Matriz riesgo ambiental	52
Figura 12. Identificación de riesgos	53
Figura 13. Riesgos para la salud	53
Figura 14. Matriz riesgo de contacto	54
Figura 15. Matriz riesgo enfermedad laboral	55
Figura 16. Matriz deterioro de equipos y maquinaria	56
Figura 17. Riesgo de contacto	56
Figura 18. Riesgo de enfermedad laboral	57
Figura 19. Balanza de lodo	67
Figura 20. Embudo de Marsh	68
Figura 21. Reómetro	69
Figura 22. Filtro Prensa API	72
Figura 23. Ph-metro	73
Figura 24. Equipo contenido de arenas	74
Figura 25. Retorta	75
Figura 26. Revoques	92

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historial de producción de crudo de campo Castilla	41
Gráfica 2. Densidad	93
Gráfica 3. Viscosidad	94
Gráfica 4. Gel 10 seg	94
Gráfica 5. Gel 10 min.	95
Gráfica 6. Cloruros	95
Gráfica 7. MBT	96
Gráfica 8. Cantidad de Barita	100

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características petrofísicas.	38
Tabla 2. Propiedades de la barita	43
Tabla 3. Propiedades físicas de la barita.	43
Tabla 4. Densidades objetivo	80
Tabla 5. Concentración Lodo 1 a 10 lb/gal	82
Tabla 6. Concentración Lodo 2 a 10,5 lb/gal	83
Tabla 7. Concentración Lodo 3 a 10 lb/gal	84
Tabla 8. Concentración Lodo 4 a 10,5 lb/gal	85
Tabla 9. Resultados pruebas técnicas a las Baritas	86
Tabla 10. Resultados pruebas lodo 1, con barita usada actualmente en Colombia	88
Tabla 11. Resultados pruebas lodo 2, con barita usada actualmente en Colombia	89
Tabla 12. Resultados pruebas lodo 3, con barita usada extraída en Perú	90
Tabla 13. Resultados pruebas lodo 3, con barita usada extraída en Perú	91
Tabla 14. Prestadoras de servicios	102
Tabla 15. Costo total Prestadora de Servicios	102
Tabla 16. Commodity	103
Tabla 17. Tipo de vehículo	103
Tabla 18. Precio por año	103
Tabla 19. Barita importada de Perú	104
Tabla 20. Valores Finales	105

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. Ventana de lodos, Campo Castilla	114
ANEXO B. Ficha técnica Carbonato de Calcio	115
ANEXO C. Ficha técnica Barita usada actualmente en Colombia	116
ANEXO D. Ficha Técnica extraída en Perú	118
ANEXO E. Resultados pruebas MBT	119
ANEXO F. Informe pruebas Barita extraída de Perú	120
ANEXO G. Informe pruebas Barita usada actualmente en Colombia	121

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.

BASAMENTO: es la capa de roca por debajo de la cual no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos económicos. El basamento corresponde normalmente a rocas ígneas o metamórficas deformadas, que rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un yacimiento de hidrocarburos.

BROCA: herramienta situada en la parte inferior de la sarta de perforación, la cual es empleada para triturar y/o cortar las formaciones durante una operación de perforación rotatoria.

CAMPO: área de uno o múltiples yacimientos, agrupados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es una representación utilizada en geología para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica.

CRUCERO: es la propiedad que tienen los minerales de poder deslizarse fácilmente sobre un plano de debilidad, al cual se le conoce como plano de crucero, y que potencialmente son paralelos a caras del cristal. Es la tendencia de ciertos minerales a romperse paralelamente a planos atómicos.

COMMODITY: es un producto o bien por el que existe una demanda en el mercado y se comercian sin diferenciación cualitativa en operaciones de compra y venta. Es un término que generalmente se refiere a bienes físicos que constituyen componentes básicos de productos más complejos, el precio se determina en función de las condiciones de oferta y demanda del mercado, si el bien es escaso su precio tenderá a incrementarse y viceversa.

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.

GRANULOMETRIA: clasificación de la medida de los materiales y los porcentajes de las partículas o granos en una roca sedimentaria, o sedimentos detríticos no compactados. Los principales tipos de roca de menor a mayor tamaño son: arcilla, limo, arena y conglomerado.

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

LUTITA: roca sedimentaria de textura detrítica compuesta por partículas de tamaño 1/16 hasta 1/256 mm, constituida por cuarzo, limos y feldespatos.

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".

ROCA GENERADORA: es una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe suficiente calor, a condiciones específicas de presión y por un periodo de tiempo determinado, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (TOC).

ROCA RESERVORIO: es una roca que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas reservorio más comunes ya que poseen más porosidad que la mayoría de las rocas.

ROCA SELLO: roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca reservorio, de

manera que los fluidos no pueden migrar. La permeabilidad de un sello capaz de retener los fluidos a través del tiempo geológico oscila entre $\sim 10^{-6}$ y 10^{-8} darcies.

SHALE: roca sedimentaria detrítica de grano fino, formada por la consolidación de partículas en capas delgadas del tamaño arcilla y limo relativamente impermeables. Es la roca sedimentaria más abundante, puede incluir cantidades relativamente grandes de material orgánico en comparación con otros tipos de rocas y por lo tanto tiene el potencial de convertirse en una roca rica fuente de hidrocarburos.

SOLUBILIDAD: es la medida de la capacidad de cierta sustancia para disolverse en otra.

TUBERIA DE REVESTIMIENTO: una tubería de gran diámetro que se baja en un agujero descubierto y se cementa en el lugar. El diseñador de pozos debe diseñar la tubería de revestimiento para que tolere una diversidad de fuerzas, tales como aplastamiento, explosión y falla por tracción, además de las salmueras químicamente agresivas.

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

Actualmente en Colombia la extracción de Barita se realiza por un número reducido de empresas, las cuales mediante intermediarios se aseguran que llegue a la prestadora de servicios que requiera el producto. Una vez extraída la roca deben enviarla a un proceso de trituración y refinación para ser empacada en sacos de bultos, los cuales vienen empacados en costales, una protección plástica y estibas. Para su almacenaje se debe contar con un espacio amplio dentro del campo donde se tenga una reserva de Barita y la necesaria para adicionar al pozo de perforación. Cuando se va a adicionar la barita al lodo de perforación se debe realizar una manera rústica, en donde los obreros de patio deben usar su propia fuerza para verter los bultos dentro del lodo de perforación.

Estudios como este permiten realizar una comparación desde la parte técnica hasta la parte financiera de la extracción del mineral Barita, el transporte y la implementación en Campo Castilla. La barita a usar en este proyecto es la actualmente usada en Colombia y la importada desde una mina en Perú. Con el desarrollo de este proyecto se busca disminuir los costos de intermediación desde la extracción hasta la implementación de la Barita. Así mismo, verificar que el mineral importado cumpla con los estándares en Colombia, incluso superando la calidad de esta. El estudio técnico realizado al mineral puro importado desde Perú determinó si se cumplían los estándares que la norma colombiana exige para su utilización y distribución. Se elaboraron 4 lodos de perforación usando la barita procedente del Perú y la actualmente usada en Colombia como densificantes. Una vez elaborados los lodos se realizaron las respectivas pruebas de laboratorio para analizar los resultados obtenidos, poder compararlos y escoger el de mejor calidad.

La evaluación financiera fue de gran relevancia ya que mostró una diferencia monetaria significativa entre la adquisición de la barita importada de Perú y la barita actualmente usada en Colombia, además se evidenció una superioridad en las pruebas de laboratorio teniendo un mejor desempeño la barita originaria del Perú

Palabras Clave: Lodo de perforación, Barita, Densificante, Campo Castilla, Cuenca Llanos Orientales

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. La barita es un mineral que se le adiciona al lodo de perforación para aumentar el peso o densificarlo para poder satisfacer las necesidades de la formación. Comercialmente la barita no es un commodity para la industria petrolera, pero este trabajo busca demostrar que si lo puede llegar a ser entrando a competir al mercado con un precio razonable y una excelente calidad.

La formulación y la preparación se realizaron en los laboratorios de la empresa IMA LTDA donde se tuvieron en cuenta los rangos que Campo Castilla tiene para cada aditivo en la primera fase de perforación de un pozo. Se usó como densificante la barita para poder analizar los efectos que esta generaba en los fluidos. Se realizó una comparación con respecto a las pruebas que se le pueden hacer a un lodo, tanto físicas como químicas; dichas pruebas son, cálculo de la densidad haciendo uso de la balanza de lodo, viscosidad, reología, filtrado API, pH, porcentaje de arenas, porcentaje de sólidos y líquidos, MBT, alcalinidad al lodo y al filtrado de lodo, cloruros y dureza. Con base en análisis en las pruebas mencionadas anteriormente es importante resaltar un predominio del lodo preparada con la barita procedente del Perú sobre el lodo preparado con la barita actualmente usando en Colombia en Campo Castilla.

Con la evaluación financiera se tuvo en cuenta los valores actuales en la comercialización y distribución de barita por parte de varias empresas a Ecopetrol, así mismo se tuvo en cuenta el nuevo valor que proporcionaba la mina ubicada en Perú para la venta y distribución de barita, también dentro del análisis se tuvo en cuenta los precios de importación, traslado y almacenamiento en silos dentro del Campo Castilla, herramienta que actualmente no es muy común dentro de los campos y que si ahorra tiempo y dinero. Dicho estudio tuvo como resultado un ahorro significativo para la industria por sus precios de distribución de la barita importada desde Perú. Al igual que trajo grandes beneficios para los operarios, puesto que con la implementación de los silos se ahorra tiempo y es menos peligroso para los obreros contraer algún tipo de enfermedad, sufrir alguna lesión o verse damnificados por la manera rústica que actualmente se maneja en los patios de los pozos para la adición de los aditivos.

La importancia de este trabajo radica en convertir la barita como un commodity para la industria petrolera, además de generar grandes ahorros a las empresas cuando implementan la barita proveniente del Perú como densificante para los lodos de perforación.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la eficiencia y costos de la barita importada de Perú respecto a la nacional como densificante en la perforación de un bloque en Campo Castilla

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1.** Describir las generalidades y geología del Campo Castilla.
- 2.** Realizar una prueba técnica de calidad y una técnica integral a la barita importada del Perú y a la barita usada en Campo Castilla.
- 3.** Analizar los resultados obtenidos de las pruebas técnicas de calidad e integral de los dos tipos de barita.
- 4.** Realizar dos lodos de perforación utilizando la barita importada y la barita nacional respectivamente.
- 5.** Ejecutar las pruebas básicas de los lodos de perforación como son densidad, viscosidad de embudo, reología, filtración, contenido de sólidos y líquidos y análisis químico.
- 6.** Diseñar una Matriz comparativa de los resultados del análisis de los lodos de perforación elaborados.
- 7.** Analizar los resultados obtenidos de la matriz comparativa sobre los dos tipos de lodos.
- 8.** Analizar financieramente la viabilidad en la aplicación de la barita importada en trabajos de perforación mediante el indicador de beneficio/costo.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

Se llevó a cabo una breve descripción del campo Castilla donde se explica la historia general, la localización, el marco geológico, la geología del petróleo y la historia de producción del respectivo campo, dado que fue el campo de referencia para la realización del trabajo de grado.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

En el año 1.969 se realiza el hallazgo de petróleo en Castilla La Nueva, municipio perteneciente al departamento del Meta, Colombia, por la multinacional Chevron; quienes perforan el primer pozo llamado “Pozo Castilla 1”. En el año 1.973 se firma el contrato entre la estatal colombiana Ecopetrol y la multinacional mencionada anteriormente que recibe el nombre de “Contrato de asociación Chevron - Cubarral”. Es Ecopetrol el encargado de perforar el pozo “Pozo Castilla Norte-1” en el año 1988 extendiendo así el campo hacia el extremo nororiental.

El contrato tenía vigencia de 25 años, contados a partir de 1.975, así en el 2.000 Campo Castilla pasa a ser operado en su totalidad por Ecopetrol, es decir por el estado colombiano¹.

En el año 2.000 Campo Castilla contaba con dos estaciones de producción que tenían una capacidad de producción de 13.400 y 53.000 barriles².

1.2 LOCALIZACIÓN

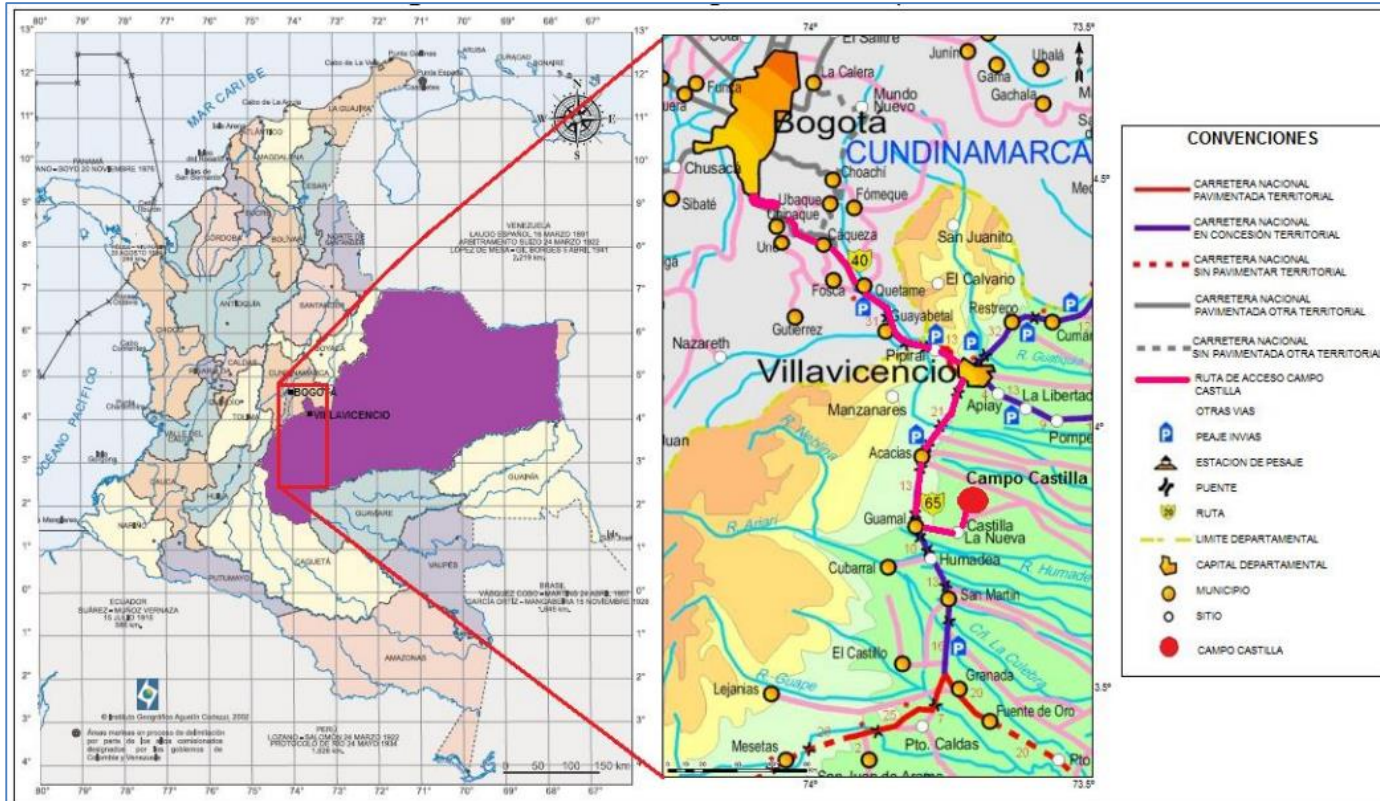
Campos Castilla se encuentra localizado en el suroccidente de la cuenca de los llanos orientales de la República de Colombia. La cuenca de los Llanos Orientales tiene una extensión de 225.603 km². Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, tiene como límites geomorfológicos al norte la cuenca Apure - Barinas; al sur la Serranía de la Macarena y el Arco del Vaupés; al oeste el sistema de fallas de Guaicáramo y la cordillera oriental; y al este el escudo de Guayana³. Este Campo se encuentra ubicado en el departamento del Meta, para ser más exacta en el municipio de Castilla la Nueva, **Figura 1**.

¹ 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/comunicacionesyprensa/docs/rev_15>, p 12 [citado el 6 de febrero de 2019]

² EL TIEMPO. “Castilla y Chichimene pasarán a Ecopetrol”. [En línea] Disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1240507>>. [citado el 6 de febrero de 2019]

³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. [En Línea]. Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>>. [Citado el 6 de febrero de 2019]

Figura 1. Localización Campo Castilla

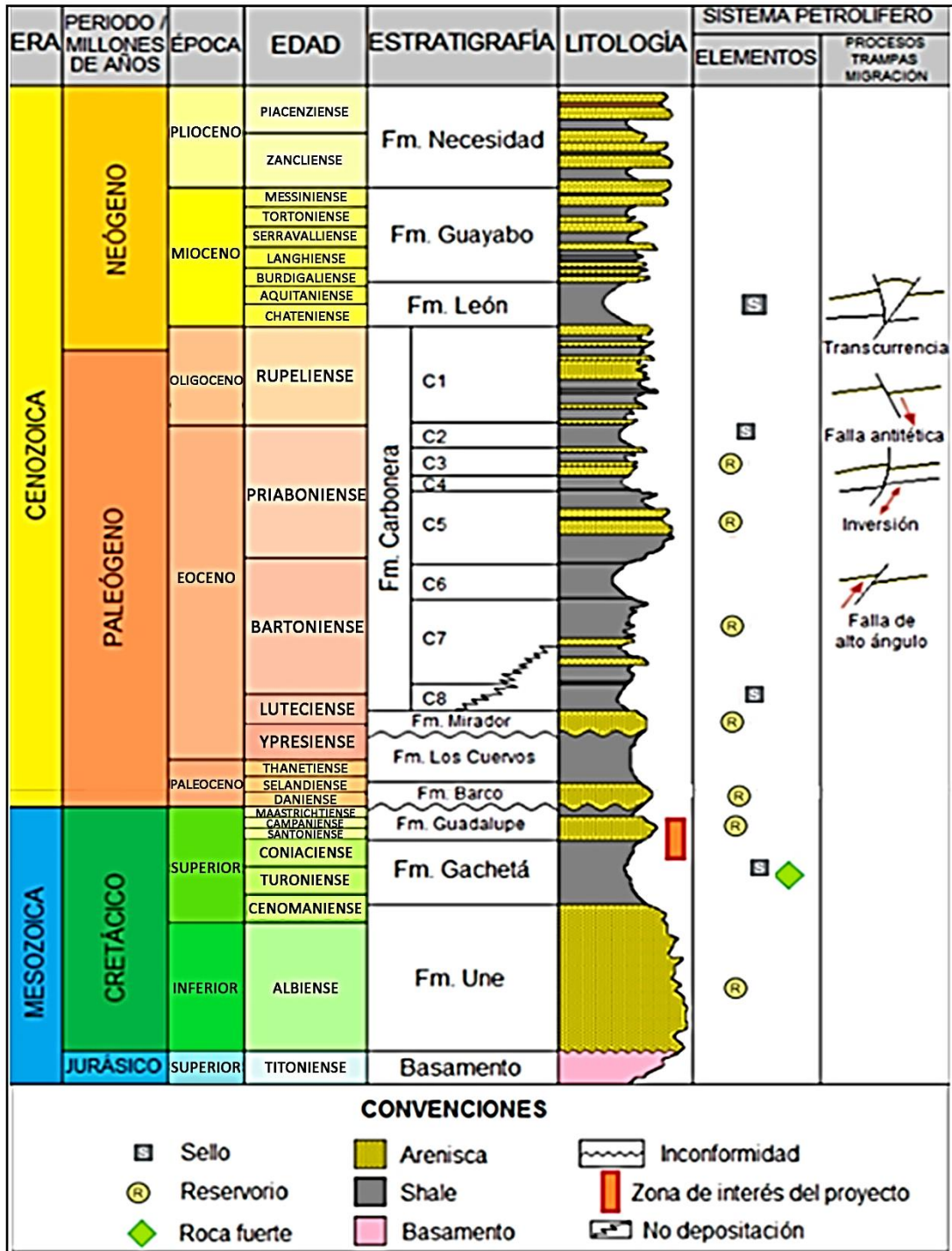


Fuente: Cotrasur. Modificado por Autor.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

1.3.1 Columna estratigráfica. La columna estratigráfica, presentada gráficamente en la Figura 2, representa de manera genérica la secuencia de deposición de las formaciones pertenecientes a la Cuenca Llanos Orientales.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, 2012, p.46; modificado por los autores.

1.3.2. Estratigrafía. A continuación, se hace una descripción genérica de las formaciones presentes en la columna estratigráfica de la figura 2. Dicha descripción se realizará en orden geocronológico, acompañado del espesor promedio, ambiente de depositación y litología.

1.3.2.1 Basamento. Dataciones radiométricas determinan que el basamento ígneo-metamórfico de los Llanos Orientales es Precámbrico, la edad equivale a unos 1.500 millones de años en Mitú, 1.400 millones en Puerto Carreño y 1.205 millones en Mapiripán. Suprayaciendo las rocas ígneas y metamórficas de alto grado se encuentran esquistos, filitas y pizarras que se correlacionan con el Grupo Quetame. El Basamento aflora bordeando el extremo Oriental y Sur de la Cuenca de Los Llanos, a lo largo de los ríos Orinoco, Guaviare y la Serranía de La Macarena. De igual manera, se encuentra en los Macizos de Garzón, Quetame y Santander en la Cordillera Oriental. El basamento presenta ser una prolongación del Macizo de Quetame e infrayace discordantemente con la Formación Une⁴.

1.3.2.2 Formación Une. La edad de la Formación Une ha sido determinada del Cretáceo entre el Albiano - Cenomaniano por Burgl, H (1957) y Campbell, C (1962)⁷ La litología consiste, principalmente, de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas. El espesor promedio es de unos 330 pies y las secciones más gruesas están en las áreas de Arauca y Meta donde tiene hasta 1180 pies. Tiene un contacto discordante con el Basamento que la infrayace y un contacto concordante con la Formación Gacheta que la suprayace. El ambiente de sedimentación es marino somero a estuarino, aunque hacia el Este la base de la formación puede contener depósitos fluviales (valles anastomosados). Se caracteriza por ser una formación reservorio del Campo Castilla⁵.

1.3.2.3 Formación Gacheta. Litológicamente es una intercalación de lodolitas grises oscuras, grises y negras con areniscas glauconíticas delgadas y localmente con calizas. Los shales son ricos en materia orgánica, ocasionalmente calcáreos y fosfáticos. Localmente hay cherts y lodolitas silíceas. El contenido de arenisca se incrementa hacia el este y el norte. Tiene un espesor promedio de unos 90 metros (aproximadamente 300 pies) hasta un máximo por encima de 180 metros (aprox. 600 pies)⁶. Representa la máxima transgresión del Cretáceo hacia el Oriente y Sureste, sobre el Escudo de Guyana. Esto implica que el límite de erosión o deposición oriental se localiza siempre más al este que los límites sedimentarios de las formaciones Une y Guadalupe. Esta formación se acuña o no está presente por erosión en el oriente y suroriental de la cuenca. Esta formación es productora en varios campos de la cuenca. Pertenece al Cretáceo superior, con una edad que

⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS .Área de crudos pesados. [En línea]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf> [Citado el 7 de febrero de 2019]

⁵ Ibid, p. 31.

⁶ Ibid, p. 33.

comprende entre Cenomaniano – Turoniano. Es conocida como Unidad K1 Inferior según Ecopetrol S.A⁷.

1.3.2.4 Formación Guadalupe. Consiste de una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de carbón. Los datos palinológicos de algunos pozos indican una edad Campaniano. El espesor máximo observado en la cuenca Llanos Orientales se encuentra en el pozo La Coral-1 (600 pies), en el sector de Arauca, y al sur en el área de Vanguardia-1, Cumaral-1 y Medina-1, con más de 600 pies. En general, como las otras formaciones del Cretáceo, el espesor de esta formación aumenta hacia el piedemonte, pasando de cero en las cercanías del escudo guayanés, a más de 600 pies en el piedemonte. Esta formación es productora en la cuenca. El contacto con la Formación Gacheta K1 Inferior es concordante con la Formación Gacheta que la infrayace y discordante con la Formación Barco que la suprayace, depositada en un ambiente de depósito litoral de origen deltaico⁸.

