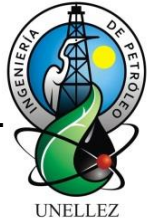




**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

Análisis de las propiedades reológicas de un fluido de perforación base agua con Carbonato de Calcio comercial y natural en el laboratorio de fluidos de perforación (UNELLEZ Barinas)

AUTOR: Luis Pérez

C.I: 27.350.323

Hector Quintero

C.I: 27.510.207

Tutor Académico: Jean Jimenez

Barinas, Septiembre de 2022



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**Análisis de las propiedades reológicas de un fluido de
perforación base agua con Carbonato de Calcio comercial y
natural en el laboratorio de fluidos de perforación (UNELLEZ
Barinas)**

Trabajo Especial de Grado presentado como requisito parcial para optar por
el título de: Ingeniero de Petróleo.

AUTOR: Luis Pérez

C.I: 27.350.323

Héctor Quintero

C.I: 27.510.207

Tutor Académico: Jean Jiménez

Barinas, Septiembre de 2022



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor (a) del Trabajo de Especial de Grado presentado por los ciudadanos **Pérez Luis, C.I. 27350323, Quintero Héctor, C.I: 27510207** para optar al título de **Ingeniero de Petróleo**, considero que este reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Barinas a los _____ días del mes de _____ de

Tutor (a): Jean Jimenez

C.I.: 15.072.348



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



Análisis de las propiedades reológicas de un fluido de perforación base agua con Carbonato de Calcio comercial y natural en el laboratorio de fluidos de perforación (UNELLEZ Barinas)

POR AUTOR(ES): Luis Pérez
 C.I: 27.350.323
 Héctor Quintero
 C.I: 27.510.207

Trabajo Especial de Grado aprobado en nombre de la Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales "Ezequiel Zamora" por el siguiente jurado, a los _____ días del mes de _____ de _____.

JURADO C.I.

JURADO C.I.

TUTOR C.I. 15.072.348

DEDICATORIA

El presente TEG va dedicado principalmente a Dios, por darme vida y salud para alcanzar una de tantas metas propuestas.

A mis padres Marcos Pérez e Yrma Quevedo por guiarme por el buen camino, darme lo mejor de ellos, su amor, orientación, confianza, paciencia y su apoyo en todo momento, a ustedes le dedico mi primer triunfo como profesional.

A mi abuela Cristina Torres que siempre me brindo su amor y cariño. Siempre expresando el querer estar presente el día de culminación de mi carrera académica, sé que desde el cielo estará orgullosa.

A mi abuelo Andrés Sánchez por su cariño y todos los consejos dados para de esta forma guiarme con un buen camino.

A mi hermana María Perez por el cariño y apoyo que siempre ha brindado.

A mis tíos y tías que siempre estuvieron dando apoyo y palabras de ánimo para seguir adelante.

A mis amigos y amigas por siempre estar presentes en los buenos y malos momentos, compartiendo alegrías, angustias, tristezas y felicidad. Para todos ellos a pesar del paso del tiempo siempre tendrán un lugar en mi corazón.

Y a todas aquellas personas que colocaron su granito de arena para de esta manera alcanzar una meta la cual me propuse desde pequeño.

Luis Pérez

DEDICATORIA

El presente trabajo especial de grado lo dedico primeramente a Dios, por su apoyo en los momentos más cruciales de nuestra carrera, por inspirarme y guiarme en este largo camino para obtener mi anhelo más deseado.

A mis abuelos maternos que están de fiesta en el cielo Augusto Patiño y Grisilda Morales junto con mi abuelo paterno Don José.

A mi llanera del alma mi abuela Doña Zoila gracias por inspirarme cada día.

A mis padres Crisálida Patiño y Oswaldo Quintero por brindarme su amor, trabajo y sacrificio en todos estos años, gracias a ustedes he logrado llegar hasta aquí y convertirme en lo que soy, es admirable ser su hijo.

A mis tíos (as) por apoyarme siempre en especial a mi tía Miriam y Marys, así como mi tía Grisbeth Dam por enseñarme a vivir la vida al máximo.

A mis hermanos (as) por estar siempre presentes, acompañándome en este largo camino y por el apoyo que me brindaron a lo largo de esta etapa de mi vida.

A todas las personas que me han brindado apoyo y han hecho que el trabajo se realice con éxito, en especial a aquellos que nos abrieron las puertas y compartieron sus conocimientos, a todos ustedes gracias.

Héctor Quintero

RECONOCIMIENTO

A Dios Todopoderoso quien ha sido nuestro guía espiritual, por habernos dado salud, fortaleza, entendimiento, motivación y sabiduría para lograr nuestra meta.

A nuestros padres quienes siempre no han dado todo el amor, apoyo, comprensión y colaboración, gracias a ellos hoy por hoy hemos alcanzado nuestros sueño y anhelo más deseado. Estamos orgullosos de ser sus hijos.

A nuestros hermanos quienes siempre nos brindan todo su cariño y entusiasmo a seguir adelante ante toda adversidad.

A la UNELLEZ por abrirnos sus puertas y contribuir a nuestra formación profesional y los profesores por su orientación, asesoría y guía para alcanzar nuestros objetivos propuestos.

Al profesor Jean Jiménez por tenerlo como tutor académico y guiarnos con paciencia en esta investigación, brindándonos todo su conocimiento y consejos para de esta forma cumplir con el cometido.

Al profesor Deivis Gonzales por siempre brindarnos el apoyo y disposición del laboratorio haciendo posible el desarrollo de las actividades del trabajo especial de grado.