1.3.2.5 Formación Barco y Los Cuervos. Estas dos formaciones presentan un contacto superior concordante entre la formación Barco con la formación Los Cuervos. Estas formaciones están ausentes en los sectores de Apiay – Ariari, en el sur, y Caño Limón, al norte, y están presentes únicamente en el borde occidental de la cuenca. En el sector de Casanare, los depósitos continentales de las formaciones Barco y Los Cuervos son areniscas masivas, pobremente clasificadas en la base, para la primera de ellas; suprayacidas por lutitas de color gris y gris verdoso, con intercalaciones locales de algunas capas delgadas de carbón y delgadas intercalaciones de areniscas en la Formación Los Cuervos. En el área de Arauca la Formación Barco consta de areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas. La secuencia sedimentaria de la Formación Los Cuervos corresponde a lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano muy fino a medio. Ambos contactos de estas rocas con las secuencias inferiores y superiores son discordantes. Los espesores de estas formaciones aumentan regular y rápidamente hacia el Occidente, y superan los 1.000 pies en los primeros corrimientos de la cordillera. El máximo espesor se registra en el pozo Medina-1, donde tiene 1.710 pies. Los sedimentos incluyen lodolitas, limolitas, arcillolitas, algunas areniscas y lentes de carbón. El depósito en las cuencas localizadas en la Pre-cordillera Oriental y Valles del Magdalena tuvo lugar durante el Maastrichtiano y Paleoceno Temprano⁹.

1.3.2.6 Formación Mirador. Hasta el presente, las areniscas de esta formación constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales poseen buenas propiedades petrofísicas. Se trata de un conjunto de areniscas masivas con

⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Op. Cit. p. 48.

⁸ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Op. Cit. p. 48.

⁹ Ibid, p. 49.

diferentes granulometrías, generalmente granodecrecientes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespatos, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia. Su límite basal coincide con una de las principales discordancias, mientras que el contacto superior con la Formación Carbonera es concordante en la mayor parte de los Llanos Orientales. Persisten aún problemas en su datación y existe la posibilidad de que la Formación Mirador, que aflora en la Cordillera Oriental y en los Andes de Mérida, no sea de la misma edad de la identificada en la cuenca de los Llanos Orientales. Esta formación se acuña hacia el sureste y este de la cuenca y su límite litológico, a veces es difícil de precisar, debido a que sin información bioestratigráfica se puede confundir con areniscas de la base de la Formación Carbonera. El espesor de la Formación Mirador aumenta hacia el Occidente, hasta alcanzar 950 pies en el pozo Floreña-1¹⁰.

Litológicamente el Mirador está compuesto por areniscas masivas con intercalaciones menores de lodolitas. Las areniscas son cuarzosas, a veces feldespáticas, localmente con fragmentos de madera, y ocasionalmente glauconíticas. Tienen aspecto fluvial en la mayor parte de la cuenca. En algunos sitios (Caño Limón, Cusiana, Meta) podrían ser deltáicas o rellenos estuarinos con lodolitas bioturbadas y con indicaciones de raíces a la base de la formación. El Mirador ha tenido manifestaciones importantes o es productor de petróleo pesado en los campos de Campo Rico, Guatiquía, Castilla, Enterrios, Chichimene, La Gloria, La Gloria Norte, Santiago, La Libertad, Suria, Pompeya, Tanane, Gaván, Camoa y Estero Paloblanco¹¹.

1.3.2.7 Formación Carbonera. Esta espesa secuencia litológica, que en el pozo Llanos-1 alcanza cerca de 6.000 pies, está ampliamente distribuida a través de la cuenca. Corresponde a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad. En el área de Casanare consiste de una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón (Charitat y otros, 1985), depositadas en ambientes que varían de marino transicional a continental. Elf Aquitaine dividió esta unidad en 8 miembros o unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los impares son regresivos, arenosos, los cuales, desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial en C7. El contacto superior con la Formación León es conforme y gradual en la mayor parte de la cuenca. En área sur de la cuenca, la Formación Carbonera y base de la secuencia terciaria ha sido dividida por ECOPETROL en nueve unidades operacionales, que de base a techo se denominan: Unidad T2 (Areniscas Basales de Carbonera), que en otras partes de la cuenca Llanos Orientales es denominada Formación Mirador. Entre aproximadamente la Unidad C8 y la Unidad C1, de la nomenclatura de Elf Aquitaine

¹⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Op. Cit. p. 49.

¹¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Área de crudos pesados. Op. Cit p. 32.

para la Formación Carbonera del sector del Casanare, la secuencia se hace bastante arenosa en el sector del Meta, por lo que estas unidades son difíciles de correlacionar, por lo tanto, ECOPEPETROL usa las unidades operacionales: Lutita E4, Unidad T1, Lutita E3, Conjunto C2, Areniscas de Carbonera, Conjunto C1, Lutita E (Unidad C2) y Areniscas Superiores de Carbonera (Unidad C1). Igualmente, de base a techo, estas unidades se van acuñando a medida que se avanza hacia el sureste y este de la cuenca¹².

La Formación Carbonera contiene cuatro ciclos. Cada uno comienza con una lodolita y termina con una alternancia de areniscas y lodolitas. Las lodolitas son las unidades pares – C8, C6, C4 y C2 –, mientras que los niveles arenosos son las impares – C7, C5, C3 y C1, los cuales se caracterizan por ser reservorios principalmente en la parte central y oriental de la cuenca de Los Llanos. A través de toda el Carbonera, el contenido de arena aumenta hacia el este, donde las unidades arcillosas disminuyen o pierden su carácter arcilloso. El carácter continental de los sedimentos también es más marcado de occidente a oriente¹³.

- **Unidad “Lutita E4”.** El carácter marino del tope de la Formación Mirador indica claramente un periodo de transgresión cuya continuación es la unidad C8 de la Formación Carbonera. Esta Unidad, presenta un espesor variable, desde 50 pies en el borde oriental de la cuenca hasta más de 400 pies a lo largo del frente de montaña¹⁴.
- **Unidad T1.** Se compone de areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental. Son de color crema a parduzco, de grano fino a medio, a veces conglomerático, separadas por niveles de arcillolita de color gris a verdusco. Pueden alcanzar 250 a 280 pies de espesor en la parte central de la cuenca¹⁵.
- **Unidad C6 (Unidad E3).** El máximo espesor conocido de esta unidad arcillosa se encuentra en el sector de Cumaral-1, con 600 pies. Hacia el Este se reduce rápidamente, hasta tener un promedio de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca. Definida por la presencia de lutita conjuntamente con limolita, arcillita y en menor cantidad arenisca, las que aparecen hacia la tope de la unidad¹⁶.
- **Unidad C5.** Está compuesta por alternancia de niveles de arcillolita y de arenisca, poco consolidada, de tamaño de grano, predominante medio, a veces grueso; en ocasiones ligeramente calcáreas, con glauconita. Su espesor total varía desde 50 hasta 300 pies. En el sector de Apiay es difícil diferenciarla y

¹² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Op. Cit. p. 49.

¹³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Área de crudos pesados. Op. Cit. p. 32.

¹⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Op. Cit. p. 50.

¹⁵ Ibid, p. 51.

¹⁶ Ibid, p. 51.

estaría incluida en la Conjunto C2 (ECOPETROL), en el cual estaría también el intervalo cronoestratigráfico correspondiente a la Unidad C4, no diferenciable en este sector, ya que litológicamente el Conjunto C2 presenta aproximadamente un espesor de 1.000 pies, correspondiente a una intercalación de arcillolitas, y areniscas de poco espesor, con un nivel un poco más arcilloso hacia el tope del mismo¹⁷.

- **Unidad C4.** No siempre son evidentes las características litológicas de esta unidad, especialmente en el sector suroeste de la cuenca. Está compuesta por una alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas. El espesor máximo reportado es superior a 700 pies en el Piedemonte Llanero entre Vanguardia-1, al suroeste y Tauramena -1, al noreste. El máximo espesor registrado en este sector se encuentra en el pozo Guacavía-1 con 1.050 pies. Generalizando, la Unidad C4 presenta un espesor comprendido entre 150 y 300 pies en la parte central de la cuenca¹⁸.
- **Unidad C3.** Esta unidad se encuentra poco desarrollada en la parte centro norte de la cuenca, donde presenta un espesor promedio de 150 pies y se desarrolla rápidamente hacia el suroeste alcanzando más de 700 pies en el frente de montaña, cerca de Medina-1. Está compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas, de color gris verdoso; a veces con niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca. En el sector de Apiay, puede ser equivalente cronoestratigráficamente a las Areniscas de Carbonera, y Conjunto C1, que corresponde a una intercalación de areniscas y arcillolitas¹⁹.
- **Unidad C2.** Después de la Formación León, es el sello mejor desarrollado, y el de mayor extensión hacia el Este. Está compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas con un espesor de 100 a 200 pies en la parte media de la cuenca, aumentando rápidamente hacia el borde suroccidental, donde alcanza más de 900 pies (pozo Medina-1). La Unidad C2, correlaciona con la lutita E del sector del Apiay. En sus límites norte y noreste de la cuenca, el porcentaje de arena aumenta, relacionado probablemente con ambiente deltaico en este sector²⁰.
- **Unidad C1 (Areniscas Superiores de Carbonera).** Es la última de las secuencias arenosas de la Formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León. Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises. Correlaciona estratigráficamente con las Areniscas Superiores de Carbonera

¹⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Op. Cit. p. 51.

¹⁸ Ibid, p. 51.

¹⁹ Ibid, p. 51.

²⁰ Ibid, p. 52.

(ECOPETROL). Su espesor aumenta de manera regular hacia el Occidente, y alcanza más de 2.000 pies antes del piedemonte, en el sector de Guacavía-1 y Cumaral-1²¹.

1.3.2.8 Formación León. Esta formación se encuentra compuesta en su mayoría por gruesas capas de lutitas grises, al igual que arcillolitas y lodositas que presentan intercalaciones muy delgadas de areniscas, las cuales se encuentran ubicadas hacia el tope de la formación y el occidente del área en la cordillera oriental²².

Los sectores que presentan un mayor espesor están localizados en el sector de Chaparral-1, con más de 2500 pies; y Arauca-1, con 1980 pies²³. El espesor promedio en la formación es 1000 pies y aumenta hacia el occidente de esta. Cabe resaltar que la formación León es el sello más joven²⁴.

1.3.2.9 Formación Guayabo. Está constituida por una mezcla de arcillolitas de colores rojizos y grises que son muy solubles, además cuenta con areniscas que su tamaño varía de muy fino a grueso. Hacia la base de la formación existe una influencia marina y hacia el tope fluvial marino a continental²⁵.

1.3.2.10 Formación Necesidad. Como dice J. de Porta, esta formación data del Plioceno, presenta arcillas de color rojo y azulado alternando con areniscas de grano grueso que pueden pasar a conglomerados. La formación contiene una asociación de minerales pesados a base de ilmenita, rutilo, zircón y turmalina²⁶.

1.3.3 Geología estructural. La cuenca de los Llanos orientales está formada por un anticlinal asimétrico elongado con una orientación NE-SW, con unas dimensiones de 10.000 metros de largo por 4.000 metros de ancho aproximadamente, interactúan rasgos estructurales regionales como el sistema de Fallas de Algeciras y la Falla de Villavicencio, **Figura 3**.

²¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Op. Cit p. 52.

²² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Área de crudos pesados. Op. Cit. p. 32.

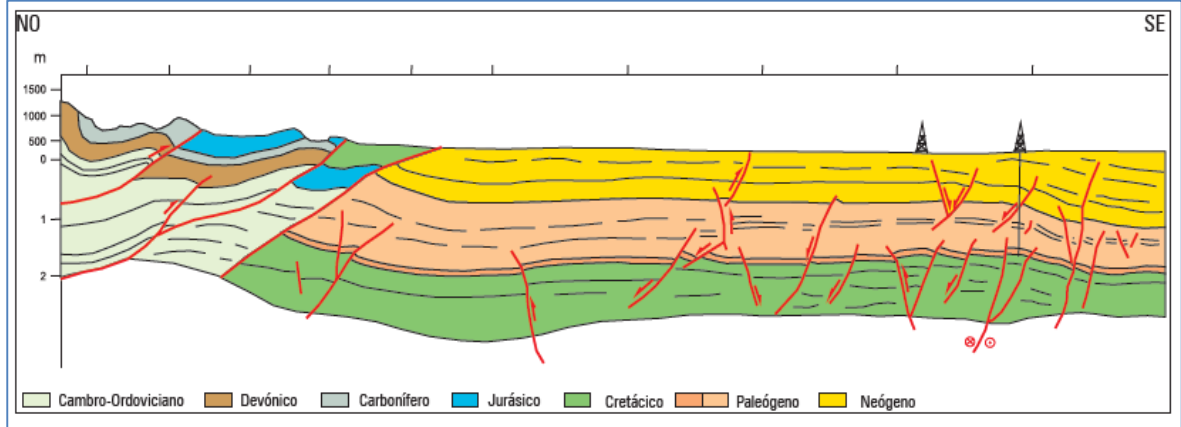
²³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Op. Cit. p. 52.

²⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Área de crudos pesados. Op. Cit. p. 32.

²⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Op. Cit. p. 52.

²⁶ J de Porta. AMÉRIQUE LATINE. Vol. 5. Centre national de la recherche scientifique. 1974. p. 380.

Figura 3. Sección Transversal Esquemática Cuenca Llanos Orientales.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales Open Round Colombia. 2010.

1.3.4 Geología del petróleo. A continuación se va a describir la roca generadora, roca reservorio, migración, roca sello y trampa de la cuenca de los llanos orientales, puesto que estas hacen parte del sistema petrolífero.

1.3.4.1 Roca generadora. Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos, existen dos rocas generadoras en este sistema petrolífero como son la Formación Gachetá y la unión de las formaciones terciarias Los Cuervos, Mirador y Carbonera (C8). La formación Gachetá contiene en su mayoría calizas de grano fino intercaladas con margas. La litología se encuentra principalmente asociada con un Kerógeno tipo II de una muy buena calidad, el cual tiene un alto contenido de hidrógeno. El contenido orgánico (TOC) varía entre 1,5% y 3%. El índice de hidrógeno en muestras inmaduras tiene un valor de 200 mg/g TOC, que a medida que existe una maduración varía hasta 400 mg/g TOC, dando evidencia de que la roca es generadora de petróleo. Tiene un espesor entre los 230 metros y los 640 metros. La formación secundaria, la unión mencionada anteriormente de varias formaciones, son lutitas ricas en materia orgánica²⁷.

1.3.4.2 Roca Reservorio. Como dice la ANH en su investigación Las rocas reservorios presentan un rango desde el Cretáceo Medio hasta el Mioceno tardío asociadas al sistema petrolero de Gachetá–Cretácico-Terciario ; las unidades de arenas que incluyen las formaciones Une, Gachetá, Guadalupe, Mirador y los miembros C7, C5, C3, C1 de la Formación Carbonera son las rocas reservorios del área. Las principales rocas reservorios que contienen el mayor porcentaje de hidrocarburos pesados en el área de los Llanos son la Formación Une (Cretáceo) y el miembro C7 de la Formación Carbonera (Terciario) con un 57% y 24.5%

²⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Área de crudos pesados. Op. Cit. p. 34.

respectivamente de las reservas de petróleo conocidas. Las Formaciones Mirador, Gachetá y Guadalupe contienen el 11%, el 4% y el 3% respectivamente²⁸.

1.3.4.3 Migración. Basados en estudios realizados por la ANH Dos pulsos de migración han sido documentados: el primero durante el Eoceno superior-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad²⁹.

1.3.4.4 Roca Sello. Para la totalidad de la Cuenca, la sección de arcillolitas de la Formación León se considera el sello regional para el sistema petrolífero Gachetá. En la sección cretácica, la unidad de shale de la Formación Gachetá es un sello efectivo para el sistema petrolero Gachetá-Une, que incluye el 57% de las reservas de hidrocarburos pesados. El segundo sello regional lo constituye la secuencia de arcillositas de los miembros C-8 y C-6 de la Formación Carbonera que contiene el 35% del volumen de hidrocarburos pesados almacenados en los yacimientos de las formaciones Mirador y C-7³⁰.

1.3.4.5 Trampa. La ANH asegura que la Cuenca Llanos Orientales presenta anticlinales, estructuras someras de poco relieve y fallas inversas, también trampas estratigráficas que son de interés estudiar. Sin embargo, el principal objetivo de estudio se ha centrado en las fallas normales antitéticas hasta el momento³¹.

1.3.4.6 Características petrofísicas del campo Castilla.

Tabla 1. Características petrofísicas.

Campo	Castilla La Nueva
Espesor Petrolífero Original	25-45 Ft
Índice de Productividad	0,1 a 2 bopd/psi
Porosidad	19%
Permeabilidad	1.180 md
Gravedad API	12,5 API
Reservas	800-1000 MBIs
OOIP	6000-7000 MBIs
Temperatura @ yto	198 °F
Presión original del yto	2.830 psi
Mecanismo de producción	Empuje de agua fuerte

²⁸ Ibid, p. 34.

²⁹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales, Open Round Colombia 2010. [En línea]. Disponible en: <[http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)> [Citado 20 de febrero de 2019].

³⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Área de crudos pesados. Op. Cit. 35.

³¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales, Open Round Colombia 2010. Op. Cit.

Continuación tabla 1.

Campo	Castilla La Nueva
Cuenca	Llanos Orientales
Tipo de Cuenca	Antepaís
Área de la cuenca	225.603 Km ²
Área disponible	16.198 Km ²
Pozos perforados	1.506
Sísmica 2D	> 96.000 Km
Campos Descubiertos	81 campos menores, 2 campos gigantes, 3 campos mayores.
Roca generadora	Gachetá
Roca reservorio	Carbonera-Mirador-Gachetá-Guadalupe
Roca sello	León-Carbonera/Gachetá-Guadalupe
Tipo de hidrocarburo	Petróleo

Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, 2012, p.46; modificado por los autores.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

Chevrón fue quien inició la explotación de Campo Castilla gracias al contrato de asociación que tuvo inicio en 1975 y finalizó 25 años después. Durante este periodo se extrajeron 94 millones de barriles con una producción de más o menos 20.000 barriles por día.

Para el año 2000, ya finalizado el contrato, Ecopetrol se pone al mando de este campo logrando aumentar a 21.200 barriles por día, 1.200 barriles más que los años anteriores³². En el año 2004 Ecopetrol perforó 12 nuevos pozos aumentando la producción de este campo a 82.000 BPD³³.

En el año 2008 Ecopetrol llevó a cabo una estrategia para aumentar la producción de crudos pesados en Colombia, gracias a esto la producción pasó de 75.000 BPD

³² ECOPETROL. Castilla recargado. [En Línea]. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm> [citado 8 de Febrero de 2019]

³³ EL TIEMPO. "ECOPETROL PERFORARÁ 12 POZOS EN EL CAMPO DE CASTILLA LA NUEVA, EN EL META". 2004. [En línea]. Disponible en: <<https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1519991>> [Citado el 8 de febrero del 2019]

a 91.000 BPD hacia finales del 2009³⁴. Al finalizar el año 2010, y aún en marcha el programa de extracción de crudos pesados en Colombia, Campo Castilla logró superar la producción de 100.000 BPD. Gracias a esa nueva producción Campo Castilla, para ese momento, se consolidó como el campo que mayor aporte hace a la producción directa de Ecopetrol³⁵. Continuando con la operación directa, en el año 2011 Campo Castilla logró aumentar su producción en un 14% con respecto al año pasado; lo que conllevó a una extracción de 130.000 BPD al mes de mayo de dicho año³⁶. Con dicha producción campo Castilla se consolidó como el mayor aportante de producción directa de Ecopetrol, con cerca del 24%. Para este mismo año se tenía planeado la perforación de 114 pozos y al mes de mayo ya tenían completados 68 pozos, al igual que la construcción de una nueva estación de recolección y tratamiento, y la optimización del sistema energético³⁷.

El 2015 fue otro gran año para la producción de crudo para este campo, durante el mes de noviembre alcanzó una producción de 125.699 barriles de petróleo, mostrando una vez más la importancia de este campo no solo para Ecopetrol, sino para Colombia. Campo Castilla aporta alrededor del 12% de la producción de todo el país y el 21% de la producción directa de Ecopetrol³⁸.

Debido a la crisis petrolera que Colombia atravesaba en el año 2015, la producción en el campo disminuyó dramáticamente a comparación de lo que ya antes venía sucediendo en este campo como se observa en la siguiente figura. Según las cifras de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, en el 2018 en agosto se tenía una producción de 182.558 BPD, **Gráfica 1**.

³⁴ Ministerio de minas y energía. Sector hidrocarburos. 2010. [En línea]. Disponible en: <<https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23400/02-hidrocarburos+%282%292009-2010.pdf/f90054ce-bc1b-4c9c-82c7-8ae697a2d56f>> [Citado el 8 de febrero del 2019]

³⁵ PORTAFOLIO. Producción petrolera de Campo Castilla, en el Meta, alcanzó récord de 100.000 barriles por día. 2010. [En línea]. Disponible en: <<https://www.portafolio.co/economia/finanzas/produccion-petrolera-campo-castilla-meta-alcanzo-record-100-000-barriles-dia-359278>> [Citado el 8 de febrero de 2019]

³⁶ Ministerio de minas y energía. Sector hidrocarburos. 2011. [En línea]. Disponible en: <<https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23400/03-HIDROCARBUROS2010-2011.pdf/9d122c7e-5cfc-4368-97c0-5fbebce02f34>> [Citado el 8 de febrero del 2019]

³⁷ EL ESPECTADOR. Campo Castilla-Chichimen operado por Ecopetrol registra producción récord de 154.000 barriles por día. América Economía. [En línea]. Disponible en: <<https://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/campo-castilla-chichimen-operado-por-ecopetrol-registra-produccion-record-de-154>> [Citado el 8 de febrero del 2019]

³⁸ ECOPETROL. Campo de producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción. 2015. [En línea]. Disponible en: https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion!/ut/p/z1/tZLPCoJAEMafxQdYZtf2jx61QLGog5W5lzBTW8gtlhJ7-rY0dVIP4TAwDDPz--bwgYQdSJ09VJXd1UVnZ9Onku_dFQmCMMbz1SSi2PMYJZHv2pRx2ELqmzypuPUgGdqWZow7wsPmXg6tpEZCdEosKCCQ PVTsw0Zdbbf6P38Rro6QEneEQPBcCYTvnidJclMdlBZpgh9sIK0tuEwgHFcfCv34GR4Xz8fFs3Hx4k989HFxjz-T6dfLksC11i3ST3-JgunBadZI_SttZVkvID4yUw!!/?uri=nm:oid:Z6_8P1AGI01K07D30A2A1JFG5QC02> [Citado el 10 de febrero del 2019]

2. GENERALIDADES DE LA BARITA

La barita es un mineral que actualmente se usa como aditivo en los lodos de perforación como densificante para aumentar el peso de este. El presente capítulo tiene como fin describir las propiedades físico químicas asociadas a la barita, también explicar los diferentes usos que se le pueden dar a este mineral.

2.1 BARITA

La barita o como es también conocida, baritina o espato pesado, es un sulfato de Bario ($BaSO_4$) natural el cual es utilizado para aumentar la densidad de los fluidos de perforación (su principal uso), usualmente estandarizado a una densidad de 4,20 (Ecopetrol acepta desde 4,10). Se encuentra en la naturaleza como masas cristalinas de color transparente a blanco, verdosas, grisáceas o rojizas, dependiendo de las impurezas que contenga. Además unas de sus principales características el ser un material con alto peso específico, inerte y no tóxico³⁹.

La barita se puede hallar en un medio natural que esté cercano a los sulfuros, ya sea óxido de hierro o manganeso, siendo los yacimientos hidrotermales donde es más factible encontrar este mineral. A su lado también se puede encontrar cobre, o plomo, siendo extraño que se encuentre entre rocas de sedimento. La proporción de este mineral es muy desbordante, encontrándose prácticamente en toda la corteza terrestre, es tan rico en la tierra que de todos los minerales es el que ocupa el puesto número 18 en cantidad. Son muchos los lugares en el mundo que aprovechan las utilidades de este mineral, y se tienen en más de 7.000 los yacimientos repartidos alrededor del planeta y que dan unos minerales de excelente calidad⁴⁰.

Según donde se encuentre la mina y donde se excave podemos encontrar al mineral con una transparencia casi perfecta, pareciéndose al cuarzo, o se puede encontrar con color pardo o coloración melada, todo eso depende del acercamiento de otros elementos minerales sedimentarios⁴¹.

La barita está compuesta en su mayoría por sulfato de bario, siendo uno de los principales motivos de su peso. Dentro de su composición, se encuentra al menos un 66% de óxido de bario, entre mayor sea este porcentaje será más pura⁴².

Aunque la barita se puede llegar a confundir con otros minerales por su aspecto físico, la barita tiene ciertas propiedades que ayudan a diferenciarla, empezando con la densidad y peso, así dimensionalmente sean del mismo tamaño, la barita va a ser más pesada. Los polvos de barita natural son químicamente inertes, de baja abrasión, excelente resistencia contra el calor y la corrosión y de fácil dispersión.

³⁹ DIRECCIÓN GENERAL DE DESARROLLO MINERO. Barita. México. [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/5568/pm_barita_2014.pdf> [Citado el 11 de mayo de 2019]

⁴⁰ MINERALES Y ROCAS. Baritina. [En línea]. Disponible en: <<https://www.mineralesyrocas.com/baritina/>> [Citado el 11 de Mayo de 2019]

⁴¹ Ibid, p.1.

⁴² Ibid, p.1.

Por su parte el sulfato de bario precipitado es de gran pureza, consta de partículas ultrafinas y actúa como dispersor de pigmento en sistemas coloreados e incrementa la productividad de estos pigmentos⁴³.

Es un mineral relativamente suave, barato, limpio y constituye aproximadamente el 40% de los constituyentes del lodo de perforación. Posee un color claro y alto brillo (90%). La capacidad de humedad por aceites y la baja absorción de ellos le permiten ser usada como relleno y agente pesado en componentes adhesivos, artículos deportivos y acústicos⁴⁴.

Una de las maneras más sencillas para identificar este mineral es prendiéndole fuego, ya que la llama no saldrá como comúnmente la vemos, sino que tendrá una tonalidad verdosa con matices amarillos. En el caso de realizar esta operación bajo una luz ultravioleta, se puede encontrar en las llamas una fluorescencia amarillenta, **Tabla 2 y 3.**

Tabla 2. Propiedades de la barita

Brillo	90%
Estabilidad térmica	1580°C
Conductividad térmica	6×10^{-3} cal/cm
Calor específico	0,11 cal/°C
Constante dieléctrica	7,3
Coefficiente de expansión térmica	10×10^{-6}

Fuente. Coordinación general de minería, secretaría economía mexicana. Perfil de mercado de la barita. México. 2014. Modificado por los autores.

Tabla 3. Propiedades físicas de la barita.

Crucero	Perfecto
Fractura	Irregular-quebradiza
Dureza	2,5 - 3,5
Gravedad específica	4,1 – 4,6
Lustre vítreo	Resinoso – perlina
pH	7,2-8,6
Color	Blanco-Blanco amarillento-Gris-Azul- Rojo-Café
Olor	Inoloro- a veces fétido cuando se frota

Fuente. Coordinación general de minería, secretaría economía mexicana. Perfil de mercado de la barita. México. 2014. Modificado por los autores.

⁴³ Ibid, p. 1

⁴⁴ Ibid, p. 1

La solubilidad de la Barita es de 0,0002 gr por 100 gr de agua.⁴⁵

2.2 FUNCIONES DE LA BARITA

La importancia de la barita en la implementación industrial viene dado por su peso. Actúa como agente texturizante en pinturas sin el riesgo de dañar su esplendor, un ejemplo claro de esto es el que encontramos en las pinturas que usamos para decorar el hogar, debido a que consiguen darles brillo a las paredes, además de un tacto suave⁴⁶.

Este mineral aporta óxido de bario en la fabricación del vidrio en el que actúa como fundente, decolorante y oxidante dando el acabado al vidrio mayor claridad y más brillante. La barita además de lo anteriormente mencionado absorbe radiación gama y puede cambiar la carga en escudos nucleares. El carbonato de bario se utiliza en los fundentes usados para los vidriados, los cuerpos de cerámica y los esmaltes. En la fabricación de vidrios, sobre todo los que tienen una coloración blanquecina. Este tipo de vidrio se elabora en su mayoría para crear pantallas o tubos fluorescentes para las lámparas o bombillas, que aunque son finos, tienen una gran resistencia y dejan pasar la luz a la perfección. También se emplea en los esmaltes sin plomo, así como en la elaboración de artículos sanitarios y alfarería⁴⁷.

La barita es un material que no genera gran cantidad de contaminación en el medio ambiente, tienen muchas ventajas, tales como fuerte inercia, buena estabilidad, resiste ácidos y álcalis, modera la rigidez⁴⁸.

La barita al ser soluble facilita la fabricación de compuestos de bario como lo son el cloruro de bario ($BaCl_2$), el hidróxido de bario $Ba(OH)_2 \cdot 8H_2O$, el litopón (que es una mezcla de sulfato de bario y de sulfuro de zinc, además de ser un brillante pigmento blanco), el dióxido de bario (BaO_2), el nitrato de bario $Ba(NO_3)_2$, el óxido de bario (BaO), el carbonato de bario ($BaCO_3$) y para finalizar el blanco fijo ($BaSO_4$)⁴⁹.

El uso industrial por el cual se es conocido este material se basa en la insolubilidad presentada en el sulfato de bario. A pesar que el carbonato se considere insoluble en agua, se convierte en sulfato cuando se agita con una solución de ion sulfato. Si el sulfato soluble es sulfato de magnesio o yeso, se precipitan a su vez los cationes y aniones⁵⁰.

⁴⁵ 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

⁴⁶ DIRECCIÓN GENERAL DE DESARROLLO MINERO. Barita. Op. Cit. p. 2

⁴⁷ Ibid, p. 2

⁴⁸ C MICHINE. Baritina. [En línea]. Disponible en: <<https://oogsthoeve.nl/Molienda/5962/material-barita-.html>> [Citado el 11 de mayo de 2019]

⁴⁹ DIRECCIÓN GENERAL DE DESARROLLO MINERO. Barita. Op. Cit. p. 4

⁵⁰ Ibid, p 5

La industria ladrillera es otra beneficiaria de la barita, en la cual por el yeso y el sulfato de magnesio presentes en la arcilla al momento de amasarla empieza a formar una especie de espuma blanca en la superficie del ladrillo, entonces para evitar esta espuma se le añade carbonato de bario a la arcilla antes de llegar a mezclarla con el agua y mientras se mezclan para así impedir la creación de esta espuma en el ladrillo⁵¹.

Dentro de la industria de la metalurgia, es capaz con ciertos tratamientos, de separar al magnesio de otros metales, aunque ayuda en la lubricación de diferentes piezas en este sector, debido a que es capaz de dar una capa grasa, pero sin que la alta temperatura pueda llegar a afectar en su composición. También dentro de la industria que crea los cauchos para los neumáticos, puesto que genera resistencia frente al calor y al agua⁵².

Es muy utilizado en la creación de fuegos artificiales, en razón de que una vez que entran en contacto con el fuego y explotan, son capaces de dar colores vivos y bonitos, algo que también es muy utilizado (como se mencionó anteriormente) sobre todo en la elaboración de colorantes que servirán para tintes en cosmética, pieles, o tejidos de todo tipo. Es un mineral muy importante igualmente en el mundo fotográfico, ya que se utiliza un papel mucho más fino, pero que en ningún momento hace que se pierda la claridad, consistencia y nos deja ver los colores de forma vivida y real⁵³.

Actualmente el uso del Bario es muy importante para los petroleros, puesto que de él se obtiene el peso y densidad. Otro de los usos que se obtiene gracias a la barita es la de inyección de lodos dentro de los pozos de petróleo. Una función básica del fluido de perforación es controlar las presiones de la formación para garantizar una operación de perforación segura. Por ende, 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 pozo. Esto impide que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un reventón. La barita es añadida al fluido de perforación para aumentar la densidad del fluido y también constituye un sólido inerte. Por lo general, es esta industria la que más va a consumir en todo el mundo la barita (cerca de un 85%), en consecuencia de la necesidad para este fin, sin embargo, el resto también es importante sobre todo en la industria del vidrio, la elaboración de pinturas, o incluso la química, siendo estos el 15% restante de su extracción⁵⁴.

⁵¹ DIRECCIÓN GENERAL DE DESARROLLO MINERO. Barita. Op. Cit. p. 7

⁵² MINERALES Y ROCAS. Baritina. Op. Cit p, 1

⁵³ IBID, p. 1

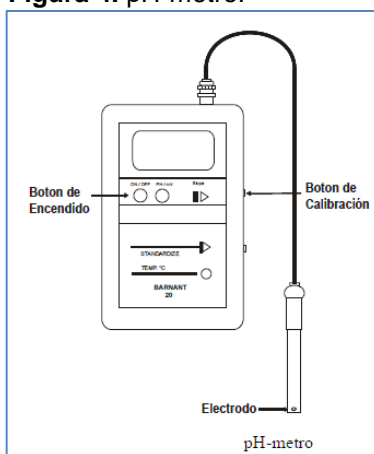
⁵⁴ Ibid, p. 1.

2.3 PRUEBAS TÉCNICAS PARA LA REGULACIÓN DE CALIDAD DE LA BARITA

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.

2.3.1 pH. El pH es un componente de medición el cual sirve para comprobar el nivel de acidez o alcalinidad de una sustancia o compuesto. Si el resultado es menor a 7 se dice que es un elemento, producto o sustancia ácida, por la tanto posee una alta cantidad de iones de hidrógeno; en cambio si el resultado es mayor a 7 vendría siendo alcalina, esto quiere decir que no tiene concentraciones de iones de hidrógeno. Con base a esto se puede decir que el pH es un indicador del potencial de hidrógenos presentes en una sustancia, elemento o producto⁵⁵. Para realizar la medición se hace uso de un pH-metro, el cual consta de un electrodo encargado de registrar el pH de la solución, **Figura 4**. El procedimiento para medir el pH de la barita:

Figura 4. pH-metro.



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

- Preparar una solución que contenga agua destilada y el producto, en este caso la barita. Esta relación se hizo 1:1.
- Agitar la solución, para evitar la acumulación de grumos.
- Encender el pH-metro.
- Sumergir el electrodo dentro de la solución.
- 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.

⁵⁵ MARIA ESTELA RAFFINO. Concepto de pH. [En línea]. Disponible en: < <https://concepto.de/ph/> > [Citado el 14 de Agosto de 2019]

2.3.2 Gravedad específica de la barita. Saber la gravedad específica de la barita es fundamental, sobretodo en el momento de las indicaciones del cliente, como se dijo anteriormente Ecopetrol S.A. solicita una gravedad específica mínimo de $4,1 \text{ gr/cm}^3$, y muchas veces no se llega a cumplir con esta medida, y para ello se someten a procesos físicos que ayuden a llegar a dichas especificaciones. Cabe aclarar que entre mayor sea, más pura y de mejor calidad será. Para realizar el cálculo de la gravedad específica se usa una balanza de control de peso, **Figura 5**. El procedimiento para hallar el valor es:

Figura 5. Balanza control de peso.



Fuente. Elaboración propia.

- En una celda de 10 ml, leer el valor del peso en la balanza al vacío.
- Llenar hasta el tope, la celda, con el material a calcular (En este caso la barita).
- Pesar la celda en la balanza.
- Registrar el valor que aparece en el monitor.
- Limpiar la celda.
- Colmar la celda de 10 ml con agua destilada.
- Repetir pasos 3 y 4.
- El valor registrado en el paso 4 dividirlo entre 10 ml, para obtener la densidad del compuesto.
- El valor registrado en el paso 7 dividirlo entre 10 ml, para obtener densidad del agua.
- Dividir el resultado obtenido en el paso 8 entre el valor del paso 9.
- Obtener la gravedad específica del compuesto.

Para realizar las pruebas de concentración de sulfato y bario se recomienda primero hacer un proceso de digestión, el cual consiste en:

- Pesar 1 gr del material (Barita) en la balanza de peso.
- Medir 2 ml de agua destilada.
- Cuantificar 3,5 ml de Ácido clorhídrico al 37%
- Mezclar los 3 componentes anteriormente medidos en un tubo de ensayo
- Colocar el tubo de ensayo en un termo reactor, **Figura 6**, a 148°C por 2 horas.
- Después de las dos horas esperar que enfríe a temperatura ambiente.
- Recolectar la solución.

Figura 6. Thermoreaktor TR300.



Fuente. Elaboración propia

2.3.3 Concentración de Sulfato. Prueba que se realiza para conocer la cantidad de sulfato presente en la barita, puesto que este es el material que ayuda a aumentar la densidad en los lodos de perforación. Los rangos de este material deben estar entre 93% y 97 %. Para saber esto se realiza pruebas químicas para observar la reacción de la barita, y así saber el porcentaje que tiene de este material. El proceso consiste en:

- A la solución recolectada anteriormente añadir 5 ml de la solución tampón.
- Agitar la nueva solución.
- Encender el turbidímetro, **Figura 7**.
- Ajustar a "AUTO RANGE".
- Leer el resultado.
- Añadir una cucharada de $BaCl_2$ a la solución.

- Agitar la mezcla.
- Verter solución en la cubeta del turbidímetro.
- Leer nuevo resultado.
- Con los resultados obtenidos en los pasos anteriores utilizar la ecuación 1 para calcular concentración de sulfatos.

Ecuación 1. Concentración sulfatos.

$$mg \frac{SO_4^{2-}}{l} = \frac{mg SO_4^{2-} * 1000}{ml muestra}$$

Fuente. INGENIERÍA MEDIO AMBIENTAL. Instructivos de laboratorio. Bogotá, Colombia. p.3.2011

Donde:

$mg SO_4^{2-}$ = Miligramos de sulfato

l= Litros

ml muestra= Mililitros de muestra

Figura 7. Turbidímetro LC-TUR01.

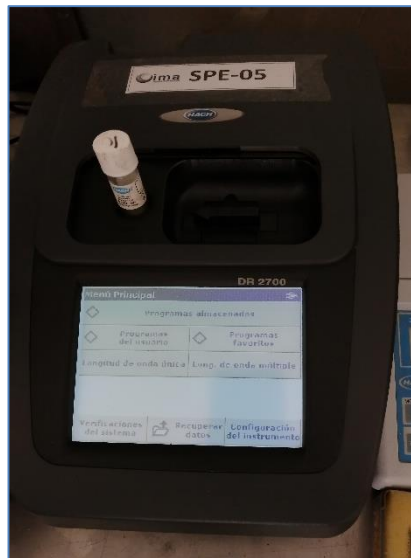


Fuente. Elaboración propia

2.3.4 Porcentaje de Bario. Prueba que se realiza para conocer la cantidad de bario presente en la barita, debido a que este elemento aumenta el peso específico en la barita, aumentando la densidad de los lodos de perforación. Para calcular este porcentaje se debe realizar el siguiente procedimiento:

- Encender el espectrofotómetro, **Figura 8.**

Figura 8. Espectrofotómetro HACH LSPE-02.



Fuente. Elaboración propia

- Seleccionar en la pantalla “Programas almacenados”.
- Seleccionar el método 20 Bario.
- Llenar la cubeta de 10 ml hasta la marca con muestra.
- Seleccionar en la pantalla “Cero”. La pantalla deberá marcar 0.0 mg/L Ba^{2+}
- Limpiar la cubeta.
- Volver a llenar la cubeta como en el paso 3.
- Agregar contenido de BariVer 4.
- Mezclar hasta diluir.
- Seleccionar en la pantalla “Medición”.
- Leer resultado que parecerá en mg/L Ba^{2+}

2.4 RIESGOS ASOCIADOS A LA BARITA

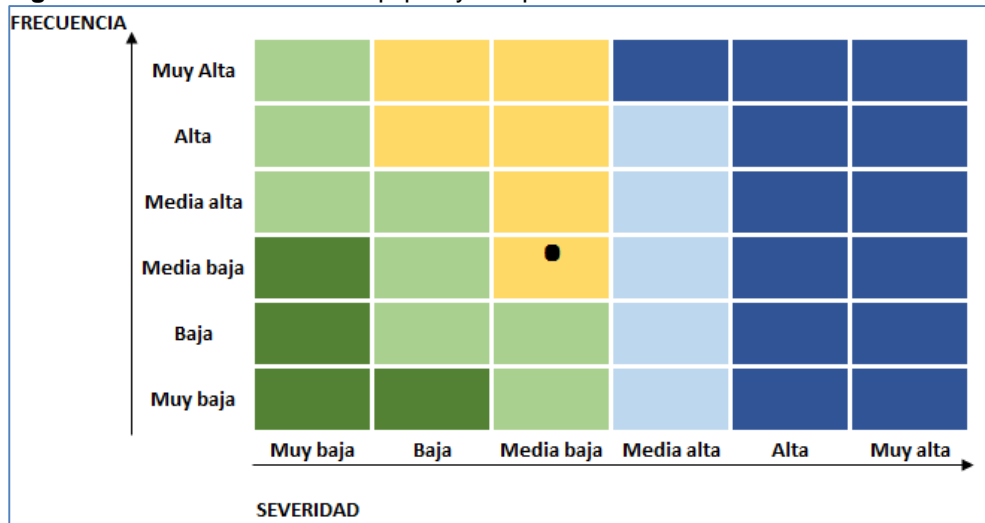
Cuando se manipula Barita, los obreros están expuestos a riesgos que pueden ser dañinos para su integridad física.

2.4.1 Riesgo de transporte. Son todos los riesgos que pueden afectar cualquier tipo de transporte del sector causando así demoras y stand by en las actividades de campo y en la entrega del producto final. Según un estudio hecho por seguros sura califican que hay dos riesgos importantes.

2.4.1.1 Deterioro de equipos y maquinaria. Debido a la poca infraestructura que hay en el país y el mal estado que hay en las vías es muy factible que los productos

que se envían puedan llegar a tener daños; La barita es transportada por medio de sacos, los cuales pueden llegar a rasgarse, romperse debido a la vía, así que es un riesgo latente⁵⁶. La frecuencia con la que ocurren estos tipos de accidentes es media baja, debido a que los accidentes que pasan en la vía no son ni el 20%, por otro lado la severidad no es alta, debido a que no trae altos riesgos químicos, pero si trae pérdida de material, además de aumento de costos. **Figura 9.**

Figura 9. Matriz deterioro de equipos y maquinaria.



Fuente. Elaboración propia.

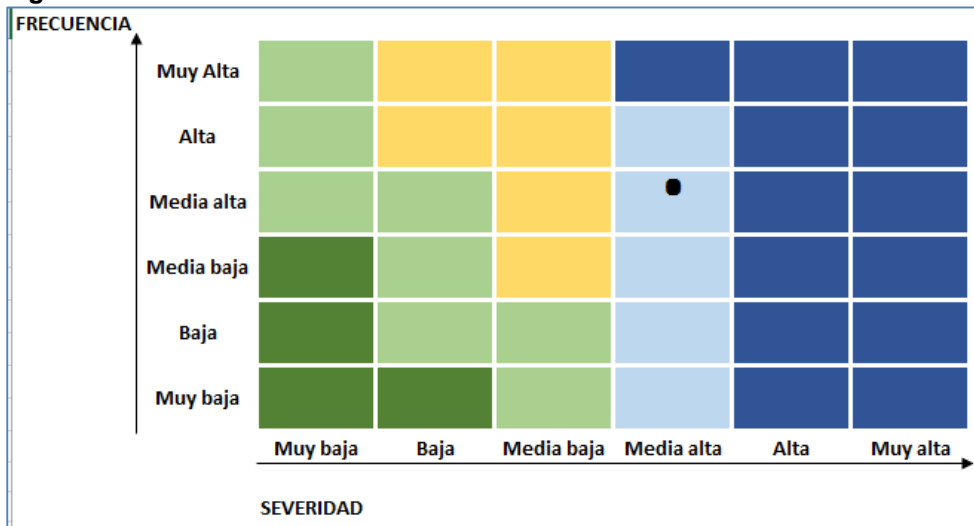
2.4.1.2 Accidentalidad en la ruta. Este riesgo puede ser debido a lo anteriormente mencionado, las vías, o también por los vehículos de carga en mal estado, conductores con agotamiento físico, otros conductores, mala visión, e.t.c⁵⁷. Según un estudio del número de accidentes presentados en el año 2018, fueron alrededor de 5.500⁵⁸, **Figura 10.**

⁵⁶ 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 12 de mayo de 2019]. p. 14.

⁵⁷ SEGUROS SURA. Columna vertebral del sector de hidrocarburos. Op. Cit, p. 17

⁵⁸ EL TIEMPO. Este 2018 arrancó con la caída de la cifra de muertes en accidentes. Justicia. [En línea]. Disponible en: <<https://www.eltiempo.com/justicia/investigacion/disminuyen-muertes-en-accidentes-de-transito-en-colombia-O. 207324>> [Citado el 12 de mayo de 2019]

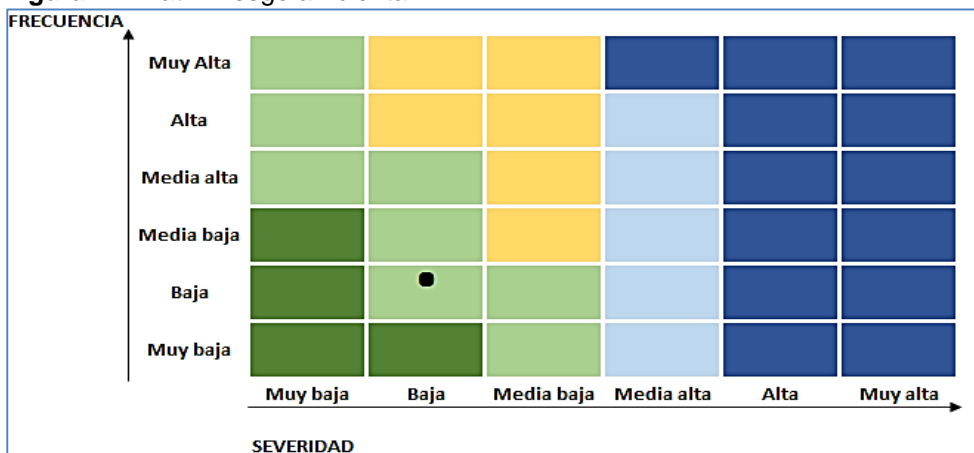
Figura 10. Matriz accidentalidad en la ruta.



Fuente. Elaboración propia.

2.4.2 Riesgo ambiental. Según los autores Paredes C. y Miglio M. la barita puede llegar a contaminar el medio ambiente, cabe aclarar que más allá de la barita son sus formas solubles⁵⁹, **Figura 11.**

Figura 11. Matriz riesgo ambiental.



Fuente. Elaboración propia.

2.4.3 Riesgo de contacto.

El riesgo de contacto es aquel riesgo al que está expuesto el operario por contacto físico directo con alguna sustancia química. El riesgo principal de la barita es Nocivo e irritante como lo dice su ficha de seguridad, debido a una sobreexposición del material y que el personal de campo llegue a inhalar dicho mineral. Esta tiene un código W&Z donde expresa que no tiene riesgo inflamable, reactivo o de contacto,

⁵⁹PAREDES C., MIGLIO M. Evaluación del riesgo ecológico de la barita (BASO₄) empleando pruebas ecotoxicológicas con doce organismos. Lima, Perú. 2018.

pero tiene un ligero riesgo para la salud. En el momento de ser transportado no tiene ningún rótulo de transporte, **Figura 12**.