A nuestros amigos quienes son considerados familia siempre proporcionando apoyo y ayuda en todo momento y juntos superando todo obstáculo que se presentara.

ÍNDICE GENERAL

LISTA DE TABLAS	xiv
LISTA DE FIGURAS	xv
LISTA DE ECUACIONES	xvi
Resumen	xvii
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	3
EL PROBLEMA.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	4
OBJETIVO GENERAL.....	4
OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	4
JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	5
ALCANCES Y LIMITACIONES	5
ALCANCES.....	5
LIMITACIONES	6
CAPITULO II	7
MARCO CONTEXTUAL	7
ÁREA DE LA INVESTIGACIÓN	7
ANTECEDENTES DEL ESTUDIO	7
MARCO TEÓRICO.....	9
Perforación de pozos petroleros.....	9
Métodos de perforación.....	10
1. Perforación por percusión:.....	10
2. Perforación rotatoria	10
Tipos de Pozos:.....	11
1. Pozos Exploratorios:.....	11
2. Pozos de Evaluación:	11
3. Pozos petroleros de desarrollo:	12
Clasificación de pozos:.....	12
1. Pozos verticales:	12
2. Pozos horizontales:	13
3. Pozos Desviados:.....	13

4. Pozos multilaterales:	14
Sistemas de perforación.....	14
1. Sistema de Izaje:	15
2. Sistema de rotación:.....	16
3. Sistema de potencia:	16
4. Sistema de circulación de fluidos:	17
5. Sistema de control de sólidos:.....	17
6. Sistema de seguridad:.....	18
7. Sistemas auxiliares:.....	18
Que es un fluido	18
Clasificación y descripción de los fluidos	19
1. Fluidos Newtonianos	20
2. Fluidos no-Newtonianos	20
a. Fluidos independientes del tiempo	20
b. Fluidos dependientes del tiempo.....	21
3. Fluidos viscoelasticos	22
Fluidos de perforación.....	22
Funciones de los fluidos de Perforación.....	22
1. Remoción de los recortes del pozo:	23
2. Control de las presiones de formación:	24
3. Suspender los recortes:.....	24
4. Obturación de las formaciones permeables:	25
5. Mantenimiento de la estabilidad del agujero:.....	26
6. Minimizar los daños de la formación:	27
7. Enfriamiento lubricación y sostenimiento de la barrena:	28
8. Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y la barrena:	29
9. Asegurar la evaluación adecuada de la formación:	29
10. Control de la corrosión:	29
11. Facilitar la cementación y completación:	30
12. Minimizar el impacto del medio ambiente:.....	31
Propiedades reológicas de los fluidos de perforación	31
1. Propiedades físicas	32

a.	Densidad (ρ).....	32
b.	Viscosidad (μ)	33
c.	Viscosidad plástica (μ_p)	33
d.	Viscosidad aparente (μ_a)	34
e.	Viscosidad específica:	35
f.	Punto cedente (YP) :	35
g.	Tixotropía y esfuerzo de gel:	36
h.	Filtrado	37
i.	Contenido de sólidos y líquidos	38
2.	Propiedades químicas:	39
a.	PH	39
b.	Alcalinidad	41
c.	Dureza.....	41
d.	Cloruros.....	41
	Clasificación de los fluidos de perforación:	41
	Lodos base agua (WBM):.....	42
1.	Lodos dispersos	43
a.	Lodos salados	43
b.	Lodos tratados con calcio:.....	44
2.	Lodo polímero:.....	44
3.	Lodo no disperso:	45
a.	Lodos primarios:.....	46
b.	Los ligeramente tratados:.....	46
	Aditivos para lodos base agua	47
1.	Agentes de peso.....	47
2.	Productos inorgánicos espesantes y viscosificadores:.....	47
3.	Químicos alcalinos:	47
4.	Químicos para salinidad:	48
5.	Antiespumantes:.....	48
6.	Inhibidores de corrosión e incrustación:	48
7.	Lubricantes de perforación:	48
8.	Emulsificadores:	49
	Componentes de un lodo base agua:.....	49

1. Agua:	49
2. Densificante:	49
3. Viscosificante:	49
4. Dispersante:	50
5. Controlador de filtrado:	50
6. Surfactantes:	50
7. Controladores de pH:	50
Problemas con los lodos de perforación base agua	51
Ventajas y desventajas del lodo base agua	52
Ventajas:	52
Desventajas:	52
Fluidos base aceite:	52
1. Lodos de emulsión normal:	53
2. Lodos de emulsión inversa:	53
Utilidad de los lodos base aceite	54
1. Sistemas de emulsión firme	54
2. Sistema de filtrado relajado (FR):	55
3. Sistema con alto contenido de agua:	55
4. Sistema de perforación 100% aceite:	55
Ventajas y desventajas lodo base aceite (OBM)	56
Ventajas	56
Desventajas	56
Aditivos para lodo base aceite	57
1. Aceites minerales	57
2. Emulsificante:	57
3. Cal:	58
4. Humectante:	58
5. Agua:	58
6. Controlador de filtrado:	59
7. Activador polar	59
8. Barita:	59
9. Arcilla organofílica:	59
a. Funciones de las arcillas en perforación:	60