Figura 12. Identificación de riesgos.

IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS					
RIESGO PRINCIPAL	Nocivo e irritante.				0 = Ninguno
CODIGO W & Z	1	0	0	0	1 = Ligero
	SALUD	INFLAMABLE	REACTIVO	CONTACTO	2 = Moderado
ROTULO DE TRANSPORTE: No tiene					3 = Severo
					4 = Extremo

Fuente. Minerales Industriales. Ficha de Seguridad. p,1. 2019

Los riesgos para la salud se dividen en dos, efectos de sobreexposición y otros efectos, dentro de los efectos de sobreexposición se encuentran el de inhalación, contacto con la piel, contacto con los ojos, ingestión; y de dentro de otros efectos se encuentran, cancerígeno, mutágeno, teratógeno, **Figura 13**.

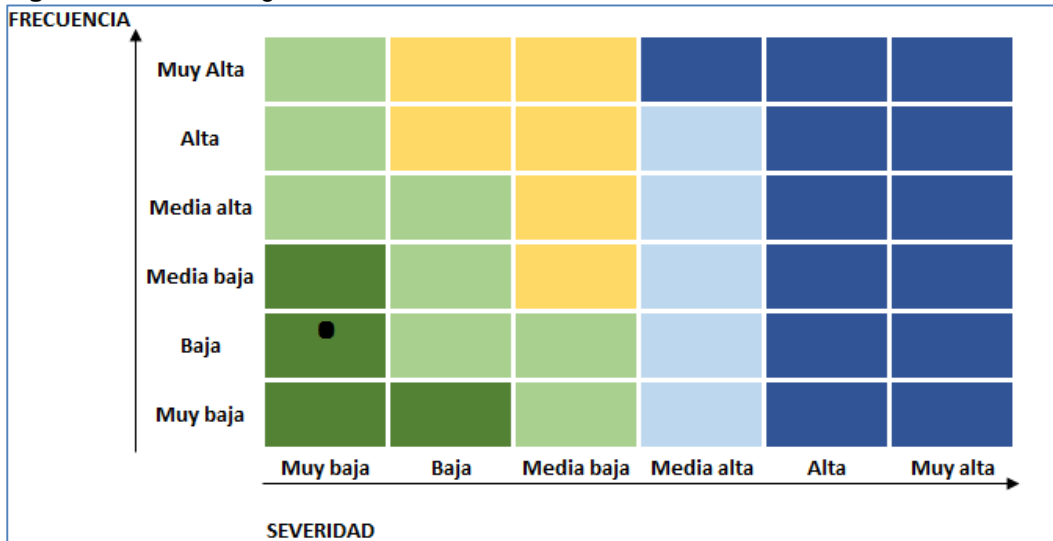
Figura 13. Riesgos para la salud.

RIESGOS PARA LA SALUD	
EFFECTOS DE SOBREEXPOSICIÓN	
INHALACIÓN	Irritante moderado de las vías respiratorias y de las membranas mucosas.
CONTACTO CON LA PIEL	No produce irritaciones.
CONTACTO CON LOS OJOS	Irritaciones moderadas.
INGESTIÓN	No produce náuseas. Dolores gastrointestinales.
OTROS EFECTOS:	
CANCERIGENO	No hay evidencia.
MUTAGENO	No hay evidencia.
TERATOGENO	No hay evidencia.

Fuente. Minerales Industriales. Ficha de Seguridad. p,1. 2019

Con base en la información anteriormente suministrada se puede realizar la matriz para este tipo de riesgo, **Figura 14**.

Figura 14. Matriz riesgo de contacto.

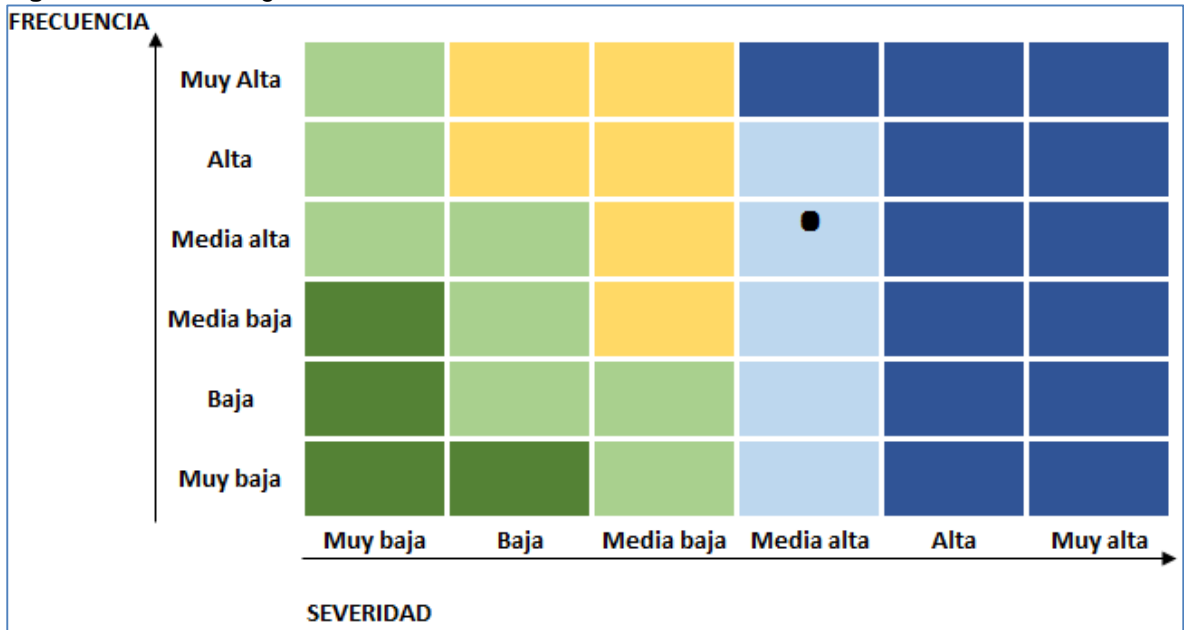


Fuente. Elaboración propia.

2.4.4 Riesgo de enfermedad laboral. Según una investigación de la Universidad Nacional denominada 'La salud y seguridad en el trabajo en Colombia', comprendido entre los años 2004 y 2014, determinó que el síndrome del túnel del carpo, con 20% a 40%, seguido del lumbago no especificado, 3% a 8%, y la hipoacusia neurosensorial bilateral, 3% a 9%, son las enfermedades laborales más comunes entre los trabajadores colombianos. Determinó que la enfermedad más recurrente en los trabajadores en Colombia es el túnel del carpo, con 20% - 40%, enseguida de este viene el lumbago no especificado, con 3% - 8%. En el caso del segundo se presenta en su mayoría por una mala postura, un mal esfuerzo, y empieza el dolor en la columna⁶⁰. En el caso de la barita, ya que son sacos de aproximadamente 45 Kg, se tiene que estar haciendo un esfuerzo considerable, sobre todo cuando hay cambios de fluido en la perforación. En la industria petrolera es muy común encontrar este tipo de enfermedades y por ello según la norma de HSEQ por operario masculino el máximo a levantar son 25 Kg, mientras que el femenino tiene permitido 13 Kg, sin embargo es la enfermedad más común **Figura 15.**

⁶⁰ LA REPÚBLICA. Túnel del carpo y lumbago, principales enfermedades laborales en Colombia. Bogotá Colombia. 2019.

Figura 15. Matriz riesgo enfermedad laboral



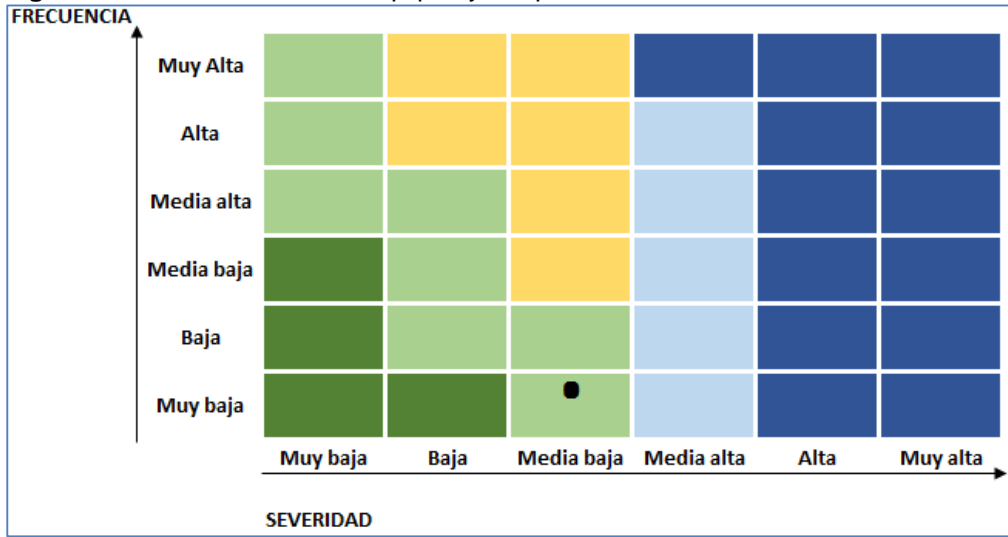
Fuente. Elaboración propia.

2.5 DISMINUCIÓN DE RIESGOS

Con el fin de mitigar los riesgos analizados anteriormente, se va a proponer el uso e implementación de los silos, especialmente en Campo Castilla debido a la propuesta de perforación que hay para los años siguientes. Dichos silos pueden llegar a funcionar de manera efectiva, disminuyendo riesgos y optimizando el trabajo.

2.5.1 Deterioro de equipos y maquinaria. Ya que no se utilizaran sacos para transportar el material, y no se utilizarán camiones viejos, sino última tecnología, se disminuye el riesgo, **Figura 16.**

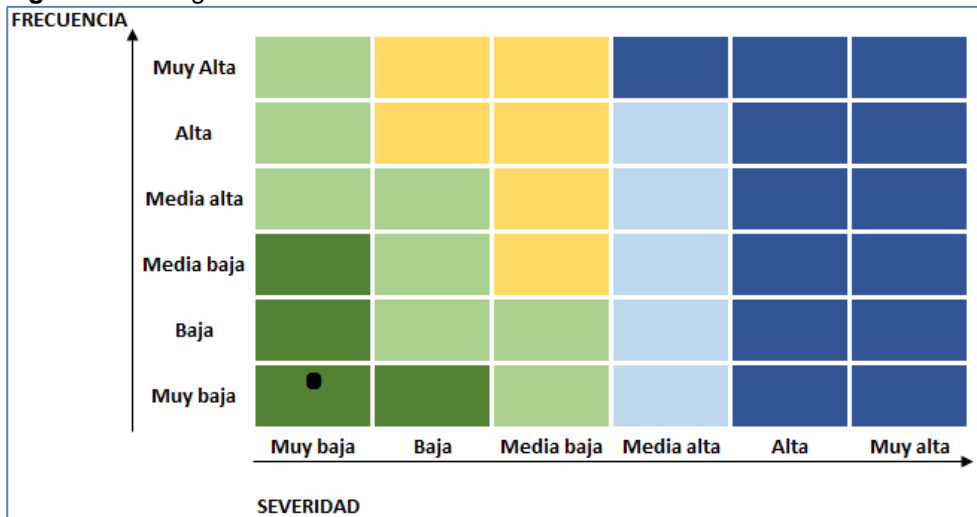
Figura 16. Matriz deterioro de equipos y maquinaria



Fuente. Elaboración propia.

2.5.2 Riesgo de contacto. Debido a que el personal ya no tendrá contacto directo con la barita sino que utilizará el silo, se mitiga el daño, **Figura 17.**

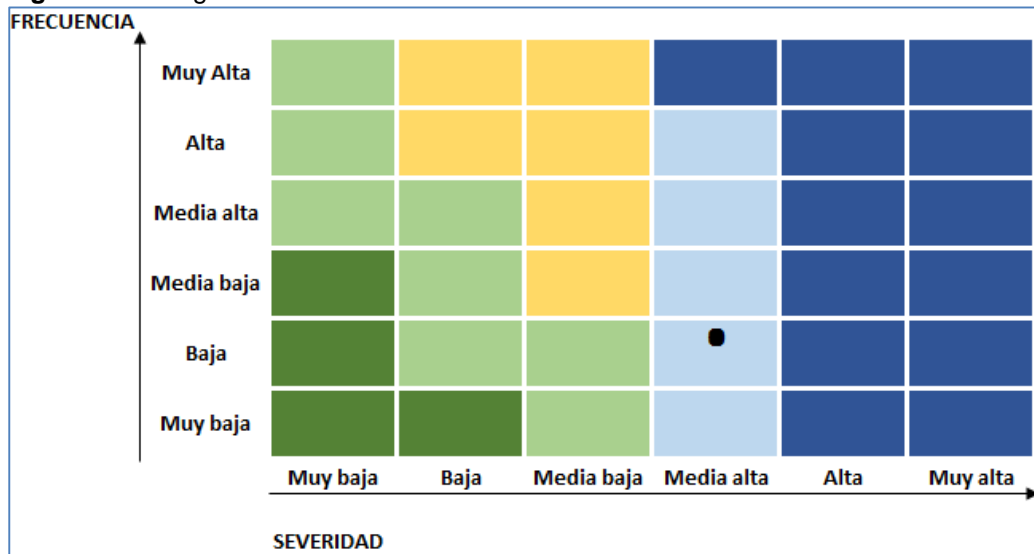
Figura 17. Riesgo de contacto



Fuente. Elaboración propia.

2.5.3 Riesgo de enfermedad laboral. En el momento en que el personal deja de cargar los sacos de barita, y de estar haciendo malas posturas para acomodarlos y manipularlos, el riesgo va a disminuir considerablemente. **Figura 18.**

Figura 18. Riesgo de enfermedad laboral



Fuente. Elaboración propia.

Los demás riesgos que se tuvieron en cuenta en el 2,5 y no en el 2,4 es debido a que no generaría algún cambio.

3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación son el centro del sistema de circulación de un pozo, es por esto que en el presente capítulo 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 y los tipos de lodos que existen a partir de su composición.

3.1 GENERALIDADES

La perforación tiene como objetivo perforar, analizar y terminar un pozo para que produzca petróleo o gas. Es por esto, que los fluidos de perforación están diseñados para ayudar a cumplir este objetivo, 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 perforación⁶¹.

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. Este fluido asciende por el espacio anular arrastrando los recortes hasta la superficie. Uno de los principales factores que ayudan en la remoción de los recortes es la densidad que posea el lodo, puesto que, un fluido de alta densidad facilita la limpieza del lodo, puesto que, aumentan las fuerzas de flotación que se ejercen sobre los recortes⁶².

3.2.2 Control de las presiones de formación. Una de sus principales funciones es controlar las presiones de la formación para tener una operación segura. A medida que la presión de la formación aumenta, se debe aumentar la densidad del lodo para mantener el equilibrio de la formación entre la formación y el pozo. Además, evita la migración de fluidos desde la formación al interior del pozo y que conlleve como consecuencia un reventón de pozo. La densidad de los fluidos de perforación pueden variar desde la densidad del aire (0 psi/ft), hasta más de 20,0 lb/gal (1,04 psi/ft)⁶³.

⁶¹ 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

⁶² Ibid, p. 19.

⁶³ Ibid, p. 21.

3.2.3 Suspensión y descarga de recortes. Durante el proceso de perforación, existen momentos en los cuales se debe detener la circulación del lodo a través del pozo; es ahí cuando los recortes deben quedar suspendidos dentro del fluido, esto con el fin de prevenir precipitaciones o asentamientos de estos mismos. Si se llegase a presentar una sedimentación de los recortes generaría una pega de tubería, atascamiento de la sarta. Estos incidentes ocurren con mayor frecuencia en pozos de alto ángulo y donde la circulación de lodo se realiza a bajas velocidades anulares. El aumento de concentración de recortes de perforación ocasiona una variación en las propiedades del fluido, tales como, la densidad y la viscosidad; generando un aumento en los costos de mantenimiento al aumentar la necesidad de un proceso de dilución⁶⁴.

3.2.4 Obturación de las formaciones permeables. Cuando se circula el lodo de perforación, a lo largo de las paredes del pozo se deposita un revoque, o cake, delgado y de baja permeabilidad que vela por la integridad de las paredes del pozo y evita la migración de fluidos desde la formación al interior del pozo. Si el revoque se consolida con un espesor muy grueso o la filtración de fluidos es alta genera resultados de registros de mala calidad, pérdida de circulación, tuberías atascadas por la reducción del tamaño del pozo y daño de formación⁶⁵.

3.2.5 Mantenimiento de la estabilidad del agujero. La presión y el esfuerzo mecánico, además de los factores químicos, son los encargados de mantener la estabilidad del pozo. El peso del lodo debe variar dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas ejercidas por el pozo y hacia el pozo. Los derrumbes de las formaciones están asociados a la inestabilidad del pozo, es por esto que es muy importante que el peso del lodo cumpla con las condiciones necesarias para mantener el equilibrio. Cuando se logra mantener el tamaño original y la forma cilíndrica del pozo, es cuando mejor estabilidad se tiene, pero al ensancharse o desgastar algunas paredes del pozo, es cuando se debilita el pozo generando un desequilibrio⁶⁶.

3.2.6 Minimización de los daños a la formación. El daño de formación es definido como cualquier reducción a la porosidad o permeabilidad natural de la formación. Este daño es causado por la obturación del lodo o la interacción química o mecánica. Este daño se puede indicar en la superficie como la caída de presión mientras el pozo se encuentra en una fase de producción. Algunos de los mecanismos más comunes causantes de daños a la formación son los siguientes:

- Invasión de la matriz de la formación por el lodo o los sólidos de perforación, obturando los poros.
- Hinchamiento de las arcillas de la formación dentro del yacimiento.

⁶⁴ Ibid, p. 22.

⁶⁵ Ibid, p. 23.

⁶⁶ Ibid, p. 23.

- Precipitación de los sólidos como resultado de la incompatibilidad entre el filtrado y los fluidos de la formación.
- Precipitación de los sólidos del filtrado del lodo con otros fluidos, tales como las salmueras o los ácidos, durante los procedimientos de completación o estimulación.
- Formación de una emulsión entre el filtrado y los fluidos de la formación, limitando la permeabilidad⁶⁷.

3.2.7 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la barrena y del conjunto de perforación. En lugares donde la tubería de perforación roza contra las paredes del pozo o la tubería de revestimiento, al igual que en la broca, se genera una alta cantidad de calor. Cuando se circula fluido a través de la columna de perforación hasta la barrena y sube por el espacio anular, no solo se está enfriando toda la columna de perforación, sino también, se lubrica esta para disminuir el calor generado. Si no existiese una buena lubricación los motores de fondo, las brocas y todos los componentes de la columna de perforación fallarían en un tiempo menor al estipulado. Se puede detectar una deficiencia en la lubricidad de los lodos cuando se presente un agrietamiento de los componentes en la columna de perforación, exista un desgaste anormal y altos valores de torque y arrastre. Todo esto puede ser causado por un mal diseño del conjunto de fondo, falta de limpieza del agujero y grandes patas de perro⁶⁸.

3.2.8 Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena. La energía hidráulica es usada para alimentar los motores de fondo usados en la broca, al igual que en las herramientas de medición MWD Y LWD; es por esto que esta energía se usa para maximizar la tasa de penetración (ROP). Los programas de hidráulica se limitan a la potencia disponible en la bomba, la presión superficial y las pérdidas de presión dentro de la columna de perforación. Esta última se es la consecuencia de la utilización de fluidos con viscosidad plástica, densidad y contenidos de sólidos muy altos. La presión existente disminuye al aumentar la profundidad del pozo, es por esto que en los pozos someros la potencia hidráulica es suficiente para hacer una buena limpieza. Basados en lo anterior, existirá un punto en el que la presión no sea suficiente para hacer una buena limpieza del pozo, pero esta profundidad se puede modificar para que sea lo más lejana posible modificando las propiedades del lodo⁶⁹.

3.2.9 Asegurar la evaluación adecuada de la formación. Las propiedades físicas y químicas del lodo afectan la evaluación de la formación. Los registradores de lodos son los encargados de controlar la circulación del lodo y de estudiar los recortes para determinar si hay indicios de petróleo o gas. De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo, esta información se registra en un registro geológico (mud log) que indica la litología, la velocidad de penetración (ROP), la detección de gas y

⁶⁷ Ibid, p. 24.

⁶⁸ Ibid, p. 25.

⁶⁹ Ibid, p. 26.

los recortes impregnados de petróleo, además de otros parámetros geológicos y de perforación importantes⁷⁰.

3.2.10 Control de la corrosión. La columna de perforación y demás implementos usados para la perforación de un pozo están expuestos a varias formas de corrosión. Gases tales como oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno que se encuentran disueltos son los causantes de grandes problemas de corrosión. Cuando existe un pH bajo es cuando más se agrava el problema de corrosión, por lo tanto el lodo tiene la función de modular ese pH. 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 pozo⁷¹.

3.2.11 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. En el momento de introducir la tubería de revestimiento el lodo debe estar en constante movimiento para así evitar pérdidas de circulación a través de alguna fractura y minimizar el suaveo⁷².

3.3 CLASIFICACIÓN DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN

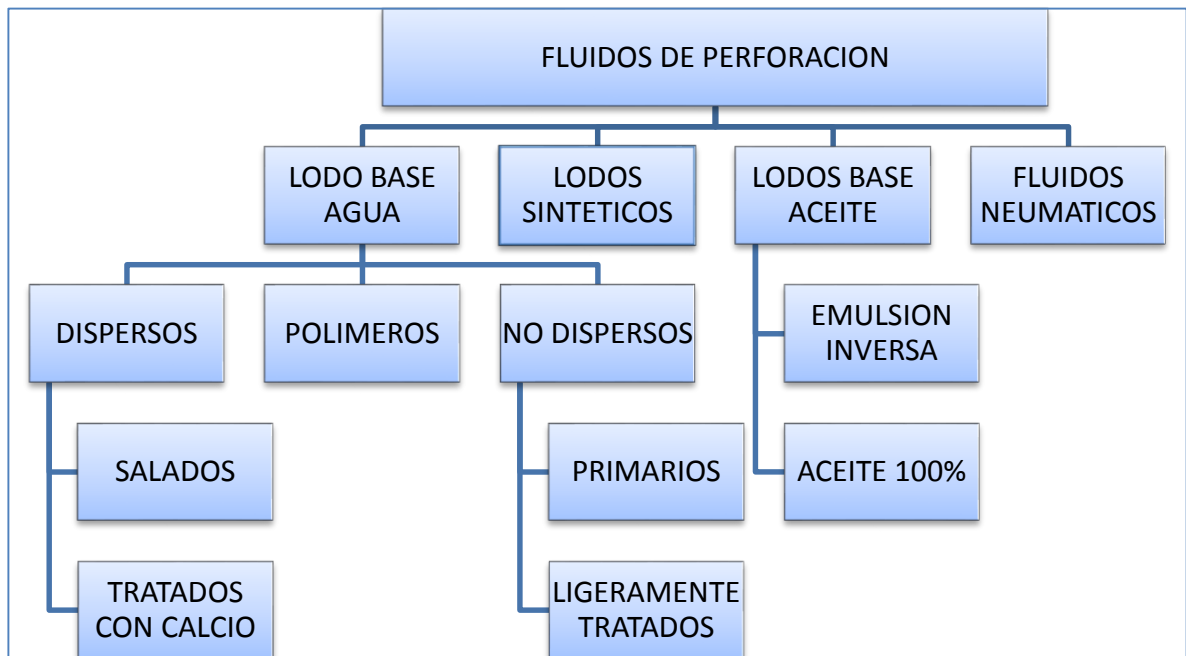
Existen diferentes tipos de lodos de perforación, pueden ser base agua, base aceite, sintéticos o fluidos neumáticos. Cada uno se diferencia del otro por su composición química, su base de elaboración o el objetivo para el cual fue diseñado. La selección del tipo de lodo de perforación va a depender de las diferentes adversidades a las cuales va a ser expuesto este. En el **Diagrama 1** vemos la clasificación general teniendo en cuenta la parte continua del lodo.

⁷⁰ Ibid, p. 27.

⁷¹ Ibid, p. 28.

⁷² Ibid, p. 28.

Diagrama 1. Clasificación fluidos de perforación



Fuente. RENGIFO, Juan. Diapositivas Laboratorio de lodos y cementos Tipos de lodos. 2017.

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. Para variar la composición o determinar el tipo de uso que se le va a dar al lodo, se le agregan diferentes tipos de productos como densificantes, viscosificantes, dispersantes, controladores de filtrado entre otros.

El tipo de agua puede ser dulce o salada y la selección depende de la disposición que haya o el tipo de 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 calcio⁷³.

⁷³ SIERRA M. Lecturas sobre lodos de perforación. Medellín, Colombia. 2000. p. 59

• **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. La sal floculará los sólidos que se encuentren activos dentro del pozo trayendo como consecuencia el aumento de la viscosidad. Para contra arrear este aumento de viscosidad se debe disminuir el MBT y la cantidad de sólidos que presenten una baja gravedad específica. La cantidad de dilución que se preparará de este tipo de lodo depende del tamaño del pozo, el tipo de formación, la velocidad de penetración y el equipo de control de sólidos. En la **Cuadro 1** se puede observar los intervalos en los que debe estar cada propiedad para que se cumplan las condiciones para ser un lodo salado⁷⁴.

Cuadro 1. 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.

• **Lodos tratados con calcio.** Al agregar calcio a una lechada 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 calcio⁷⁵.

⁷⁴ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Op. Cit, p. 327

⁷⁵ Ibid, p. 321

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 donde la estabilidad del pozo no es asegurable. 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 polímeros⁷⁶.

Cuadro 2. 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 ² 0,02N H ₂ SO ₄)	0,2 - 2
P _f (cm ² 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 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.**

⁷⁶ Ibid. p. 339

Cuadro 3. 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 ² 0,02N H ₂ SO ₄)	0,1 - 1,5
P _f (cm ² 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 sólidos⁷⁷.
- **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 filtrado⁷⁸.

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 la corrosión. Además de ser fluidos resistentes a la bacterias y térmicamente estables⁷⁹.

⁷⁷ RENGIFO, Juan. Diapositivas Tipos de lodos. 2017.

⁷⁸ Ibid.

⁷⁹ Ibid

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 toxicidad⁸⁰.

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 desgasificados⁸¹.

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 corrosivos⁸².

⁸⁰ SIERRA M. Lecturas sobre lodos de perforación. Op. Cit, p. 64

⁸¹ Ibid. p. 64

⁸² Ibide. p. 65

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

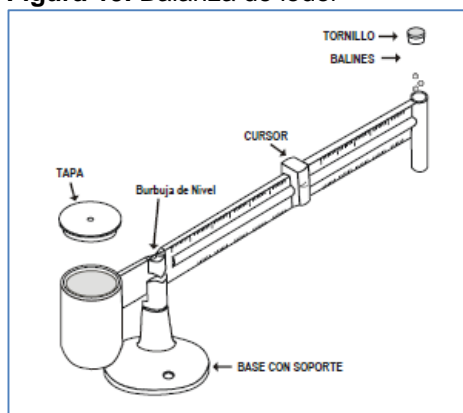
Cada pozo requiere unas propiedades específicas en los lodos de perforación, para esto se debe realizar un estudio de los lodos para verificar que cumplan con esas necesidades, es por esto que en este capítulo se definirán las propiedades físicas y químicas que posee un fluido de perforación, además se describirá paso a paso las pruebas que se le deben realizar a los lodos de perforación para asegurar su calidad e integridad a la hora de ser usados en la industria.

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.⁸³ A continuación se definirán cada una de las propiedades y el procedimiento que se realiza para medirlas mediante el uso de instrumentos especializados.

4.1.1 Densidad. Es la propiedad del lodo que se encarga de mantener los fluidos de la formación en su sitio. La densidad es un factor del cual depende la presión hidrostática ejercida por el yacimiento. Esta presión debe ser un poco mayor a la presión de formación para evitar arremetidas. La densidad se expresa en lb/gal⁸⁴. Para realizar la medición de la densidad se hace uso de una balanza de lodo, la cual se compone de un brazo graduado, cursor, un recipiente con tapa a un extremo, un contrapeso al otro extremo y un nivel de burbuja de aire, **Figura 19**. El procedimiento a realizar es:

Figura 19. Balanza de lodo.



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

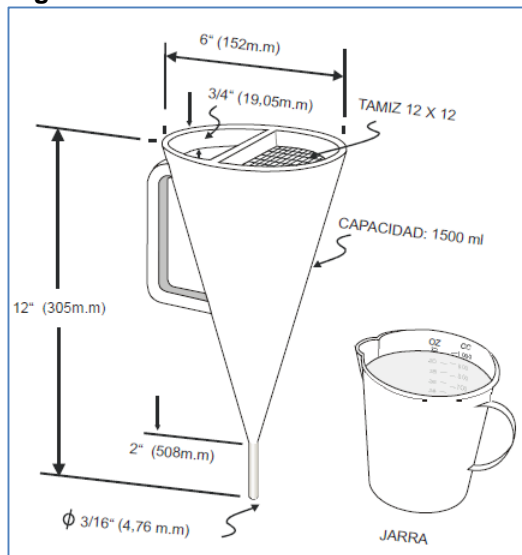
⁸³ UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. Propiedades físicas de la materia. [En línea]. Disponible en : <http://depa.fquim.unam.mx/amyd/archivero/U1temas1.5a1.7_19118.pdf>. [Citado el 13 de mayo de 2019]

⁸⁴ PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. Fluidos de perforación. Caracas, Venezuela. 2002. p. 12

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

4.1.2 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. Esta prueba trae como beneficio la determinación del comportamiento de los ripios de formación suspendidos en el espacio anular cuando el flujo es laminar. El viscosímetro de Marsh está diseñado con las siguientes medidas: diámetro superior de 6 pulgadas, longitud de 12 pulgadas; un pequeño tubo en la parte inferior de 2 pulgadas de largo y 3/16 pulgada de diámetro en el orificio inferior⁸⁵, **Figura 20.**

Figura 20. Embudo de Marsh.



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

⁸⁵ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Op. Cit, p. 34

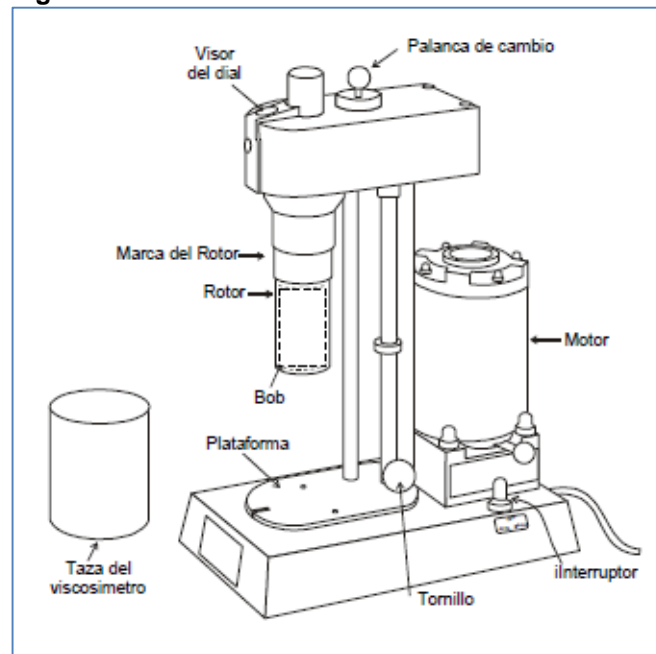
El procedimiento de esta prueba es:

- 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.

4.1.3 Reología. La reología es el estudio del flujo y la deformación de la materia sometidas a fuerzas para tener como resultado las propiedades del fluido⁸⁶. Dentro de estos estudios se encuentran la viscosidad plástica, el punto cedente y la resistencia o fuerza de gel.

Para poder calcular dichas fuerzas es necesario el uso de un reómetro, el cual consta de una termo-copa, camisa rotaria, caja de velocidades, palanca de cambio y visor del dial, **Figura 21**.

Figura 21. Reómetro



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

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

⁸⁶OILFIELD GLOSSARY. Reología. [En línea]. Disponible en: <<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/rheology.aspx>> [Citado el 13 de Mayo de 2019]

- 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 del 10 minutos ($lb/100 ft^2$).

4.1.3.1 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 perforación⁸⁷. Se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 2. 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

4.1.3.2 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 elevado⁸⁸. Se calcula de la siguiente manera:

⁸⁷ PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. Fluidos de perforación. Op. Cit. p. 13.

⁸⁸ Ibid. p. 13.

Ecuación 3. Punto Cedente.

$$YP \left(\frac{lb}{100 ft^2} \right) = 0.300/PV$$

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

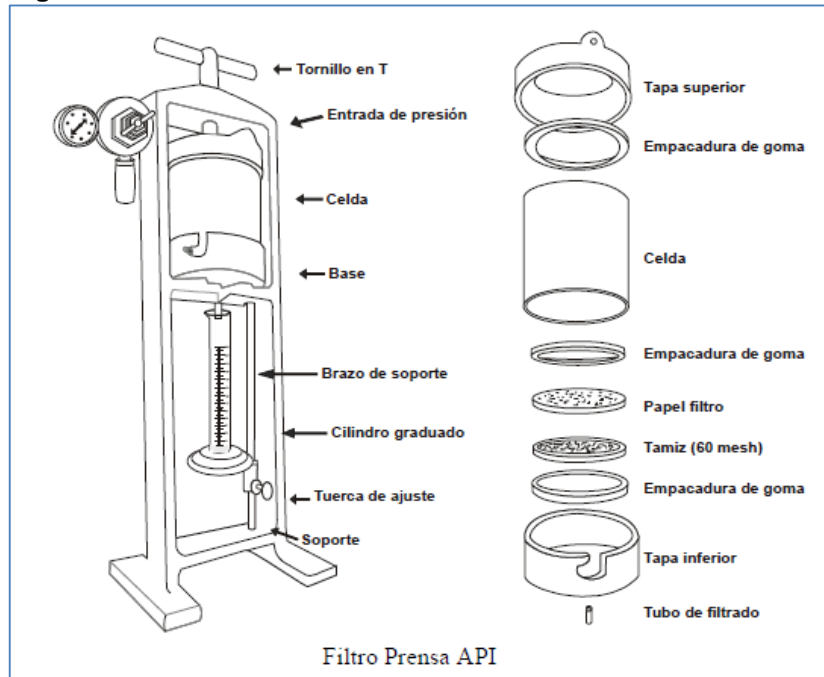
4.1.3.3 Fuerza de gel. La resistencia o fuerza de gel es la atracción física y electroquímica que existe en condiciones estáticas. Esta fuerza hace referencia a la capacidad de suspensión del fluido. Para realizar la medida se toma en dos tiempos, a los 10 segundos y a los 10 minutos. Se requiere que esta fuerza sea baja para que los sólidos se depositen en el fondo del tanque de las bombas y así tengan un óptimo rendimiento y su respectiva velocidad pertinente.⁸⁹

4.1.4 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. En este proyecto de grado, al ser un lodo de perforación base agua se mide a temperaturas y presiones bajas. Para generar un revoque de calidad es necesario adicionar bentonita pre hidratada a una alta concentración, este método es efectivo para controlar el filtrado API⁹⁰, **Figura 22.**

⁸⁹ Ibid. p. 14

⁹⁰ Ibid. p. 15.

Figura 22. Filtro Prensa API



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

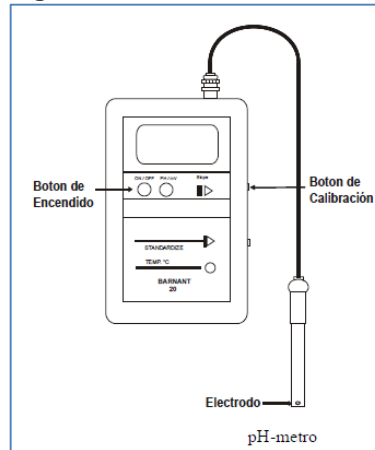
Para obtener el volumen de filtrado se debe realizar el siguiente procedimiento:

- 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.

4.1.5 pH. El pH indica si el lodo es ácido o básico. Es ácido cuando el pH es menor a 7; neutro cuando es 7; y básico cuando es mayor a 7. 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 11,5⁹¹. Para realizar la medición se hace uso de un pH-metro, el cual consta de un electrodo encargado de registrar el pH de la solución, **Figura 23**. El procedimiento para medir el pH de un lodo de perforación:

Figura 23. 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.

4.1.6 Porcentaje de arenas. Esta propiedad debe mantenerse lo más baja posible durante la operación de perforación para evitar daños en los equipos utilizados. Debido a que la arena es totalmente abrasiva puede llegar a causar grandes daños a las camisas de las bombas de lodo⁹².

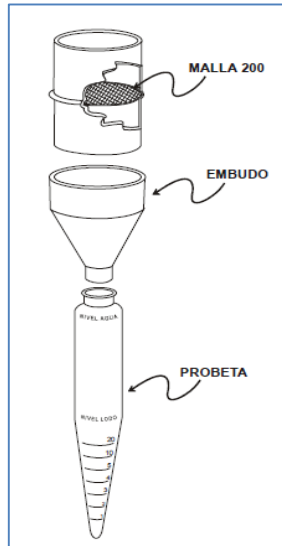
Para medir el porcentaje de arenas de un lodo de perforación se utiliza un recipiente de 2,5" que tiene una malla de bronce mesh 200 en el centro, un embudo y una probeta graduada de 0 a 20%⁹³ que también es llamada zanahoria, **Figura 24**. El procedimiento para medir es el siguiente:

⁹¹ Ibid. p. 15.

⁹² Ibid. p. 15.

⁹³ Ibid. p. 27.

Figura 24. Equipo contenido de arenas



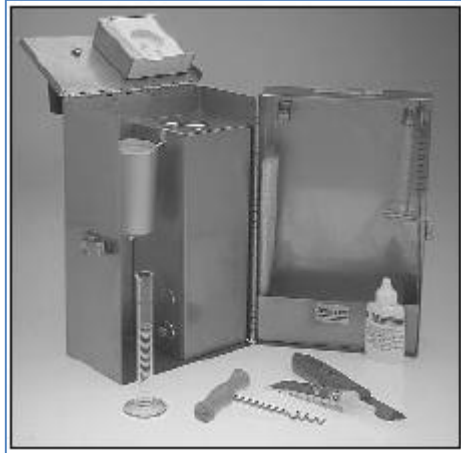
Fuente. PDVSA.
Fluidos de perforación.

- 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.

4.1.7 Porcentaje de sólidos y líquidos. Para esta prueba se usa la retorta, **Figura 25**, 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.



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 químicas⁹⁴. A continuación se definirán cada una de las propiedades y el procedimiento que se realiza para medirlas mediante el uso de instrumentos especializados.

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 perforación⁹⁵. 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.

⁹⁴ UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. Propiedades físicas de la materia. Op. Cit. p. 4.

⁹⁵ PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. Fluidos de perforación. Op. Cit. p. 16.

- Titular con azul de metileno en fracciones de 0,5 mL mientras se va agitando la muestra.
- 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 4. MBT

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

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 ácidos⁹⁶. Se le puede realizar prueba de alcalinidad de fenolftaleína al lodo de perforación (Pm) o a al filtrado de lodo (Pf) y la prueba de alcalinidad de metil naranja al filtrado del lodo (Pf).

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 pozo⁹⁷. 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 filtrado⁹⁸. 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.

⁹⁶ Ibid. p. 16.

⁹⁷ Ibid. p. 62

⁹⁸ Ibid. p. 59.

- Registrar como los mL necesarios de H_2SO_4 0,02 N necesarios para titular 1 mL de filtrado.

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 filtrado⁹⁹. 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, además de causar problemas de floculación. 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 $Cl^-(mg/L)$ 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 5. Dureza Ca^{++}

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

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

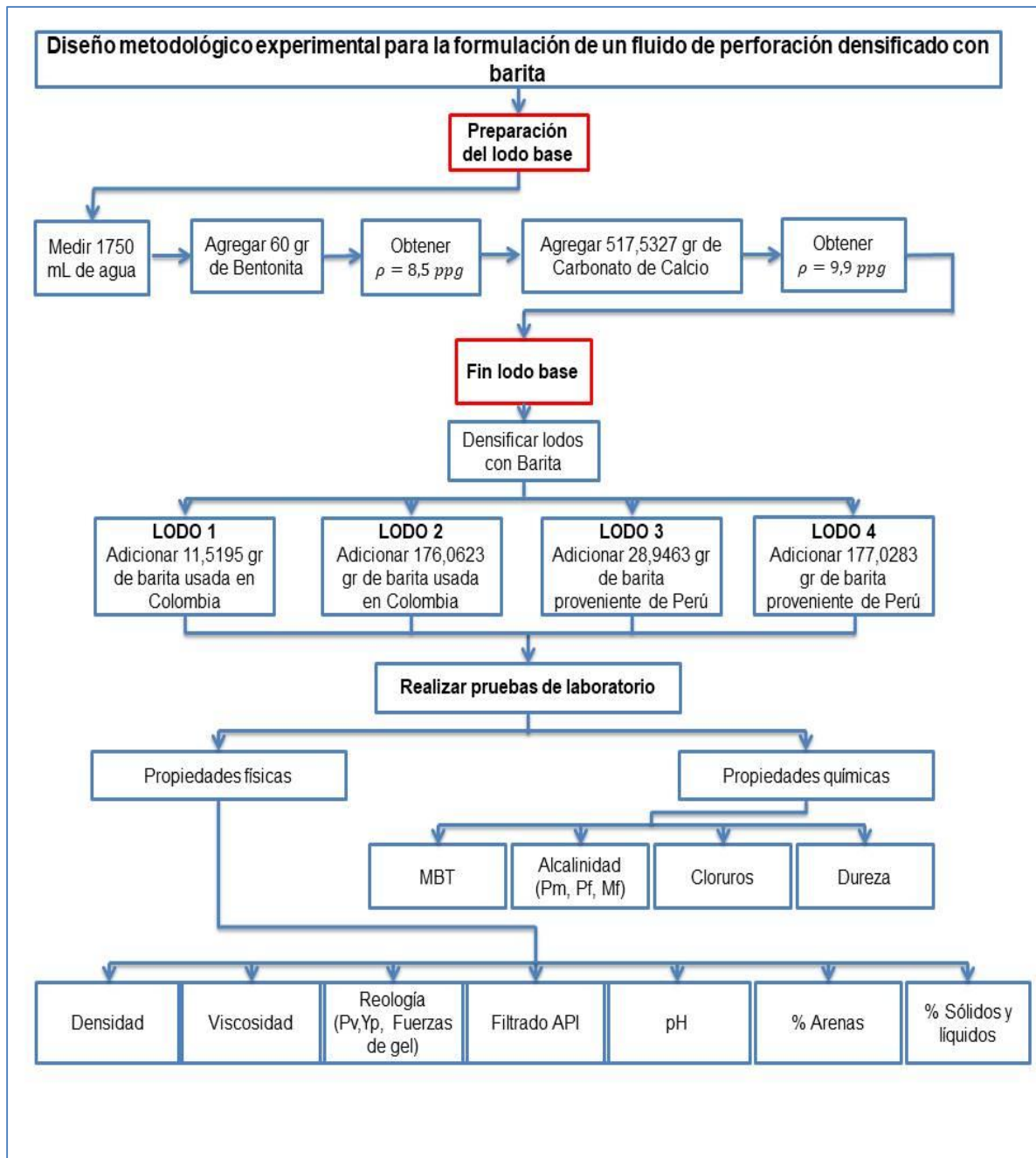
⁹⁹ Ibid. p. 60.

5 DISEÑO METODOLÓGICO EXPERIMENTAL PARA LA FORMULACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DENSIFICADO CON BARITA

La barita al ser un mineral debe someterse a ciertas pruebas de laboratorio y para poder ser usada en la industria, las propiedades deben cumplir con los rangos establecidos por el Instituto Americano del Petróleo. El mineral fue sometido a pruebas como pH, Olor, Color, determinación de la gravedad específica, porcentaje de sulfato de bario y porcentaje de humedad. Luego se diseñaron cuatro diferentes formulaciones de lodos de perforación donde se evidenció una comparación entre la barita extraída de Perú y la barita usada en campo Castilla, al igual que se tuvo en cuenta el rango de densidades que se manejan en la ventana de lodos de un pozo de dicho campo. Las cantidades que se usaron se basaron en los rangos proporcionados por el reporte de lodos, además de ser regidos por la normatividad que dicta el Manual de Fluidos de Perforación¹⁰⁰. Posterior al diseño se realizaron las pertinentes pruebas de laboratorio con el fin de comparar los resultados de estas y analizar las diferentes propiedades que poseía cada lodo, **Diagrama 2**.

¹⁰⁰ 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

Este trabajo de investigación se basa en un estudio comparativo de la utilización de la barita procedente del Perú y la barita que se usa actualmente en Colombia (**ANEXO C**, esta Barita es de origen Estadounidense) para la elaboración de un lodo

de perforación que será usado en la primera fase de perforación de un pozo en campo Castilla. Para la selección de las densidades a las cuales se va a evaluar el proyecto, se tuvo en cuenta la ventana de lodos destinada para esta sección, **ANEXO A**. Las densidades mínimas y máximas son 10 lb/gal y 10,5 lb/gal, respectivamente, es por esto que son las densidades a tener en cuenta para la realización del estudio, **TABLA 4**.

Tabla 4. Densidades objetivo

Tipo de Lodo		Densidad (lb/gal)
Barita Actual	Lodo 1	10
	Lodo 2	10,5
Barita Peruana	Lodo 3	10
	Lodo 4	10,5

Fuente. Elaboración propia.

Basándose en el manual de fluidos de perforación¹⁰¹ y acatando las relaciones campo-laboratorio, se tiene:

1 bbl en campo -> 350 mL en laboratorio

1 lb en campo -> 1 gr en laboratorio

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, **Anexo A**.

Para iniciar a los 5 bbl de agua (1750 mL en laboratorio) se le agregan 60 gr de Bentonita tipo Hydrogel. Se mide la densidad de esta primera etapa del lodo, obteniendo como resultado 8,5 lb/gal. El siguiente paso es llevar el peso del lodo a 9,9 lb/gal para tener el mismo punto de partida con los diferentes lodos a preparar. Para poder calcular el peso del nuevo aditivo, el Manual de Fluidos de Perforación API dicta la siguiente ecuación, **Ecuación 6**:

Ecuación 6. Densidad

$$\rho \left(\text{lb}/\text{bbl} \right) = \frac{(350 \times GE)(\rho_2 - \rho_1)}{(8,334 \times GE) - \rho_2}$$

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

¹⁰¹ Ibid, p. 75

Donde:

GE: Gravedad Específica del aditivo

ρ_1 = Densidad inicial

ρ_2 = Densidad final

Ahora bien, para llegar a 9,9 lb/gal desde 8,5 lb/gal se usó carbonato de calcio y se implementó la **Ecuación 6**, se tiene:

$$\rho \left(\frac{lb}{bbl} \right) = \frac{(350 \times 2,75)(9,9 - 8,5)}{(8,334 \times 2,75) - 9,9}$$

$$\rho \left(\frac{lb}{bbl} \right) = 103,5070$$

La gravedad específica del carbonato de calcio se puede consultar en el **Anexo B**. Al estar elaborando 5 bbl se debe multiplicar la densidad obtenida para calcular el peso total del aditivo que se va a adicionar, así:

Ecuación 7. Peso

$$W \text{ (lb)} = \rho \left(\frac{lb}{bbl} \right) \times \text{Número de barriles} \left(\frac{lb}{bbl} \right)$$

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

Donde:

W = Peso total del aditivo

ρ = Densidad del aditivo

Número de barriles = Número de barriles elaborados.

$$W = 103,5070 \left(\frac{lb}{bbl} \right) \times 5 \left(\frac{lb}{bbl} \right)$$

$$W = 517,5327 \text{ lb}$$

Y llevando el valor anterior al laboratorio, mediante el uso de la ya mencionada relación campo-laboratorio, se tiene:

$$W = 517,5327 \text{ g}$$

Todos estos cálculos se repiten para los cuatro lodos, puesto que el único aditivo que tiene una variación y al cual se le está realizando el estudio es la Barita. Ahora bien, al estar todos los lodos con una densidad de 9,9 lb/gal se debe calcular la cantidad de barita necesaria para subir el peso a 10 lb/gal y 10,5 lb/gal. Para cada lodo el cálculo va a ser diferente, debido a que las gravedades específicas de la barita son distintas entre ellas, **Anexo C y D**.