b.	Propiedades de flujo y densidad:	61
c.	Propiedades de sello:.....	61
d.	Otras propiedades:.....	61
	Bentonita	62
	Características de la bentonita:.....	62
	Aplicación de la bentonita para lodos de perforación:	63
	Roca caliza:.....	64
1.	Calizas Biológicas:	64
2.	Calizas químicas:	65
3.	Calizas evaporíticas (cavernícolas):	65
	Ambientes formadores de caliza	66
	Composición de la caliza:.....	67
	Origen químico de la caliza	68
	Principales derivados de la caliza	68
1.	Cal:	68
2.	Cal Viva:	68
3.	Cal hidratada:	69
4.	Cal hidráulica:.....	69
	Aplicaciones de la caliza:	69
	Carbonato de calcio:	70
	Funciones del carbonato de calcio:.....	70
1.	Granulometría:.....	71
2.	Gravedad específica del carbonato de calcio.	71
3.	Color:.....	71
	Condiciones de almacenamiento:	71
	Propiedades del carbonato de calcio	72
	SISTEMA DE VARIABLES.....	72
	MAPA DE VARIABLES.	73
	NORMATIVA Y ASPECTOS LEGALES.....	75
	CAPITULO III.....	77
	MARCO METODOLÓGICO.....	77
	TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	77
	METODOLOGÍA.....	78

1.	Preparación de las muestras:	79
2.	Obtención de la densidad con la balanza de lodos	80
3.	Proceso para determinar la viscosidad plástica, viscosidad aparente, punto cedente y esfuerzo gel.....	81
4.	Proceso para el contenido de líquidos y sólidos.....	83
5.	Procedimiento para medir el PH.....	84
6.	Procedimiento para el porcentaje de filtrado y revoque.....	85
	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	86
	TÉCNICAS, INSTRUMENTOS Y MATERIALES APLICADOS EN LA RECOLECCIÓN DE DATOS.....	87
	CAPITULO IV.....	90
	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	90
	CAPITULO V.....	105
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	105
	CONCLUSIONES.....	105
	RECOMENDACIONES	106
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	108
	Anexos.....	110

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades típicas de un lodo salado.	44
Tabla 2. Propiedades típicas de un lodo polímero.	45
Tabla 3. Propiedades típicas de un lodo no disperso.	46
Tabla 4. Componentes de un lodo típico a base de aceite.	53
Tabla 5. Mapa de Variables.....	73
Tabla 6. Formulación de un lodo base agua no disperso con carbonato de calcio comercial.	90
Tabla 7. Formulación de un lodo base agua disperso con carbonato de calcio comercial.	91
Tabla 8. Formulación de un lodo base agua no disperso con carbonato de calcio natural.	92
Tabla 9. Formulación de un lodo base agua disperso con carbonato de calcio natural.	92
Tabla 10. Propiedades reológicas de un lodo no disperso con carbonato de calcio comercial.	93
Tabla 11. Propiedades reológicas de un lodo disperso con carbonato de calcio comercial.	94
Tabla 12. Propiedades reológicas de un lodo no disperso con carbonato de calcio natural.	95
Tabla 13. Propiedades reológicas de un lodo disperso con carbonato de calcio natural.	96
Tabla 14. Propiedades reológicas de un lodo no disperso base agua con carbonato de calcio natural y comercial.	97
Tabla 15. Propiedades reológicas de un lodo disperso base agua con carbonato de calcio natural y comercial.	101

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Sistema de perforación.....	14
Figura 2. Clasificación y descripción de los fluidos	19
Figura 3. Balanza de lodos	32
Figura 4. Viscosímetro de Fann.....	33
Figura 5. Filtro prensa API	38
Figura 6. Retorta.....	39
Figura 7. Papel indicador de pH	40
Figura 8. pHmetro.	40
Figura 9. Clasificación de los fluidos de perforación	42
Figura 10. Problemas con lodos base agua	51
Figura 11. Depósitos de roca caliza en Venezuela	67
Figura 12. Pesado de las muestras.....	79
Figura 13. Agitando las muestras	80
Figura 14. Determinación de la densidad.....	81
Figura 15. Realizando lecturas en el viscosímetro de Fann.	82
Figura 16. Realizando montaje de la retorta.....	84
Figura 17. Medición del pH.....	85
Figura 18. Medición de la prueba de filtrado en el filtro prensa.....	86

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Densidad.....	32
Ecuación 2. Viscosidad plástica.....	34
Ecuación 3. Viscosidad aparente	35
Ecuación 4. Punto cedente.....	35
Ecuación 5. Esfuerzo gel	37



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES “EZEQUIEL ZAMORA”
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



Análisis de las propiedades reológicas de un fluido de perforación base agua con Carbonato de Calcio comercial y natural en el laboratorio de fluidos de perforación (UNELLEZ Barinas)

AUTOR:

Luis Pérez C.I: 27.350.323

Héctor Quintero C.I: 27.510.207

Tutor Académico: Jean Jiménez

Septiembre, de 2022

Resumen

El presente estudio se basa en evaluar las propiedades reológicas de un fluido de perforación base agua formulado con CaCO_3 , con el fin de determinar la factibilidad técnica del uso del carbonato de calcio natural como agente densificante y obturador en la elaboración de un fluido de perforación, partiendo de la creciente necesidad de proponer e implementar una opción viable que sustituya el CaCO_3 comercial ya utilizado en la empresa. Así mismo, para el desarrollo de la investigación se llevó a cabo una metodología experimental donde por medio del diseño y construcción del fluido de perforación se realizaron pruebas en los modelos elaborados, llegando de esta manera a una serie de resultados donde se observó que gran parte de las propiedades reológicas en los fluidos formulados con carbonato de calcio natural estaban dentro de los rangos establecidos, por lo que se llegó a una conclusión donde el CaCO_3 natural extraído de una roca caliza marrón claro funciona como sustituto del CaCO_3 comercial, puesto que cumple con el funcionamiento de proporcionar densidad al lodo y generar un buen revoque en el pozo.