Haciendo uso de las **Ecuaciones 6 y 7** se calculan los nuevos pesos.

Cálculo de la densidad.

$$\rho \left(\frac{lb}{bbl} \right) = \frac{(350 \times 4,43)(10 - 9,9)}{(8,334 \times 4,43) - 10}$$

$$\rho \left(\frac{lb}{bbl} \right) = 2,3039$$

Cálculo del peso.

$$W = 2,3039 \left(\frac{lb}{bbl} \right) \times 5 \left(\frac{lb}{bbl} \right)$$

$$W = 11,5195 \text{ lb}$$

El valor anterior hace referencia a la cantidad de Barita que se usa actualmente en Colombia que se debe adicionar al lodo para obtener la densidad deseada. En la **Tabla 5** se observa un resumen de las concentraciones usadas para la elaboración del lodo 1.

Tabla 5. Concentración Lodo 1 a 10 lb/gal .

Lodo 1 con densidad 10 lb/gal		
Aditivo	Concentración (lb/bbl)	Cantidad para 5 bbls (lb)
Bentonita	12	60
Carbonato de Calcio	103,5070	517,5327
Barita usada actualmente en Colombia	2,3039	11,5195

Fuente. Elaboración propia.

El cálculo del lodo 2 se realizó de la siguiente manera haciendo uso de las **Ecuaciones 6 y 7**:

Cálculo de la densidad.

$$\rho \left(\frac{lb}{bbl} \right) = \frac{(350 \times 4,43)(10,5 - 10)}{(8,334 \times 4,43) - 10,5}$$

$$\rho \left(\frac{lb}{bbl} \right) = 35,2125$$

Cálculo del peso.

$$W = 35,2125 \left(\frac{lb}{bbl} \right) \times 5 \text{ (bbl)}$$

$$W = 176,0623 \text{ lb}$$

Resumiendo las concentraciones del lodo 2 se tendría. **Tabla 6**:

Tabla 6. Concentración Lodo 2 a 10,5 lb/gal.

Lodo 2 con densidad 10,5 lb/gal		
Aditivo	Concentración (lb/bbl)	Cantidad para 5 bbls (lb)
Bentonita	12	60
Carbonato de Calcio	103,5070	517,5327

Fuente. Elaboración propia.

Ahora, para el cálculo de la barita necesaria para la elaboración del lodo 3 se realizó de la siguiente forma usando las **Ecuaciones 6 y 7**:

Cálculo de la densidad.

$$\rho \left(\frac{lb}{bbl} \right) = \frac{(350 \times 4,37)(10 - 9,9)}{(8,334 \times 4,37) - 10}$$

$$\rho \left(\frac{lb}{bbl} \right) = 5,7893$$

Cálculo del peso.

$$W = 5,7893 \left(\frac{lb}{bbl} \right) \times 5 \text{ (bbl)}$$

$$W = 28,9463 \text{ lb}$$

Resumiendo el lodo 3 se tiene, **Tabla 7**:

Tabla 7. Concentración Lodo 3 a 10 lb/gal.

Lodo 3 con densidad 10 lb/gal		
Aditivo	Concentración (lb/bbl)	Cantidad para 5 bbls (lb)
Bentonita	12	60
Carbonato de Calcio	103,5070	517,5327
Barita extraída de Perú	5,7893	28,9463

Fuente. Elaboración propia.

Para la elaboración del cuarto y último lodo se calculó la cantidad de barita usando las **Ecuaciones 6 y 7** así:

Cálculo de la densidad.

$$\rho \left(\frac{lb}{bbl} \right) = \frac{(350 \times 3,37)(10,5 - 10)}{(8,334 \times 4,37) - 10,5}$$

$$\rho \left(\frac{lb}{bbl} \right) = 35,4557$$

Cálculo del peso.

$$W = 35,4557 \left(\frac{lb}{bbl} \right) \times 5 (bbl)$$

$$W = 177,0283 lb$$

Para el lodo 4, siguiendo el procedimiento anteriormente realizado, se obtienen las siguientes concentraciones, **Tabla 8**.

Tabla 8. Concentración Lodo 4 a 10,5 lb/gal

Lodo 4 con densidad 10,5 lb/gal		
Aditivo	Concentración (lb/bbl)	Cantidad para 5 bbl (lb)
Bentonita	12	60
Carbonato de Calcio	103,5070	517,5327
Barita extraída de Perú	35,4557	177,0283

Fuente. Elaboración propia.

6 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

De acuerdo a las pruebas que se le realizaron a la barita pura y al lodo de perforación ya realizado, se obtuvieron los resultados que se mostrarán en este capítulo.

6.1 PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICAS DE LA BARITA

Según la **Tabla 9**, se puede evidenciar que los resultados de las pruebas tienen valores muy cercanos, todo esto debido a que hay una regulación que solicita que los valores deben estar entre ciertos rangos, como fue explicado en la **Tabla 3**.

Los resultados obtenidos de la Barita de Perú difieren de los obtenidos de la Barita usada actualmente en Colombia, esto se debe a que la primera no presenta ningún tratamiento químico, en cambio, la barita usada actualmente en la industria petrolera colombiana ha estado bajo tratamientos para la mejora de su calidad.

Tabla 9. Resultados pruebas técnicas a las Baritas.

	Barita actualmente Colombia	usada en	Barita extraída en Perú
pH.	8,04		8,2
Color	Blanco		Café
Gravedad Específica g/ cm³	4,40		4,35
Concentración de Sulfato (mg/L)	--		--
Concentración de Bario (mg/L)	12		73

Fuente. Elaboración propia.

El pH de los minerales está dado por los componentes del suelo presentes en los lugares de extracción de estos, en este caso al ser minerales extraídos de dos países diferentes su composición es distinta. Cada país presente ambientes sedimentarios diferentes lo que conlleva a una composición del suelo totalmente diferente entre los dos países, y es ahí donde el pH varía. No solo el pH va a depender de los minerales del suelo. El resultado entre la ficha técnica, ver **Anexo C y D**, de la Barita tanto la extraída en Perú, como la usada actualmente en Colombia puede variar con los resultados obtenidos en el laboratorio puede diferir por razones como la temperatura que afecta al electrodo o una mala limpieza a dicho componente. En los **Anexos F y G** se muestran los resultados de las pruebas a las que fueron sometidos los minerales en el laboratorio.

La gravedad específica depende directamente de la densidad y la densidad a su vez depende de la temperatura. Al ser dos países diferentes presentan temperaturas distintas, haciendo que varíen sus densidades. Perú tiene una temperatura promedio de 18°C y el norte de Colombia, donde se encuentran ubicadas las minas de barita, tiene una temperatura promedio de 25°C. Esta diferencia de 8°C hace que las densidades cambien y por consiguiente cambien las gravedades específicas. Otro factor que influye la gravedad específica es la pureza que cada país le da a su producto. La barita de Perú no presenta ningún tratamiento químico a la extracción y trituración, en cambio, la barita que se usa actualmente en Campos Castilla ha sido pasada por tratamientos para aumentar sus cualidades. Los resultados de la gravedad específica presentan variaciones a comparación con la ficha técnica debido a la precisión de la medición del mineral y al número de decimales que se tuvieron en cuenta para realizar los cálculos.

La medición de la concentración de sulfatos no se pudo determinar por el método del turbidímetro debido a la baja solubilidad que presenta la Barita, sin importar el origen, que a su vez afecta la turbidez de la solución arrojando resultados elevados los cuales no pueden ser medidos por el turbidímetro.

La concentración de Bario para la Barita extraída en Perú es de 73 mg/L, este valor es mayor al de la Barita usada actualmente en Colombia, porque al realizar la medición en esta última no fue posible obtener una medida exacta debido a la alta turbidez que presentaba la solución, es por esto que se debió filtrar y realizar la respectiva anotación. Al igual que en la medición de la concentración de sulfatos el resultado se ve afectado por la baja solubilidad de la Barita en el agua impidiendo el paso del haz de luz a través de la mezcla.

6.2 LODOS DENSIFICADOS

Una vez elaborado los lodos, se procedió con las pruebas de densidad, viscosidad, pH, contenido de sólidos y líquidos, filtrado API, porcentaje de arenas, MBT, Reología (Viscosidad plástica, Punto cedente, fuerza de gel), alcalinidad, cloruros y dureza. En las **Tablas 10, 11, 12, 13** se muestran los resultados obtenidos para cada uno de los fluidos formulados.

Tabla 10. Resultados pruebas lodo 1, con barita usada actualmente en Colombia

LODO 1, Barita usada en Colombia	
PRUEBAS DE LABORATORIO	RESULTADO
PROPIEDADES FÍSICAS	
Densidad (lb/gal)	10
Viscosidad (s/qt)	33,32
pH	9,6
Contenido de sólidos y líquidos (%Líquido/%Sólidos)	90/10
Filtrado API (mL)	60,8
Espesor del revoque (in)	6/32
Consistencia del revoque	Quebradizo
Porcentaje de Arenas (%)	2
MBT (lb/bbl)	7,5
Reología	
θ 600	18
θ 300	11
θ 200	9,9
θ 100	6,5
θ 6	4
θ 3	3,5
AV (cP)	8,8
Pv (cP)	6,5
YP (lb/100 ft ²)	4,5
Esfuerzo de gel 10 s	4
Esfuerzo de gel 10 min	10
PROPIEDADES QUÍMICAS	
Pm (mL)	1,2
Pf (mL)	0,3
Mf (mL)	0,9
Cl ⁻ (mg/L)	600
Ca ⁺⁺ (mg/L)	2880

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 11. Resultados pruebas lodo 2, con barita usada actualmente en Colombia

LODO 2, Barita usada en Colombia	
PRUEBAS DE LABORATORIO	RESULTADO
PROPIEDADES FÍSICAS	
Densidad (lb/gal)	10,5
Viscosidad (s/qt)	35,41
pH	9,05
Contenido de sólidos y líquidos (%Líquido/%Sólidos)	90/10
Filtrado API (mL)	68
Espesor del revoque (in)	9/32
Consistencia del revoque	Quebradizo
Porcentaje de Arenas (%)	2
MBT (lb/bbl)	8,75
Reología	
θ 600	21
θ 300	14
θ 200	11,5
θ 100	8
θ 6	5
θ 3	5
AV (cP)	10,5
Pv (cP)	7
YP (lb/100 ft ²)	7
Esfuerzo de gel 10 s	6
Esfuerzo de gel 10 min	9
PROPIEDADES QUÍMICAS	
Pm (mL)	0,8
Pf (mL)	0,5
Mf (mL)	1,85
Cl ⁻ (mg/L)	150
Ca ⁺⁺ (mg/L)	908

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 12. Resultados pruebas lodo 3, con barita usada extraída en Perú

LODO 3, Barita extraída en Perú	
PRUEBAS DE LABORATORIO	RESULTADO
PROPIEDADES FÍSICAS	
Densidad (lb/gal)	10
Viscosidad (s/qt)	34,97
pH	9,955
Contenido de sólidos y líquidos (%Líquido/%Sólidos)	90/10
Filtrado API (mL)	56,5
Espesor del revoque (in)	6/32
Consistencia del revoque	Maleable-Consolidado
Porcentaje de Arenas (%)	1,7
MBT (lb/bbl)	8,75
Reología	
θ 600	20
θ 300	13
θ 200	10
θ 100	8
θ 6	4
θ 3	4
AV (cP)	10
Pv (cP)	7
YP (lb/100 ft ²)	6
Esfuerzo de gel 10 s	6
Esfuerzo de gel 10 min	12
PROPIEDADES QUÍMICAS	
Pm (mL)	1,15
Pf (mL)	0,3
Mf (mL)	0,8
Cl ⁻ (mg/L)	750
Ca ⁺⁺ (mg/L)	200

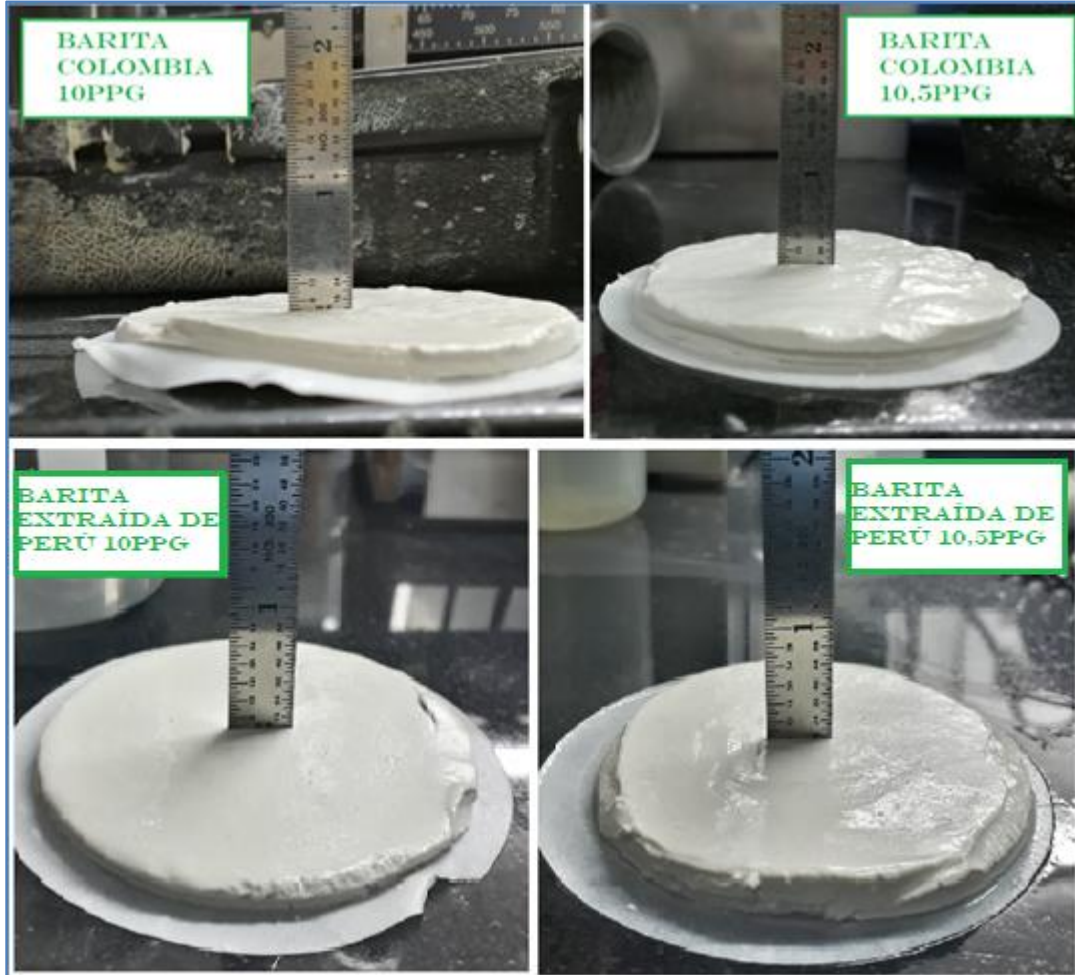
Fuente. Elaboración propia.

Tabla 13. Resultados pruebas lodo 3, con barita usada extraída en Perú.

LODO 4, Barita extraída en Perú	
PRUEBAS DE LABORATORIO	RESULTADO
PROPIEDADES FÍSICAS	
Densidad (lb/gal)	10,5
Viscosidad (s/qt)	33,54
pH	9,688
Contenido de sólidos y líquidos (%Líquido/%Sólidos)	90/10
Filtrado API (mL)	76
Espesor del revoque (in)	8/32
Consistencia del revoque	Maleable-Consolidado
Porcentaje de Arenas (%)	2
MBT (lb/bbl)	8,75
Reología	
θ 600	22
θ 300	14
θ 200	10
θ 100	7
θ 6	4
θ 3	4
AV (cP)	11
Pv (cP)	8
YP (lb/100 ft ²)	6
Esfuerzo de gel 10 s	5
Esfuerzo de gel 10 min	11
PROPIEDADES QUÍMICAS	
Pm (mL)	0,7
Pf (mL)	0,45
Mf (mL)	0,85
Cl ⁻ (mg/L)	1000
Ca ⁺⁺ (mg/L)	880

Fuente. Elaboración propia.

Figura 26. Revoques



Fuente. Elaboración propia.

La **Figura 26** muestra la medición del revoque con una regla diseñada para esta labor.

En el **Anexo E** se encuentran las fotografías de la prueba MBT.

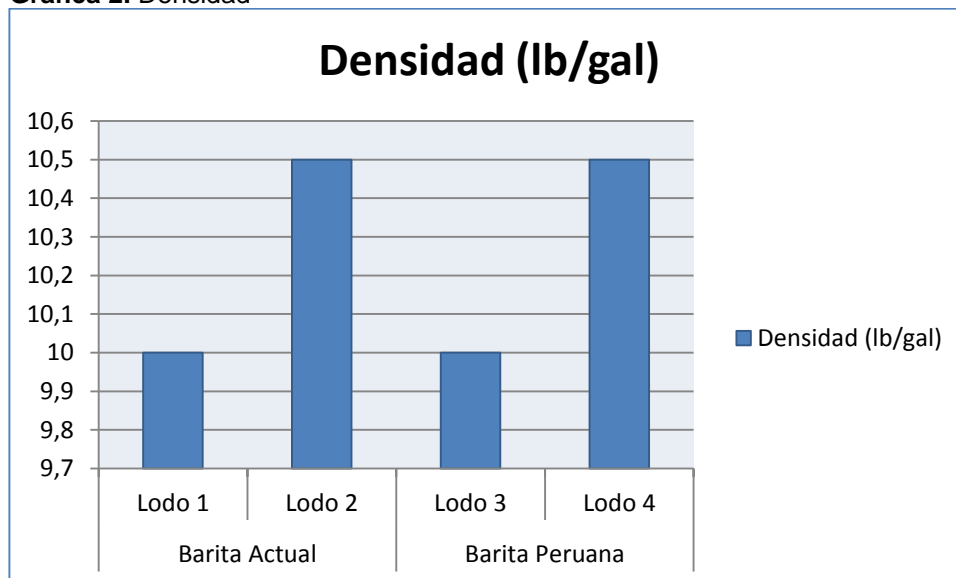
Los resultados de la prueba de viscosidad de los cuatro lodos son muy cercanos, debido a que su agente viscosificante es la bentonita y esta hace parte del lodo base aplicado a los cuatro lodos, la diminuta variación que tiene un lodo respecto al otro, puede ser considerada debido al tiempo de mezclado al ser añadida, o la forma en que esta se mezcló. La densidad al ser el objetivo principal de este proyecto, fue calculada para que su resultado fuese el obtenido según la planeación. El pH al depender de los componentes de cada mineral va a variar entre los lodos, dado que los componentes no son los mismos entre los lodos preparados con la barita extraída en Perú y la barita usada actualmente en Colombia.

Sin importar la procedencia de la barita, no se afecta el contenido de sólidos y líquidos en los lodos, son muy similares entre los cuatro, no es un factor importante a tener en cuenta para la selección entre las baritas. De igual manera ocurre con el porcentaje de arenas de cada lodo.

El espesor del revoque es similar entre el lodo 1 y lodo 3, que corresponden a una densidad de 10 ppg, y similar entre el lodo 2 y el lodo 4, con densidad de 10,5 ppg. La importancia del revoque radica en la efectividad que este brinde a las paredes del pozo para evitar filtraciones hacia y desde la formación. La consistencia del revoque generado por los lodos 3 y 4, elaborados con la barita de procedencia del Perú, es superior a la de los lodos 1 y 2, elaborados con la barita usada actualmente en Colombia. Los revoques de los lodos 3 y 4 son revoques maleables y consolidados, es decir, presentan una buena respuesta para las necesidades del pozo, en cambio los revoques de los lodos 1 y 2 al ser quebradizos van a permitir el ingreso de fluidos desde y hacia la formación. Este aspecto es muy importante a tener en cuenta, dado que evitaría el daño de formación.

La Barita al ser un densificante no genera grandes cambios en las demás propiedades analizadas en el lodo de perforación. Los diferentes resultados son consecuencia del lodo base preparado para los cuatro lodos. De igual manera son tenidos en cuenta para la elaboración de la matriz, aquellas propiedades que presentaron una variación significativa entre cada lodo.

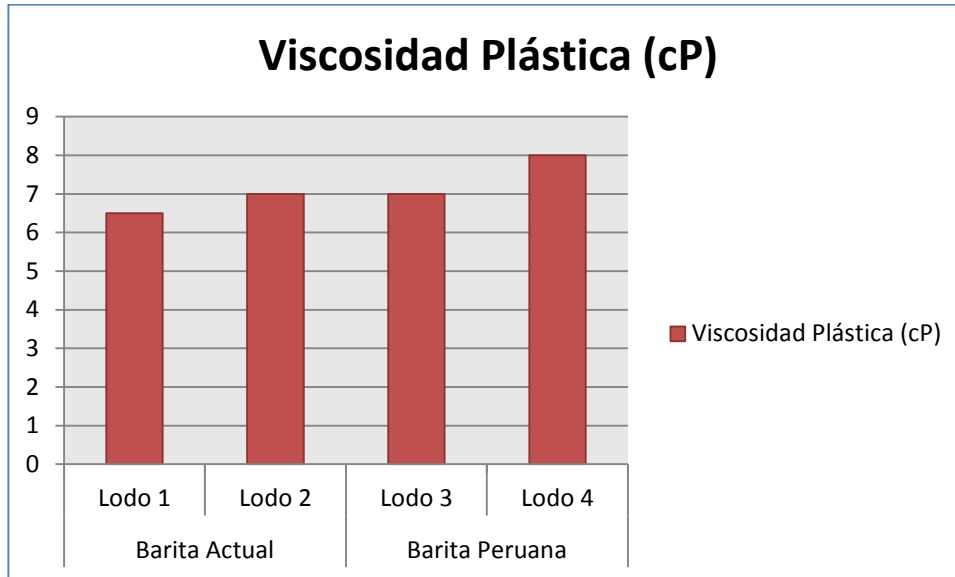
Gráfica 2. Densidad



Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 2** muestra las densidades finales obtenidas para realizar las respectivas pruebas de laboratorio.

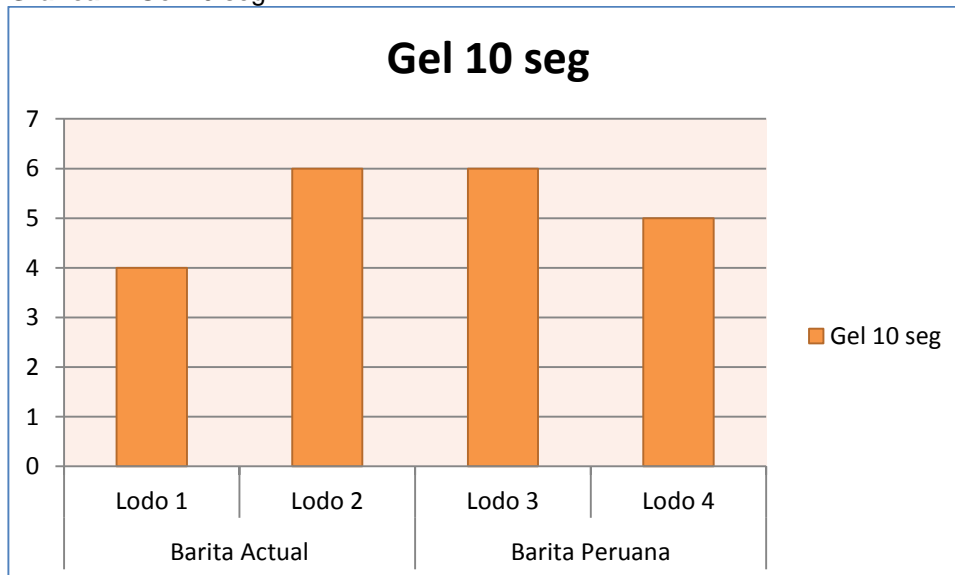
Gráfica 3. Viscosidad



Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 3** refleja las viscosidades plásticas de cada uno de los lodos, se puede observar como la Barita extraída de Perú vuelve el lodo más viscoso a comparación de la Barita usada actualmente en Colombia con sus respectivas densidades.