Descriptorios o palabras claves: Fluido, Aditivo, Propiedades, Densidad, Revoque

E-mail del autor o autores: luisfer02082013@gmail.com / hectorjose27510207@gmail.com

INTRODUCCIÓN

Los lodos de perforación son de gran importancia en la fase de construcción de un pozo puesto que cumplen con diferentes funciones como controlar la presión de formación, sostener la barrena, minimizar el daño a la formación, suspender los recortes de perforación, entre otras funciones. Para poder diseñar un lodo se debe generar una formulación adecuada, principalmente esto depende del tipo de formación y las necesidades operacionales que se requieran, por su parte los aditivos que se encuentran dentro de la formulación deben cumplir con los estándares de calidad.

El estudio de esta investigación consta del uso del carbonato de calcio natural para la formulación de un fluido de perforación base agua como sustituto de su forma comercial, considerando que el carbonato de calcio es un agente densificante y obturador, utilizándose según las necesidades operacionales lo requieran a la hora de realizar un diseño de lodo. Es por ello que se toma en consideración las ventajas de CaCO_3 como producto de bajo costo, agente puenteante efectivo y esencialmente inerte que posee un efecto mínimo en las propiedades del fluido.

El siguiente trabajo está estructurado por capítulos, donde da inicio para el capítulo I mencionando el problema, así como los objetivos de la investigación teniendo como general el “Analizar las propiedades reológicas de un fluido de perforación diseñado en el laboratorio de la UNELLEZ en base a carbonato de calcio comercial y natural”, para el capítulo II se describen los antecedentes de los cuales se sustenta esta investigación y se detallan todas las bases teóricas que sirven como conocimiento para el desarrollo del trabajo. Posteriormente en el capítulo III se especificara el tipo y metodología de investigación usada, explicando paso a paso el procedimiento que se llevó a cabo para realizar las pruebas de laboratorio, de esta manera para el capítulo IV se describirán los resultados de las

propiedades reológicas obtenidas para así finalmente en el capítulo V llegar a una serie de conclusiones y recomendaciones que servirán como base para futuras investigaciones relacionadas al uso del carbonato de calcio natural como densificante y agente obturador en el diseño de fluidos de perforación.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La perforación de pozos es una actividad que se ha practicado en muchos países del mundo desde tiempos antiguos, en sus inicios su fin primordial era obtener salmuera y agua dulce mucho antes del establecimiento de la industria petrolera; a lo largo de la historia su técnica ha variado notablemente mejorando cada vez más el rendimiento del proceso para la construcción de pozos petroleros. En cuanto a los componentes implícitos en el desarrollo de esta actividad, los fluidos o lodos de perforación son parte fundamental ya que estos representan el éxito o fracaso de la producción del petróleo, siendo en la construcción de pozos donde se presentan diferentes daños a la formación, donde la invasión del filtrado del lodo es el principal causante del mismo

Existen tres propiedades básicas de los fluidos de perforación que se deben controlar a la hora de construir un pozo. Estas propiedades son densidad, reología y el control del filtrado. Todos los productos que se agregan a un fluido de perforación se hacen con el propósito de controlar una o más de estas propiedades. Siendo el carbonato de calcio un aditivo densificante utilizado frecuentemente a nivel mundial.

En Venezuela el carbonato de calcio es utilizado como densificante y agente obturador, debido a la facilidad con la que se puede lograr una distribución de tamaño y concentración correcta de partículas de tal forma que se genere rápida y eficazmente un sello de poro, formando así el revoque. De igual manera es utilizado en la cuenca Barinas-Apure en la construcción de pozos, lo cual significa un alto consumo de este aditivo por lo

tanto se requiere un abastecimiento constante, y a su vez conlleva implementar una alternativa viable.

En tal sentido, la perspectiva de este trabajo es comparar las propiedades reológicas de un fluido de perforación con carbonato de calcio comercial y natural, así determinar la factibilidad del uso del carbonato de calcio de forma natural. Consecutivamente se plantean las siguientes interrogantes: ¿Cuáles serían las propiedades reológicas de un fluido de perforación formulado con carbonato de calcio en su forma comercial y natural?, ¿Cuál sería el carbonato de calcio más viable tomando en consideración las propiedades reológicas para ser usado como fluido de perforación?, ¿Es factible el uso de lodo de perforación formulado con carbonato de calcio natural?

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

OBJETIVO GENERAL

Analizar las propiedades reológicas de un fluido de perforación diseñado en el laboratorio de la Unellez en base a carbonato de calcio comercial y natural.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Diseñar un lodo de perforación formulado con carbonato de calcio comercial.
2. Diseñar un lodo de perforación formulado con carbonato de calcio natural.
3. Definir las propiedades reológicas de un fluido de perforación usando carbonato de calcio comercial y natural.
4. Comparar las propiedades reológicas del lodo de perforación con carbonato de calcio natural y comercial.

5. Determinar la factibilidad técnica del uso de un lodo de perforación con carbonato de calcio natural, para la construcción de un pozo.

JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

En la industria petrolera a la hora de construir un pozo es necesario contar con un diseño adecuado de un lodo de perforación, es por esto que el siguiente trabajo de grado toma en consideración las ventajas del carbonato de calcio como: producto soluble en ácido que minimiza los daños a la formación, de bajo costo y de fácil accesibilidad en el mercado, agente puenteante efectivo, esencialmente inerte que tiene un efecto mínimo en las propiedades del fluido y tamaños únicos de partículas.

El desarrollo de este trabajo de investigación se realizará con la finalidad de buscar una alternativa para la sustitución de un aditivo comercial por otro cuyas propiedades sean equivalentes, en este caso haciendo uso del carbonato de calcio en su forma natural, el cual daría respuesta a la creciente necesidad de obtener una opción que nos permitan minimizar el daño a la formación así como también; cumplir la función de densificante permitiendo un desarrollo sustentable en las operaciones de perforación y producción de hidrocarburo, generando un impacto positivo tanto natural evitando la contaminación de acuíferos, como social no afectando a la población de la zona de influencia con contaminación de suelos.

ALCANCES Y LIMITACIONES

ALCANCES

El estudio está circunscrito al mejoramiento del sistema de perforación de la industria petrolera, empleando un diseño de un fluido de perforación base

agua con carbonato de calcio en su estado natural, siendo esta la roca caliza la cual posee una concentración de más de 50% de carbonato de calcio (CaCO_3), de tal forma se aspira ofrecer una opción viable a la industria para la fabricación de lodos utilizados en la construcción de pozos superficiales cumpliendo de esta manera con los rangos aceptables establecidos en el manual de fluidos de perforación API.

De esta manera el estudio se desarrolla en un lapso de tiempo de 24 semanas, en las instalaciones de la Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales Ezequiel Zamora (UNELLEZ) VPDS-Barinas. Seguidamente desde el punto de vista metodológico este trabajo especial de grado sirve a futuros estudios, siendo así un antecedente en próximas investigaciones relacionadas a fluidos de perforación.

LIMITACIONES

Los factores que afectaron el desarrollo de esta investigación se indican a continuación:

1. Limitaciones en los equipos del laboratorio para poder realizar pruebas de filtrado y la prueba de presión – temperatura.
2. Dificultades para poder obtener carbonato de calcio natural y surfactantes para realizar un lodo principal.
3. Desconocimiento de la composición mineralógica de la roca caliza obtenida.

CAPITULO II

MARCO CONTEXTUAL

ÁREA DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación se llevó a cabo como ensayo piloto en el Laboratorio de Fluidos de Perforación de la Universidad Experimental de los Llanos Occidentales “Ezequiel Zamora”. Ubicada en la Redoma de Punto Fresco, Av. 23 de Enero, Barinas 5201, Barinas.

ANTECEDENTES DEL ESTUDIO

Angarita Gamba J., Pérez Gonzales H. (2020), Titulo: “Evaluación Técnica del uso del carbonato de calcio en las propiedades reológicas de un fluido de perforación para un campo del Norte de Santander”, Este trabajo fue dirigido principalmente a evaluar técnicamente el uso del carbonato de calcio en las propiedades reológicas de un fluido de perforación con la finalidad de estudiar la factibilidad, beneficio – costo del uso de carbonato de calcio extraído de las minas con respecto al utilizado en ese momento. El estudio se llevó a cabo primeramente por el almacenamiento del CaCo_3 en silos de la zona, al implementar el carbonato de calcio de la mina en el fluido de perforación se llegó a la conclusión que este tiene mejor pureza al utilizado con anterioridad, así mismo resulto más eficaz debido a su alta densidad, y el beneficio – costo se vio de manera positiva a causa de la cercanía que se encontraba la mina con respecto al campo, dando las operaciones de recolección y adquisición más económicas que al traer el carbonato de calcio usado con anterioridad. En tal sentido da como aporte a nuestro trabajo de investigación, la comprensión técnica del uso del carbonato

de calcio en un fluido de perforación, así como también las propiedades reológicas que presenta.

Villarroel Aguirre L. (2014), Título: **“Diseño de un fluido de perforación drill-in compuesto por carbonato de calcio para minimizar el daño en formaciones productoras en el campo Sacha”**, El trabajo especial de grado está dirigido principalmente a conocer un poco más sobre los fluidos de perforación en especial a encontrar una granulometría de Carbonato de Calcio adecuada en la formulación de un fluido DRILL-IN para poder minimizar el daño en formaciones productoras. El problema identificado fue es la invasión del filtrado de lodo hacia la formación por lo que se aplicó una combinación de Carbonato de Calcio como agente sellante. Se concluyó que a mayor cantidad agregada de CaCo_3 se observó que la viscosidad plástica tendía a aumentar, así como el espesor de revoque generado en la prueba de filtro prensa, dando como terminación que el carbonato de calcio es efectivo para minimizar el daño de la formación, siendo efectivo como agente punteante, debido a que cumplió los requerimientos de reología, filtrado API y filtrado PPT. Desde la perspectiva general, el anterior proyecto nos orienta a que la granulometría del carbonato de calcio es fundamental para tener una mejor eficiencia a la hora de generar una torta de filtrado, para así minimizar la invasión de fluido hacia la formación.