Gráfica 4. Gel 10 seg



Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 4** muestra los resultados obtenidos en la prueba de los geles en 10 segundos, no genera un patrón que se pueda ver reflejado, esto puede ser debido

a una falla humana en el momento de la realización de la prueba o al estado del lodo en el momento de la realización de la prueba.

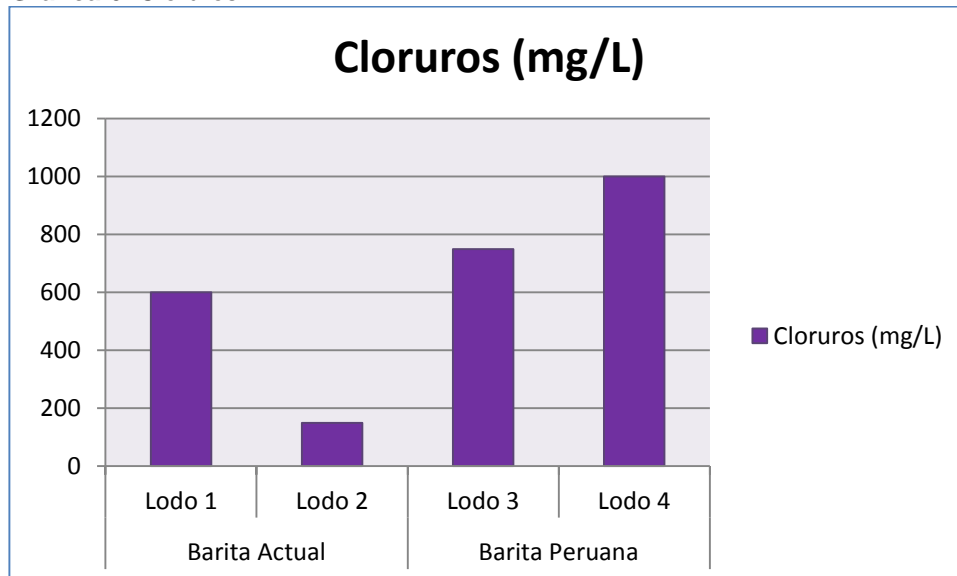
Gráfica 5. Gel 10 min.



Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 5** a comparación de la gráfica anterior si muestra cómo los geles de 10 min de los lodos elaborados con la Barita usada actualmente en Colombia presentan un mayor valor.

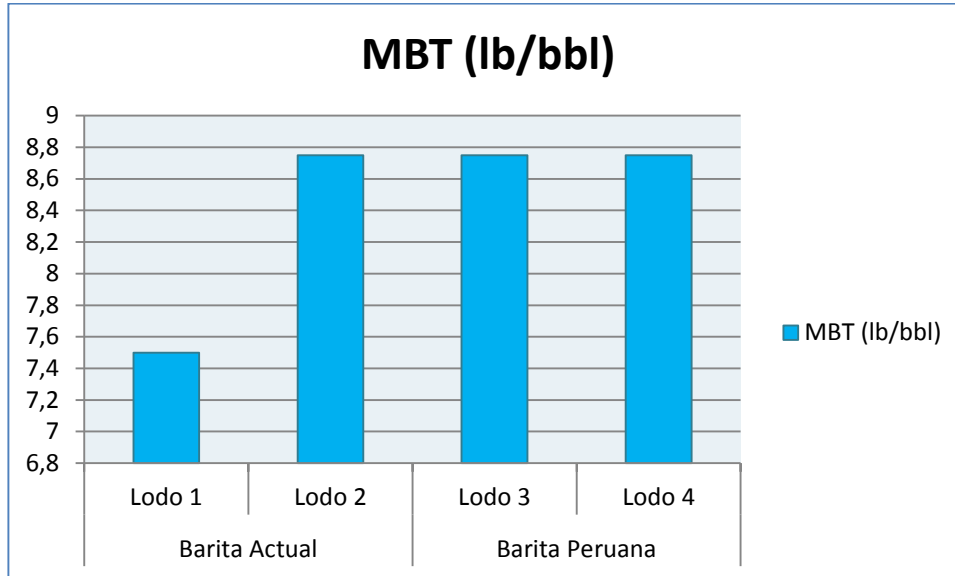
Gráfica 6. Cloruros.



Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 6** nos permite ver como existe mayor presencia de sales en los lodos elaborados con la barita usada en Colombia a comparación del lodo elaborado con Barita importada desde Perú.

Gráfica 7. MBT.



Fuente. Elaboración propia.

La **Gráfica 7** muestra que los lodos 2, 3 y 4 presentan el mismo resultado para las pruebas de MBT.

6.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN PARA LA MATRIZ COMPARATIVA

A partir de la información obtenida en las pruebas y previamente clasificada, se evaluarán las variaciones que tuvieron al utilizar los dos diferentes tipos de barita. 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 o el que mejor se adecue para la perforación de la primera sección de un pozo en Campo Castilla. La puntuación se realizó teniendo en cuenta los resultados del informe de lodos de perforación, ver **Anexo A**, y el manual de fluidos de perforación, al igual que los resultados obtenidos en las **Tablas 10, 11, 12, 13**.

Cuadro 4. Criterios de Evaluación para la matriz comparativa.

CRITERIOS DE EVALUACIÓN				
(1) Deficiente	(2) Malo	(3) Aceptable	(4) Bueno	(5) Excelente
ASPECTOS POR EVALUAR		CRITERIOS DE EVALUACIÓN		
Densidad		<p>Este parámetro se determinó teniendo como referencia el reporte de lodos brindado por la empresa, puesto que son las necesarias para la primera sección.</p> <ul style="list-style-type: none"> -10 o 10,5 su puntuación es de 5. - 10 a 10,5 su puntuación es de 4. -9,8 a 9,9 y 10,6 a 10,7 su puntuación es de 3. - Diferente a los mencionados su puntuación es 2. 		
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"> - ≤ 9 su puntuación es de 5 - 1 a 5 su puntuación es de 4 - 9 a 12 su puntuación es de 3 - 12 a 15 su puntuación es de 2 -15 a 18 su puntuación es de 1 		
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 4. (Continuación)

CRITERIOS DE EVALUACIÓN	
Cloruros	Este parámetro se determinó con base al registro de lodos brindado por Ecopetrol para satisfacer las necesidades de la formación a la hora de ser perforada. -500 a 800 su puntuación es de 5 -> 800 y <1000 su puntuación es 4 -> 1000 su puntuación es 3
MBT	-<15 su calificación es 5 ->15 su calificación es 1
Consistencia del revoque	-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 5.**

Cuadro 5. 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 6.**

Cuadro 6. Calificación.

Lodo	Densidad (lb/gal)	Densidad (%)	Viscosidad plástica (%)	Geles (%)		Cloruros (%)	MBT (%)	Consistencia del cake (%)	Total (%)
				10 seg	10 min				
Lodo 1	10	32	10	10	8	10	10	2	82
Lodo 2	10,5	40	10	10	10	6	10	2	88
Lodo 3	10	40	10	10	8	10	10	10	98
Lodo 4	10,5	40	10	10	8	8	10	10	96

Fuente. Elaboración propia.

Cada valor en la matriz representa un valor ya otorgado que permite comparar cada una de las propiedades estudiadas y determinar cuál tiene mayor eficiencia que la otra, **Cuadro 7:**

Cuadro 7. Matriz comparativa.

MATRIZ COMPARATIVA								
	Densidad	Viscosidad plástica	Geles		Cloruros	MBT	Consistencia del cake	TOTAL
			10 seg	10 min				
Lodo 1	4	5	5	4	5	5	1	29
Lodo 2	5	5	5	5	3	5	1	29
Lodo 3	5	5	5	4	5	5	5	34
Lodo 4	5	5	5	4	4	5	5	33

Fuente. Elaboración propia.

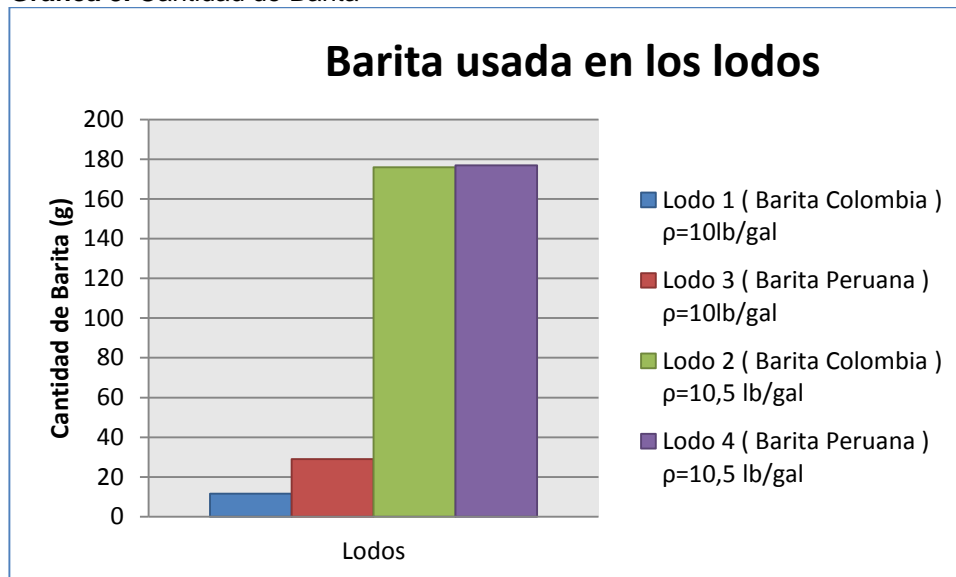
La matriz permite observar como el lodo preparado con la barita extraída de una mina ubicada en Perú tiene un mejor desempeño en las pruebas de laboratorio que se le hicieron a los lodos, es decir, tiene una mejor calidad y un mejor funcionamiento a comparación de la barita que se usa actualmente en Campo Castilla.

Partiendo de un lodo base para los cuatro lodos, solamente se modificó la procedencia de la barita y la concentración para cada uno. El lodo 1, preparado con barita usada actualmente en Colombia, y el lodo 3, preparado con barita importada de Perú, obtienen una densidad final de 10ppg, pero en la matriz se observa como el lodo 1 tuvo un desempeño del 82% y el lodo 3 del 98%. Esto debido a que es más efectivo el lodo 3 como densificante a comparación del lodo 1. Además, la consistencia del revoque en el lodo 1 es quebradiza a comparación del lodo 3 que este maleable; haciendo más efectiva y resistente el revoque producido por el lodo 3.

El lodo 2, preparado con barita usada actualmente en Colombia, y el lodo 4, preparado con barita importada de Perú, obtienen una densidad final de 10,5 ppg. El lodo 2 obtiene un resultado porcentual de 88% y el lodo 4 de 96%. Este resultado se obtiene dado que el lodo 2 presentó un bajo puntaje en la presencia de cloruros y la consistencia del revoque que se genera. El revoque del lodo 2 es quebradizo a comparación del lodo 4 que es maleable, por eso su puntuación.

La **Gráfica 8** nos muestra una comparación entre la cantidad de barita usada para cada uno de los lodos y sus respectivas densidades.

Gráfica 8. Cantidad de Barita



Fuente. Elaboración propia.

7 EVALUACIÓN FINANCIERA

Con el fin de poder evaluar los resultados de este proyecto de grado efectuaremos el análisis de 3 casos. El primero son los costos de las empresas prestadoras de servicios, el segundo es la barita como commodity y el tercero es la barita del Perú teniendo en cuenta que su almacenamiento será en silos. Después de calcular los resultados se hará una comparación de dichos, con el fin de obtener una conclusión y seleccionar el mejor con la relación beneficio/costo.

7.1 GENERALIDADES DE LOS SILOS

Los silos son estructuras metálicas que se usan para el almacenaje materiales sólidos a granel en grandes proporciones. Tienen como objetivo mantener las propiedades de los materiales sólidos antes de su transporte o durante un proceso que se esté llevando a cabo. Los silos han sido usados en industrias como agrícola, química, minera¹⁰². Estos contenedores poseen distintas formas y a su vez varía la capacidad de almacenaje, la cual puede ir desde unos pocos metros cúbicos hasta centenares; estos silos pueden ser abiertos o herméticamente sellados, se utilizan para una mayor conservación del producto. Los silos cuentan con aberturas de alimentación y bocas de descargue, las cuales están herméticamente selladas para beneficio del producto almacenado, es por esto que también cuentan con válvulas de compensación de presión para facilitar el vaciado¹⁰³. Los silos se pueden clasificar en silos para cemento, de hormigón, con bajo oxígeno, bunker, tipo bolsa, tipo torre y cónicos. Siendo tipo torre y cónico los silos usados para el desarrollo de este trabajo.

¹⁰² 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 22 de marzo del 2019]. p. 5.

¹⁰³ARL SURA. Almacenamiento en Silos. [En línea]. Disponible en: <https://www.arlsura.com/images/stories/documentos/seguridad_en_silos.pdf>. [Citado el 22 de Marzo del 2019]. p. 1.

7.2 CASO CON EMPRESAS PRESTADORAS DE SERVICIOS

Precios que ofrecen las empresas en Colombia, **Tabla 14.**

Tabla 14. Prestadoras de servicios

EMPRESA	COSTO (USD/SACO)
BAKER	12,87
QMAX	12,90
HALLIBURTON	13,00
SCHLUMBERGER	12,83
PROMEDIO	12,90

Fuente. Ing, Benjamín Garavito,
director del proyecto

Estos datos son equivalentes al costo de 1 saco ya puesto en pozo, es decir sin costos adicionales. En promedio por pozo en Castilla se usan alrededor de 6000 sacos, por ende:

Tabla 15. Costo total Prestadora de Servicios.

EMPRESA	COSTO (USD/SACO)	COSTO TOTAL (USD/6000 SACOS)
BAKER	12,87	77220
QMAX	12,90	77400
HALLIBURTON	13,00	78000
SCHLUMBERGER	12,83	76980
PROMEDIO	12,90	77400

Fuente. Ing, Benjamín Garavito, director del proyecto.

7.3 CASO BARITA COMO COMMODITY

En este caso se va a tener la posibilidad de poner a la barita como commodity, esto implica que no se necesitaría la intervención de un tercero, y que este bien sea de fácil acceso para todo el público. Por ende, cotizando los valores obtendríamos, **Tabla 16:**

Tabla 16. Commodity

EMPRESA	COSTO (USD/SACO)	COSTO TOTAL (USD/6000 SACOS)
Antar Oil SAS	8,02	48120
GTM	7,14	42840
MYTDC SAS	7,29	43740
PROMEDIO	7,48	44900

Fuente. Ing, Benjamín Garavito, directo del proyecto.

Ahora dependiendo de la cantidad que se vaya a transportar el precio varía, **Tabla 17:**

Tabla 17. Tipo de vehículo

Tipo Vehículo	Capacidad (TON)	Costo (USD)
Turbo	4.5	191,97
Sencillo	8.5	362,61
Doble troque	17	725,21
Cuatro manos	22	938,51
Mini mula	20	853,19
Tractomula 2 troques	32	1365,10
Tractomula 3 troques	35	1493,08

Fuente. Elaboración Propia

Tabla 18. Precio por año

Toneladas	Precio en USD/ año
50.000	411,73
2.721.552	7.171,49

Fuente. Elaboración Propia

Por ende, en total llevando por aparte la barita al pozo saldría en promedio a un costo de, **Ecuación 8:**

Ecuación 8. Valor segundo caso

$$Ps + Tt + Al = \text{TOTAL}$$

Fuente. Modificado por autores

Dónde:

Ps: Precio 6000 sacos

Tt: Transporte

Al: Almacenamiento

$$44.900,00 \text{ USD} + 11.610,00 \text{ USD} + 7.740,00 \text{ USD} = 64.250,00 \text{ USD}$$

7.4 CASO CON LA BARITA DEL PERÚ

Según un estudio realizado por el ingeniero Benjamín Garavito, y por medio de alianzas estratégicas con otras compañías la barita en puerto tendría un valor de, **Tabla 19:**

Tabla 19. Barita importada de Perú

BARITA	Costo (USD/Ton)	COSTO TOTAL (USD)
Perú	130	35380,18

Fuente. Ing, Benjamín Garavito, Director del proyecto.

Además de este valor, se deben tomar en cuenta los costos de entrada del país y de transporte.

Para la entrada del país con los gastos que eso implica sería un valor promedio de 15,480.00 USD

Y en los costos de almacenamiento y entrada sería un valor de 11,610.00 USD

Ecuación 9. Valor tercer caso

$$Ps + At + Pe = \text{TOTAL}$$

Fuente. Modificado por autores

Donde:

Ps: Precio sacos

At: Almacenamiento y transporte

Pe: Precio de entrada al país

$$35,380.18 \text{ USD} + 15.480,00 \text{ USD} + 11.610,00 \text{ USD} = 62.470,18 \text{ USD}$$

7.5 ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Tabla 20. Valores Finales

CASO	COSTO (USD)
Empresas prestadoras de servicios	77.400,00
Barita como commodity	64.250,00
Barita del Perú	62.470,18

Fuente. Elaboración Propia

Importar Barita desde Perú es más económico que comprar el producto en Colombia o seguir utilizando el proveedor que actualmente se usa.

Al importar la barita desde las minas ubicadas en Perú le reduciría a las empresas 14.929,82 USD por pozo, es decir un reducción del 19,2897%. Si se proyecta este valor a los 650 pozos que Ecopetrol S.A. perforará por año desde el 2019 hasta el 2025, se ahorrarían 67'930.681 USD en total. Teniendo en cuenta que esa proyección sería a nivel nacional y no solo a Campo Castilla.

Si se utiliza la barita como un commodity, evitando los intermediarios que las prestadoras de servicio poseen, se disminuiría costos en un 16,9897%, es decir, 13.150 USD por pozo. Si se realiza la misma proyección que el ejemplo pasado, y teniendo en cuenta que va a ser una proyección nacional y no solamente a Campos Castilla, para el 2025 se ahorrarían 59'832.500 USD en total.

Relación Beneficio Costo (B/C).

Los costos del proyecto son el valor de los recursos que se usan en la producción o en la prestación de un servicio y los beneficios son el valor de los servicios y bienes que el proyecto genera.

El análisis económico del Beneficio-Costo, es una técnica de evaluación que sirve para determinar la conveniencia en la realización de un proyecto, **Ecuación 10.**

Ecuación 10. Relación Beneficio costo

$$\frac{B}{C}(i) = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{Bi}{(1+i)^n}}{\sum_{i=0}^n \frac{Ci}{(1+i)^n}}$$

Fuente. BACA, G. Ingeniería Económica 8va edición. 2005. p. 183.

Usando la **Ecuación 10** y haciendo uso de valores en la **Tabla 20** se puede calcular la relación beneficio costo, teniendo en cuenta que el beneficio promedio por pozo es 28'110.670 USD.

$$\frac{B}{C}(i) = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{Bi}{(1+i)^n}}{\sum_{i=0}^n \frac{Ci}{(1+i)^n}} = \frac{28.110.670}{77.400,00} = 363,19$$

$$\frac{B}{C}(i) = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{Bi}{(1+i)^n}}{\sum_{i=0}^n \frac{Ci}{(1+i)^n}} = \frac{28.110.670}{64.250,00} = 437,52$$

$$\frac{B}{C}(i) = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{Bi}{(1+i)^n}}{\sum_{i=0}^n \frac{Ci}{(1+i)^n}} = \frac{28.110.670}{62.470,18} = 449,98$$

La relación beneficio costo da un valor tan elevado dado que el único costo que se está teniendo en cuenta es la barita usada por pozo, ningún otro gasto. El valor del beneficio se calcula como los ingresos que genera un pozo en su producción total.

8 CONCLUSIONES

- La barita extraída en Perú tiene un mejor desempeño que la barita usada actualmente, dado que en los análisis hechos en la matriz los supera con un promedio del 12%. Para ser más específico reduce un 0,3% el porcentaje de arenas presente en lodo de perforación, el filtrado API es menor y tiene mejor generación de revoque, es más maleable y permite aislar mejor los fluidos del pozo evitando daño de formación.
- La elaboración de la matriz comparativa arrojó como resultado la selección de los lodos 3 y 4 sobre los lodos 1 y 2 teniendo en cuenta su densidad, respectivamente. Este resultado deja observar que la implementación de la barita extraída e importada desde Perú presentó mejores comportamientos a las pruebas que se le realizaron a los lodos, a comparación de la barita usada actualmente en Colombia.
- Según las pruebas realizadas a la barita usada actualmente en Colombia y a la barita extraída de Perú, se puede concluir que la barita usada en Colombia presenta altas tasas de turbulencia en su composición, lo que dificultó la toma de lectura de la concentración de Bario. Para poder realizar la lectura se debió filtrar la solución y poder obtener un resultado menor al que se obtendría sin realizar el proceso de filtración.
- La cantidad presente de turbidez causada por la dispersión blanca y fina de las partículas de barita en la solución es directamente proporcional a la cantidad de Bario presente dentro de la mezcla.
- Se puede utilizar la barita como commodity en la industria petrolera para que sea de fácil acceso para cualquier persona que la necesite, poniendo un valor base y así evitar sobrecostos innecesarios, además que desmonopoliza la venta del mineral permitiendo que nuevas empresas puedan surgir y ayuden a la economía del país.
- Se elaboró una matriz la cual tuvo como resultados un porcentaje de 82% para el lodo 1, 88% para el lodo 2, 98% para el lodo 3 y 96% para el lodo 4; lo que indica que el lodo preparado con la barita procedente de la mina en Perú tuvo el mejor desempeño en las pruebas de laboratorio a las cuales fueron sometidos los cuatro lodos.

- Al implementar los silos se reducen los riesgos para el obrero de patio, puesto que el contacto físico se disminuye, además restringe el número de repeticiones evitando una lesión por un mal esfuerzo o una mala postura.

- Importar barita desde Perú ahorra a la empresa 14.929,82 USD en promedio por pozo, es decir una reducción del 19,2897%, y comprarla como commodity tiene una reducción de 16,9897% que son 13.150 USD por pozo. Estos resultados nos dejan ver como las empresas que actualmente distribuyen la barita a otras empresas tienen un costo muy alto por el uso de intermediarios a comparación de los otros dos casos.

- El indicador de beneficio/costo que sobresale es la extracción e importación al país de barita de Perú, con un resultado de 449,98, sobre la venta de barita como commodity y la venta actual de barita en el país. La diferencia entre la importación desde Perú y los dos casos mencionados anteriormente son: 12,46 y 86,79 respectivamente. Se puede observar la gran diferencia que hay entre estos 3 casos y como el mayor beneficio/costo se obtiene con la importación desde Perú.

- Una explicación de la disminución de los costos en el caso 3 con respecto a los otros 2, es debido a que la Barita que se usa actualmente en Colombia es importada desde Estados Unidos de América.

9 RECOMENDACIONES.

- En el momento de la formulación de los lodos de perforación, se recomienda modificar la cantidad de bentonita, no dejando fijo esa concentración, sino también variarla; para así poder apreciar los diferentes efectos de la barita.

- Se recomienda evaluar el funcionamiento de la barita extraída en Perú en otras secciones del pozo, para ver el comportamiento a diferentes presiones y temperaturas.

- Con el fin de obtener valores netamente ligados a la barita se recomienda usar esta como único densificante.

- Se recomienda evaluar el porcentaje de solubilidad de la Barita extraída en Perú versus la Barita que se usa actualmente en Colombia.

- Para una mayor exactitud en los cálculos financieros es preferible realizarlos en dólares, debido a que la variación del peso colombiano hace que sean inestables los precios.

- Para evitar pérdidas de material, en este caso barita, se debe solicitar el producto ya triturado y seleccionado a través de una malla correspondiente a un diámetro de partícula entre $2\ \mu$ y 74μ y no en roca, puesto que en el momento de la trituración de la piedra se pierde mucho mineral.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. ANH. Información (informes técnicos, registros e imágenes) suministrada, de pozos de la cuenca Llanos Orientales. 2012.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. [En Línea]. Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>>. [Citado el 6 de febrero de 2019]

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales, Open Round Colombia 2010. [En línea]. Disponible en: <[http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)> [Citado 20 de febrero de 2019].

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 25 de febrero de 2019].

C. MICHINE. Baritina. [En línea]. Disponible en: <<https://oogsthoeve.nl/Molienda/5962/material-barita-.html>> [Citado el 11 de mayo de 2019].

DIRECCIÓN GENERAL DE DESARROLLO MINERO. Barita. México. [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/5568/pm_barita_2014.pdf> [Citado el 11 de mayo de 2019]

ECOPETROL. Castilla recargado. [En Línea]. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm> [citado 8 de Febrero de 2019]

EL ESPECTADOR. Campo Castilla-Chichimen operado por Ecopetrol registra producción récord de 154.000 barriles por día. América Economía. [En línea]. Disponible en: <<https://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/campo-castilla-chichimen-operado-por-ecopetrol-registra-produccion-record-de-154>> [Citado el 8 de febrero del 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 22 de marzo 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.

METLLER TOLEDO. Determinación del contenido de la humedad. [En línea]. Disponible en: <https://www.mt.com/mx/es/home/applications/Laboratory_weighing/moisture-content-determination.html> [Citado el 12 de mayo de 2019]

MINERALES Y ROCAS. Baritina. [En línea]. Disponible en: <<https://www.mineralesyrocas.com/baritina/>> [Citado el 11 de Mayo de 2019]

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/comunicacionesyprensa/docs/rev_15>, [citado el 6 de febrero de 2019]

PAREDES C., MIGLIO M. Evaluación del riesgo ecológico de la barita (BASO₄) empleando pruebas ecotoxicológicas con doce organismos. Lima, Perú. 2018.

PETRO CANADÁ. Baritina Lodos M-200. [en línea]. Disponible en: <http://www.ptcsac.com/detalle-producto.php?id_producto=68> [Citado el 25 de febrero de 2019]

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

PORTAFOLIO. Producción petrolera de Campo Castilla, en el Meta, alcanzó récord de 100.000 barriles por día. 2010. [En línea]. Disponible en: <<https://www.portafolio.co/economia/finanzas/produccion-petrolera-campo-castilla-meta-alcanzo-record-100-000-barriles-dia-359278>> [Citado el 8 de febrero de 2019]

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 12 de mayo 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/>

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]

ANEXOS

ANEXO A. VENTANA DE LODOS, CAMPO CASTILLA

Weatherford										DRILLING FLUID REPORT No. 1										Weatherford									
Daily Drilling Fluid Report										Date										9 Dec 16									
Well Name										Location										Driller (R)									
WEL GEL										Onshore										277 / 277									
Operator										Contractor										Present Activity									
ECOPETROL										INDEPENDENCE										Drilling									
Report for										Report for										Rig Name / No									
DADOBERTO (M/TAN)										EVELIO HERNANDEZ										Independencia 022									
Start Date										Flow / Back										State / Country									
03 Dec 2016										CASTILLA / CUBARRAL										META / Colombia									
String Details		O.D. (in)		I.D. (in)		Length (ft)		Casing Details		O.D. (in)		I.D. (in)		Depth (ft)		Pump Details		1		2		3		4					
DC		6		2.12		85		Open Hole		6		18		277															
HWOP		5.5		4		217																							
Fluid Properties		Unit		See		1		2-4		Observation Card		Safety Activity		Be Information / Hydraulic		Manufacturer		Type		Bit Size		Actual P. Pump Pressure		TFA					
Sample from		Location		Flow Line						277																			
Time Taken		29:00		2:59																									
Depth		(ft)		277																									
Fluid Density Temperature		(°F)		85		87																							
Flow Line Temperature		(°F)		85		80																							
Density		(ppg)		10.0 - 10.8		10		10.1																					
Funnel Viscosity		(sec/30)		40 - 50		40		40																					
API / 300 / 200				39 / 27 / 23		47 / 38 / 34																							
100 / 6 / 3				15 / 17		16 / 17																							
PV		(cp)		18 - 25		12		12																					
YP		(lb/100 ft²)		15 - 25		15		5																					
Gel 10 sec / 10 min / 30 min		(lb/100 ft²)		3 / 10 / 13		3 / 11 / 14																							
1% / 3% Annulus		(lb/100 ft²)		3.29 / 3.17		8.3 / 8.28																							
API / RTHP F.L.		m/30 min																											
Cake Thickness API / RTHP		(32nd in)		8.0 - 8.5		8.00 / 7		8.10 / 7																					
pH / Alkalinity Fluid (pH)																													
PH / MF		ppm		-0.30		-0.20		-0.20																					
Chlorides		mg/l		700.00		700.00																							
Calcium / Magnesium		mg/l		80.00 / 7		80.00 / 7																							
Total Hardness		mg/l		80.00 / 7		80.00 / 7																							
Water / Oil		% by Vol		83.00 / 7		80.00 / 7																							
Solids / Corrected Solids		% by Vol		+16		8.20 / 8.16		7.50 / 7.50																					
LGS / HGB		% by Vol		0.88 / 0.87		0.88 / 0.87																							
LGS / HGB		ppm		0.88 / 0.87		0.88 / 0.87																							
ASG		SC		+18		1.86																							
Sand Content		% by Vol		0.20		0.10																							
MHT		(ppb R ₁₀)		+15		5		7.5																					
Build Control Equipment		Overall SCE Efficiency		0		Target Efficiency		1		Losses Details (bbl)		Daily		Interval		Cuttings		Disposition		SCE		Contaminated		FF Cleaning					
150 CC - 14.00 hrs.		Top Screen		Bottom Screen		FMS		U.F. / O.F. (gpm)																					
Shaker 1		8080-8080		4		Dewater																							
Shaker 2		8080-8080		4		Dewater																							
Shaker 3		8080-8080		4		LOS																							
Rig Activity Comments		Total Solids Surface		Volume Mixed (bbl)		Daily		Interval		Base Oil		Water		Chlorides		Weight Material		Total Mixed		Daily Fluid Cost		Total Fluid Cost							
Rig general luberia a la torre		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									
		10.7		10.7																									

ANEXO B.
FICHA TÉCNICA CARBONATO DE CALCIO

MATERIALES MESA S.A.S. CONTROL CALIDAD	CERTIFICACION DE CALIDAD CARBONATO DE CALCIO M 250	FECHA : 5/6/201
		DESPACHO :
		Factura : # 22688
		REV : C.M.

1. INFORMACION GENERAL .

1.1 Nombre Comercial : CARBONATO DE CALCIO M 250
 1.2 Estado Físico : Polvo Fino Monocristalino , estable al aire
 1.3 % CaCO₃ : 96.0 % +/- 1.0 %
 1.4 Olor : Inoloro .
 1.5 Densidad real : $22,95 \frac{kg}{m^3} = 2,75 \text{ gr/cm}^3$ 25/4 o
 1.6 Apariencia : Polvo Fino Blanco

Para el despacho de la referencia , certificamos las siguientes condiciones:

1. Color Photovolt	90
2. Humedad	1 % máximo
3. Retenido en Malla Tyler 250	Máximo el 1.0 %
5. Absorción de Aceite	35%
6. Fluidez	Fluye libremente por tamiz malla 40
7. Empaque	Sacos Valvulados de Polipropileno de 50 Kg c/u
8. Cantidad al despachar	3 Kgs

Fecha de Vencimineto : Diciembre 7 de 2021

ANEXO C.
FICHA TÉCNICA BARITA USADA ACTUALMENTE EN COLOMBIA.

	CERTIFICADO DE ANÁLISIS	Código: COM-R-16
		Versión: 03
		Fecha: 06-08-2018


NOMBRE COMERCIAL: BARITINA BLANCA MICRONIZADA
FECHA DE PRODUCCIÓN: Febrero 2019
FECHA DE VENCIMIENTO: No caduca
Nº LOTE: 1901

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Propiedades Físicas

	ESPECIFICACIONES	RESULTADO
Sedigraph	TMax.	13.60 µm
	TMP	2.37 µm
	< 10 µm	97.1%
	< 1 µm	26.8%
Photovolt	V	93.7 %
	+M400	0.0012%
	N.S.	6-1/4
	Abs. De aceite	12.19%
	PH	7.8

Calle 59 No. 35ª - 88 Bogotá - Colombia
PBX: 571-3157382
www.comercialfox.com

	HSQ	Código: HSQ-R-11
	HOJA DE SEGURIDAD	Versión: 02 Fecha: 2013/08/15 Página: 1 de 5

SECCIÓN 1. IDENTIFICACIÓN DE LA SUSTANCIA

Nombre Comercial
 BB-White
Nombre Común
 Barítina Blanca micronizada
Sinónimos
 Aditivo blanco
 Distribuido por
 Comercial Fox SAS
 Calle 59 35 A - 88
 Teléfono 315 73 82
 Pág. Web: www.comercialfox.com



SECCIÓN 2. COMPOSICIÓN/INFORMACIÓN DE COMPONENTES


- Componente
- Sulfato de Bario
- Fórmula química
- BaSO₄
- No CAS
- 7727-43-7
- % peso
- 95,60
- Límite de exposición
- OISHA PEL: 15 (T), 5(R)
- ACGIH TLV: 10 (T)

SECCIÓN 3. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

Generalmente no es peligroso ya que no presenta riesgos para la salud, sin embargo se deben adoptar buenas prácticas y evitar exposiciones prolongadas.



Calle 59 No. 35ª - 88 Bogotá - Colombia
 PBX: 571-3157382
www.comercialfox.com

	HSQ	Código: HSQ-R-11
	HOJA DE SEGURIDAD	Versión: 02 Fecha: 2013/08/15 Página: 3 de 5

SECCIÓN 5. MEDIDAS EN CASO DE INCENDIO

- Tipo de extintor
- Cualquiera recomendado para combatir el fuego de los alrededores
- Peligros de incendio/explosión
- No es inflamable ni explosivo.
- Procedimientos contra incendio
- Aislar el área de peligro, usar equipos de respiración y/o adecuada contra incendios.



SECCIÓN 6. MEDIDAS EN CASO DE VERTIDO ACCIDENTAL

- Recoga y déposite en el recipiente para posible uso o disposición. Use equipo de protección personal adecuado, mantenga una ventilación adecuada. Limpie la zona afectada con agua.

SECCIÓN 7. MANIPULACIÓN (MANEJO) Y ALMACENAMIENTO


- Evitar la acumulación de polvo. Use el equipo de protección personal adecuado.
- Almacenar el material en un área fresca, seca y ventilada.

SECCIÓN 8. CONTROLES DE EXPOSICIÓN Y PROTECCIÓN PERSONAL

- No requiere mayor protección. Sin embargo cuando se expone a largos períodos de trabajo, se recomienda usar gafas, respirador contra polvo y ropa adecuada.



Calle 59 No. 35ª - 88 Bogotá - Colombia
 PBX: 571-3157382
www.comercialfox.com

	HSQ	Código: HSQ-R-11
	HOJA DE SEGURIDAD	Versión: 02 Fecha: 2013/08/15 Página: 2 de 5


SECCIÓN 4. MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS



- No se espera que este producto genere peligros inusuales durante el uso normal. La exposición a altos niveles de polvo puede causar irritación.
- Piel**
Lavar el área afectada con agua y jabón. Si la irritación persiste, buscar atención médica.
- Ojos**
Lavar con abundante agua por lo menos unas 15 minutos, parpadeando ocasionalmente. Si la irritación persiste, repetir el lavado. Buscar atención médica de ser necesario.
- Inhalación**
Trasladar al aire fresco. Si persiste la dificultad para respirar, buscar atención médica.
- Ingestión**
Beber abundante agua. No inducir al vómito. Si el problema persiste, buscar atención médica.



Calle 59 No. 35ª - 88 Bogotá - Colombia
 PBX: 571-3157382
www.comercialfox.com

	HSQ	Código: HSQ-R-11
	HOJA DE SEGURIDAD	Versión: 02 Fecha: 2013/08/15 Página: 4 de 5

SECCIÓN 9. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

- Estado físico
- Sólido en forma de polvo
- pH
- 8,00-8,95
- Olor
- Ninguno
- Color
- Blanco
- Gravedad específica
- 4,43
- Densidad aparente
- 1209 g/l



SECCIÓN 10. ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

- Es un producto estable y no reactivo en condiciones normales.
- Evitar las temperaturas elevadas

SECCIÓN 11. INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA

- No se dispone de información de intoxicación aguda por efecto del producto. Sin embargo, se debe evitar exposiciones prolongadas que excedan los límites recomendados.

SECCIÓN 12. INFORMACIÓN ECOLÓGICA

Este producto no presenta un riesgo ecológico al medio ambiente.

SECCIÓN 13. CONSIDERACIONES RELATIVAS A LA ELIMINACIÓN

- El producto puede ser eliminado y almacenado respetando la reglamentación vigente.

Calle 59 No. 35ª - 88 Bogotá - Colombia
 PBX: 571-3157382
www.comercialfox.com

ANEXO D. FICHA TÉCNICA EXTRAÍDA EN PERÚ

Producto descrito por el cliente : Baritina
Identificación de la muestra : Muestra A-1
Cantidad de muestras : 01 Muestra, 4000g. Aprox.
Envase : Bolsa plástica
Características de la muestra : Grueso, Aparentemente Seco
Instrucción de análisis : Tipo Lote
Fecha de recepción : 01.12.2017
Inicio de análisis : 04.12.2017
Termino de análisis : 15.12.2017
Referencia : Orden de Análisis N° 011756

RESULTADOS:

N° ASAI	Ag ppm	Al %	As ppm	Ba ppm	Bi ppm	Ca %	Cd ppm	Co ppm	Cr ppm	Cu ppm
17512	<0.5	0.058	<1	>20000	<3	0.11	<1	<1	29	9

N° ASAI	Fe %	Ga ppm	Hg ppm	In ppm	K %	La ppm	Li ppm	Mg %	Mn ppm	Mo ppm
17512	0.082	<1	<1	<1	0.007	<1	<1	0.020	10	<1

N° ASAI	Na %	Ni ppm	P ppm	Pb ppm	S %	Sb ppm	Se ppm	Sn ppm	Sr ppm	Te ppm
17512	0.048	2	15	55	0.286	1	<1	<2	648	<3


N° ASAI	Ti %	Tl ppm	V ppm	W ppm	Zn ppm	Zr ppm
17512	0.001	<2	<1	<2	19	<1

N° ASAI	17512
Sulfato de Bario (BaSO ₄)	% 94.60
Densidad	g/cm ³ 4.37
Humedad	% 0.13

MÉTODOS:

ASAPE Método Multielementos ICP
 ASAPE 86 Determinación de Sulfato de Bario (Gravimétrico)
 ASAPE 163 Determinación de Densidad

Lima, 15 de Diciembre del 2017


Laboratorio de Inorgánica
 Ing. Hugo Ricaldi E.



MAP

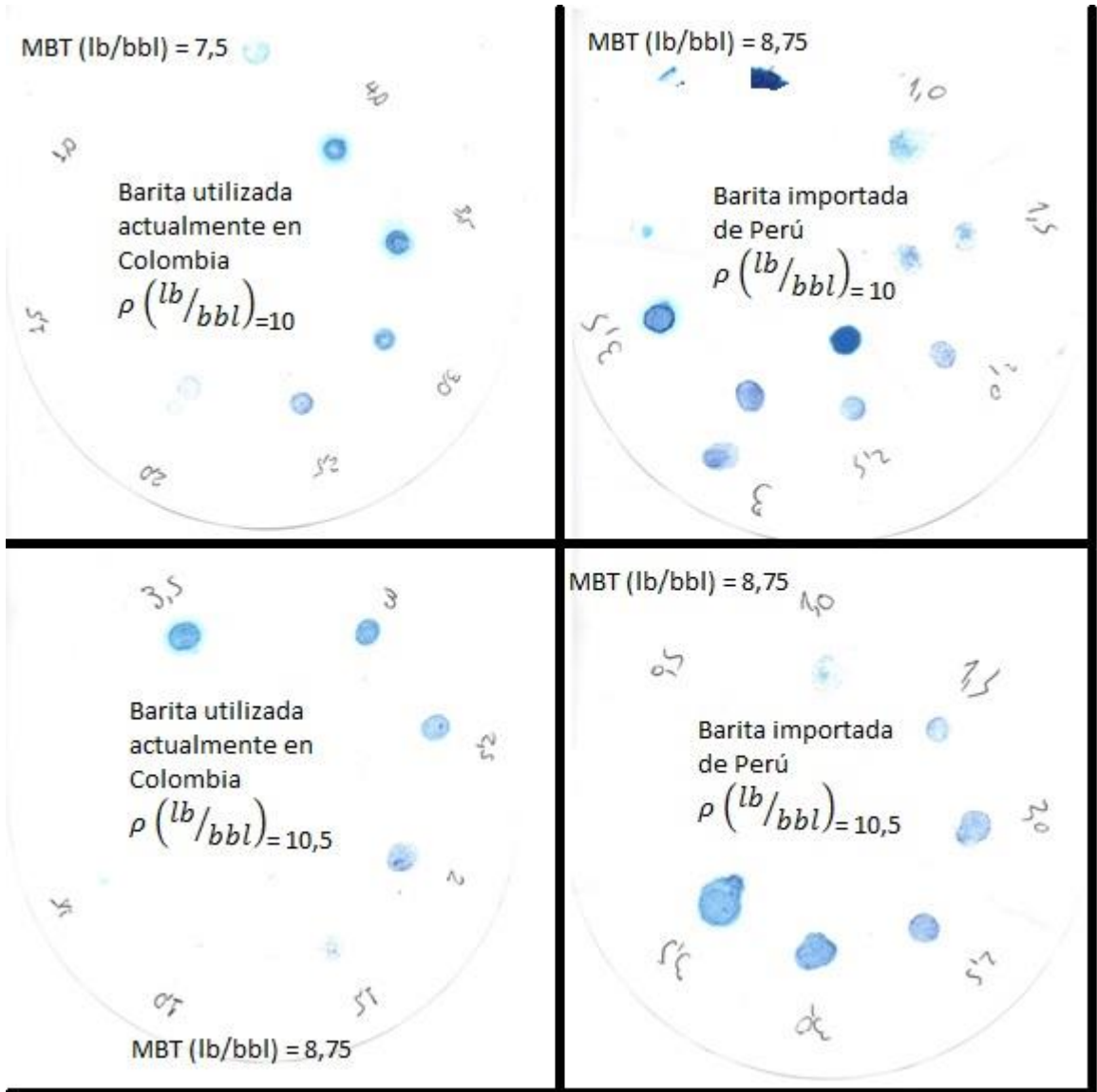
Los resultados emitidos en este informe corresponden únicamente a la cantidad de muestra recibida y ensayada en el laboratorio, no deben ser utilizados como certificación de conformidad con las normas de producto o sistema de calidad.
ADVERTENCIA: La alteración parcial o total de este documento es penalizado por ley. Cualquier corrección sólo podrá ser realizada por Alex Stewart (Assayers) del Perú S.R.L. reemplazándolo por uno nuevo.

ASA-P-T-09

Form 15.-Rev 06-Ene.13

ESTE DOCUMENTO HA SIDO EMITIDO EN BASE A LOS RESULTADOS DE ANÁLISIS Y PRUEBAS EFECTUADOS EN NUESTRO LABORATORIO CON LA MAYOR HABILIDAD, CONOCIMIENTOS Y BUENA FE. LA RESPONSABILIDAD DE ALEX STEWART (ASSAYERS) DEL PERÚ S.R.L. AL EMITIR EL PRESENTE DOCUMENTO ESTA LIMITADA A LAS CONDICIONES DE PRESTACION DE NUESTROS SERVICIOS ACEPTADAS POR EL CLIENTE. EL PRESENTE DOCUMENTO NO EXIME A LAS PARTES CONTRATANTES DE SUS OBLIGACIONES NI LIMITA EL EJERCICIO DE SUS DERECHOS.

ANEXO E.
RESULTADOS PRUEBAS MBT



ANEXO F.
INFORME PRUEBAS BARITA EXTRAÍDA DE PERÚ



Análisis y Tratamiento de Aguas Potables,
Residuales, Piscinas, Suelos
y Cortes de Perforación.

Código FLAB-07
VERSION : 7
Fecha 2019/03/22

INFORME REPORTE DE RESULTADOS LABORATORIO

INFORMACIÓN CLIENTE	
Empresa:	Universidad de América (Trabajo de Grado)
Dirección:	Av. Circunvalar #20-53
CC	1016082916
Contacto:	Carlos Andrés Domínguez Camargo
Teléfono:	3176433265
E: mail:	carlos.dominguez@estudiantes.uameria.edu.co
Departamento:	Cundinamarca
Municipio:	Bogotá
IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA	
Muestra	Barita extraída de Perú
Fecha de Análisis	16/08/2019

Resultados muestra			
PARAMETRO	METODO ANALITICO	UNIDAD	Resultado Muestra
pH	S.M.4500-H* 2005 21 st	Unidades de pH	8,2
Color	Hach 8025	-	Café
Gravedad Especifica	ASTM D 287	-	4,35
Bario	Hach	mgBa/L	73
Sulfatos	S.M. 4500-SO42- E 2005 21 st	mg SO4/L	-

OBSERVACIONES:
El resultado corresponde únicamente a la muestra analizada y bajo condiciones de prueba
Prohibida la reproducción total o Parcial de este documento sin autorización del Laboratorio

JUAN DAVID RODRIGUEZ
TP 23682 CPIQ ANALISTA LABORATORIO



15/08/2019

C:\Users\Usuario\Downloads\carlos.dominguez
Calle 87 No. 49 - 21 - PBX: (571) 621 63 35
Cel.: 312 3522475 - 314 355 2939 comercial@imasas.com
Bogotá, D.C. Colombia

1.06.1

ANEXO G.
INFORME PRUEBAS BARITA USADA ACTUALMENTE EN COLOMBIA



Análisis y Tratamiento de Aguas Potables,
 Residuales, Piscinas, Suelos
 y Cortes de Perforación.

Código FLAB-07
 VERSION : 7
 Fecha 2019/03/22

INFORME REPORTE DE RESULTADOS LABORATORIO

INFORMACIÓN CLIENTE	
Empresa:	Universidad de América (Trabajo de Grado)
Dirección:	Av. Circunvalar #20-53
CC	1016082916
Contacto:	Carlos Andrés Domínguez Camargo
Teléfono:	3176433265
E: mail:	carlos.dominguez@estudiantes.uameria.edu.co
Departamento:	Cundinamarca
Municipio:	Bogotá
IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA	
Muestra	Barita extraída de Perú
Fecha de Análisis	16/08/2019

Resultados muestra			
PARAMETRO	METODO ANALITICO	UNIDAD	Resultado Muestra
pH	S.M.4500-H* 2005 21 st	Unidades de pH	8,2
Color	Hach 8025	-	Café
Gravedad Especifica	ASTM D 287	-	4,35
Bario	Hach	mgBa/L	73
Sulfatos	S.M. 4500-SO42- E 2005 21 st	mg SO4/L	-

OBSERVACIONES:
 El resultado corresponde únicamente a la muestra analizada y bajo condiciones de prueba
 Prohibida la reproducción total o Parcial de este documento sin autorización del Laboratorio

Juan David Rodríguez
 JUAN DAVID RODRIGUEZ
 TP 23682 CPIQ ANALISTA LABORATORIO



15/08/2019

C:\Users\Usuario\Downloads\carlos.dominguez
 Calle 87 No. 49 - 21 - PBX: (571) 621 63 35
 Cel.: 312 3522475 - 314 355 2939 comercial@imasas.com
 Bogotá, D.C. Colombia

1061