Duque H., Vaca Z. (2012), Título: **“Estudio de la mezcla óptima de carbonato de calcio del fluido de perforación Drill-In base (goma xántica, almidón) para minimizar el daño en las zonas productoras del campo Yanaquincha”**, su objetivo esencial fue realizar un estudio granulométrico para obtener la mezcla óptima el carbonato de calcio en un fluido de perforación para la sección productora con la finalidad de disminuir el daño de formación. El estudio y desarrollo de esta nueva mezcla de carbonato de calcio para un fluido Drill-In, es de suma importancia para trabajos posteriores ya que técnicamente se denomina como un fluido apto

para el trabajo en la tercera sección, que cuenta con una excelente calidad y sin perder las propiedades que los anteriores fluidos poseían, además de ser económicamente rentable brindando un mejor rendimiento y servicio. De tal forma el estudio realizado por estos autores nos brinda conocimiento sobre la obtención de una mezcla óptima de carbonato de calcio en un lodo de perforación.

MARCO TEÓRICO

Perforación de pozos petroleros

El sector petrolero es considerado como una de las áreas de interés más importantes para la economía mundial y esta industria es considerada en términos de capacidad como una de las más grandes y al mismo tiempo una de las más sofisticadas en el mundo. Los procesos que envuelve esta industria están relacionados con la perforación, el almacenamiento, el transporte y el procesamiento de crudos y su tendencia es la aplicación de diferentes mediciones en tiempo real y la optimización de las operaciones de producción con el propósito de garantizar procesos seguros, efectivos y de bajo costo.

La perforación de un pozo de petróleo se realiza a través de un equipo especial, las rocas son perforadas por la acción de la rotación y el peso aplicado a un taladro en extremo de una tubería. Los fragmentos de rocas o ripios son continuamente removidos a través de un fluido de perforación que se inyecta al pozo y que vuelve a la superficie por el espacio existente entre las paredes del pozo y la tubería de perforación.

Métodos de perforación

Una vez que se ha determinado que existe probablemente un yacimiento petrolífero, la única manera de averiguarlo es perforando. La perforación en busca de recursos naturales no es un concepto nuevo. En el año 1100 dC ya se perforaban pozos de salmuera en China con profundidades de hasta 3.500 pies, usando métodos similares a la perforación por percusión.

1. Perforación por percusión:

Éste es el método que usaron los primeros exploradores de petróleo (“wildcatters”) en el siglo XIX y a principios del siglo XX, y aún se usa hoy para algunos pozos someros. El método emplea una tubería de perforación pesada de acero con una barrena en la parte inferior, suspendida de un cable. El método consiste en levantar y soltar la herramienta repetidamente. La masa metálica que cae sobre la barrena proporciona la energía requerida para romper la roca, abriendo un agujero a través de ésta. El agujero permanece vacío, excepto una pequeña cantidad de agua en el fondo. Después de perforar unos cuantos pies, se sube la tubería de perforación (con su barrena) y se retira los recortes con un achicador (un tubo abierto con una válvula en el fondo). El método de perforación por percusión es simple, pero sólo es eficaz en los pozos someros. El avance de la obra es muy lento debido a la ineficiencia de la barrena y a la necesidad de retirar las herramientas con frecuencia para extraer los recortes.

2. Perforación rotatoria

Los equipos de perforación rotatoria se usan para distintos propósitos - perforación de pozos de petróleo, gas, agua, geotérmicos y de

almacenamiento de petróleo; extracción de núcleos para análisis de minerales; y proyectos de minería y construcción. Sin embargo, la aplicación más importante es la perforación de pozos de petróleo y gas. Según el método rotatorio (introducido en la industria de perforación de pozos de petróleo y gas alrededor de 1900), la barrena queda suspendida de la extremidad de una columna de perforación tubular (tubería de perforación) sostenida por un sistema de cable/bloques que, a su vez, está sostenido por una torre de perforación. La perforación ocurre cuando se hace girar la columna de perforación y la barrena, mientras que los lastrabarrenas y la barrena imponen peso sobre la roca.

Tipos de Pozos:

El tipo de pozo depende básicamente del propósito de la perforación por lo tanto solo existen 3 tipos de pozos los cuales son:

1. Pozos Exploratorios:

Son los primeros en ser perforados en un proyecto. El principal objetivo de estos pozos es establecer la presencia de hidrocarburos. Los datos geológicos tomados de los recortes, los núcleos y los registros nos permitirán saber si un pozo tendrá presencia de hidrocarburo o no. En resumen, la función de los pozos exploratorios es obtener la mayor cantidad de información al menor costo.

2. Pozos de Evaluación:

Es perforado como una etapa intermedia entre la exploración y la producción, para determinar el tamaño del campo, las propiedades del yacimiento y cómo van a ser producidos la mayoría de los pozos. Al conocer la geología de la zona el proceso de perforación o terminación de los pozos

podrá ser mejor diseñada para reducir al mínimo los daños al yacimiento.

3. Pozos petroleros de desarrollo:

El propósito principal de estos pozos es poner en producción al campo, siendo su prioridad la producción antes que la toma de datos. Existen diferentes tipos de Pozos:

- a. **Pozos de producción:** El objetivo de estos es optimizar la productividad del pozo por lo tanto son lo más numerosos
- b. **Pozos de Inyección:** Estos pozos son indispensables para producir el yacimiento. En particular algunos pozos inyectoros son usados para mantener la presión del yacimiento y otros para eliminar fluidos no deseados.
- c. **Pozos de Observación:** sirven para completar y monitorear varios parámetros del yacimiento. Algunas veces pozos que son perforados y no se pueden usar para producción o inyección son utilizados como observadores.

Clasificación de pozos:

La perforación de pozos depende de varias razones, entre ellas se encuentran; el área geográfica, las características y estructura del yacimiento, la columna geológica y la optimización de la producción del yacimiento al mínimo costo. Debido a esto, los pozos se pueden clasificar en:

1. Pozos verticales:

Dentro de la industria petrolera son los más comunes debido a las siguientes razones:

- a. La perforación es la más sencilla.
- b. Representan menos costos.
- c. Tienen una operación simple.
- d. Diseño óptimo para fracturamiento hidráulico.

- e. Ideales para yacimientos de espesor Homogéneo.

2. Pozos horizontales:

La perforación de estos pozos es debida principalmente a las siguientes razones:

- a. Yacimientos de poco espesor o columnas de aceite de poco espesor donde la relación no es demasiado baja y no hay barreras significativas a la permeabilidad vertical.
- b. Para minimizar bajas en la producción.
- c. Para minimizar la perforación de pozos para el desarrollo de un campo.
- d. En yacimientos fracturados donde un pozo horizontal da una mejor oportunidad de interceptar las fracturas.
- e. Para yacimientos propensos a la conificación de agua y gas.
- f. Para yacimientos propensos a la producción de arena.
- g. En combinación con la perforación de alcance extendido para drenar diferentes bloques o yacimientos, en un solo pozo.
- h. Cuando las cualidades del yacimiento varían en sentido lateral y un pozo horizontal da una mejor oportunidad de encontrar los mayores puntos de extracción.
- i. En combinación con la perforación de alcance extendido, para desarrollar los yacimientos en zona ambientalmente sensibles o desde una plataforma marina donde el número y la ubicación de los pozos de superficie está muy restringido.

3. Pozos Desviados:

La perforación de estos pozos puede ser usada para muchos de los propósitos de los pozos horizontales y adicionalmente para:

- a. Yacimientos de espesor grande donde la relación, es baja o existen barreras significativas a la permeabilidad vertical.
- b. Yacimientos lenticulares.

c. Yacimientos en capas.

4. Pozos multilaterales:

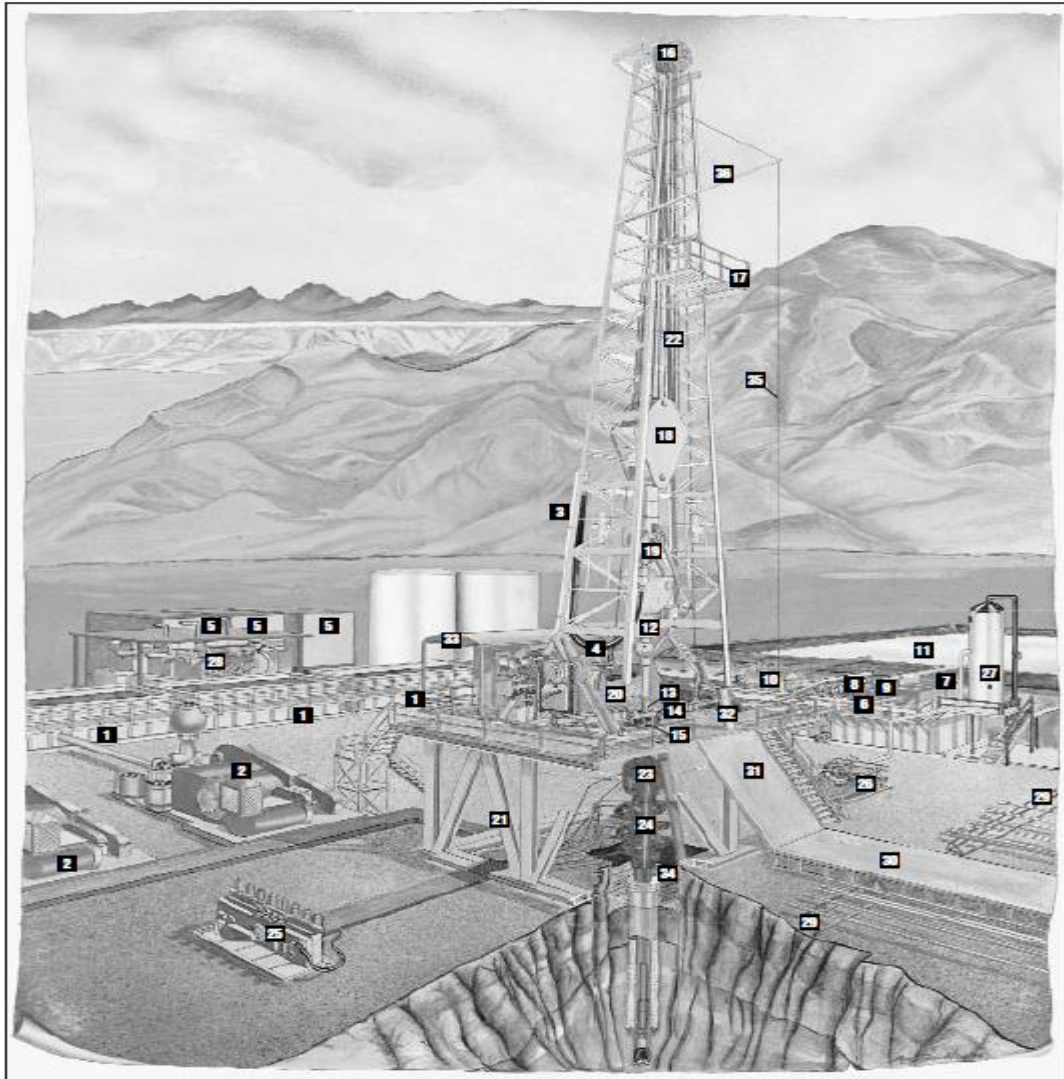
Se encargan de incrementar la productividad de pozo principalmente, incrementando la longitud de sección del yacimiento expuesta hacia el pozo. Otros beneficios incluyen la posibilidad de drenaje de más de un depósito o varios bloques de yacimiento en un solo pozo. Por ello las principales aplicaciones para estos pozos son:

- a. Mejora el drenaje en un yacimiento
- b. Acceso a intervalos y bloques discontinuos en un yacimiento.
- c. El drenaje de más de un yacimiento en un pozo.
- d. Mejora la eficiencia de los proyectos de recuperación secundaria y mejorada.
- e. En combinación con la perforación de alcance extendido, para desarrollar los yacimientos en zonas ambientalmente sensibles o desde una plataforma marina donde el número y la ubicación de los pozos de superficie está muy restringido.

Sistemas de perforación.

Figura 1. Sistema de perforación

Sistema de Circulación	Equipo Rotatorio	Equipo de Control de Pozo	Tuberías y Equipo de Manejo de Tuberías
1. Tanques de lodo	12. Unión giratoria	23. Preventor anular	29. Tarimas para tuberías
2. Bombas de lodo	13. Kelly	24. Preventores de reventones de ariete	30. Planchada
3. Tubo vertical	14. Buje de junta kelly	25. Unidad de acumulación	31. Puerta central
4. Manguera de perforación	15. Mesa rotatoria	26. Múltiple de estrangulamiento	32. Ratonera
5. Almacenamiento de lodo a granel	Sistema de Levantamiento	27. Separador de lodo-gas	Varios
6. Línea de retorno de lodo	16. Bloque de corona	Sistema de Energía	33. Caseta
7. Zaranda	17. Plataforma del torrero	28. Generadores	34. Sótano
8. Deslimador	18. Bloque viajero		35. Cable de levantamiento
9. Desarenador	19. Gancho		36. Poste grúa
10. Desgasificador	20. Malacate		
11. Tanques de reserva	21. Subestructura		
	22. Cable de perforación		



Fuente: Manual de fluidos de perforación API

1. Sistema de Izaje:

Se encarga de soportar el sistema de rotación durante la perforación del pozo y provee el equipo y áreas apropiadas para levantar, bajar o suspender los enormes pesos requeridos por el sistema de rotación. Se divide en dos partes primordiales:

- a. La estructura soporte:
 - La subestructura.

- El piso del equipo de perforación.
- La torre de perforación.

b. El equipo de izado:

- Malacate.
- Bloque corona.
- Bloque viajero.
- Gancho.
- Elevador.
- Cable (WireRope).

2. Sistema de rotación:

Dicho sistema se encarga de hacer rotar la sarta de perforación y hace que la barrena perfora el pozo hasta que penetre en una formación potencialmente productiva. Consecuentemente, es uno de los componentes más importantes en el equipo de perforación. Lo constituyen:

- Mesa giratoria.
- Trepano.
- Porta mecha o las tras barrenas.
- Barras de sondeo.
- Barra Kelly.
- Espacio anular.
- Top drive.
- Mud motor.

3. Sistema de potencia:

La función primordial del sistema de potencia es proporcionar la energía necesaria para operar a todos los otros sistemas del equipo de perforación y sus sistemas auxiliares.

- Motores diesel.
- Compresores de aire.
- Circuitos hidráulicos.

- d. Circuito neumático.
- e. Combustibles líquidos.
- f. Tanques de combustibles.

4. Sistema de circulación de fluidos:

Consiste en inyectar un fluido el cual se prepara en superficie para ser introducido en el pozo, mientras se va perforando, este fluido va circular por dentro de la sarta de perforación y sale por los orificios del trepano, circula por el espacio anular, luego sale a superficie donde será purificado. Formado por los siguientes elementos:

- a. Fluido de perforación.
- b. Tanque o presas de succión.
- c. Bombas de lodo.
- d. Línea de descarga.
- e. Línea de conducción a la torre.
- f. Manguera rotatoria.
- g. Sartas de perforación.
- h. Espacio anular-sarta.
- i. Línea de retorno (Línea de flujo o de flote).
- j. Tanques de asentamiento.
- k. Área para el acondicionamiento del lodo.

5. Sistema de control de sólidos:

Una vez que el lodo sale del pozo, hay que proceder a separarle los ripios producto de la perforación. El uso efectivo del equipo de acondicionamiento ayuda a reducir significativamente el desgaste en la bomba de lodos.

- a. Zarandas vibratorias.
- b. Desgasificado.
- c. Desarenadores.
- d. Deslimadores.

- e. Centrifuga.

6. Sistema de seguridad:

En la industria petrolera los riesgos y accidentes siempre están presentes, uno de los eventos menos deseados durante la perforación de un pozo son las arremetidas y los reventones. Un reventón es un flujo incontrolado de fluidos (petróleo, crudo o gas natural) desde la formación a la superficie después de que haya fracasado los sistemas de control de presión. La arremetida es la intrusión de hidrocarburos (gas o petróleo) o agua salada, una vez que se pierden los controles primarios conformados por el mantenimiento óptimo de las condiciones del fluido de perforación como son la densidad, reología, entre otros. Dentro del sistema de seguridad se presentan los siguientes elementos:

- a. Válvulas B.O.P.
- b. Separador gas líquido.
- c. Chokemanifold.
- d. Fosa de quema.
- e. Mata fuegos.
- f. Pirosalva.
- g. Señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- h. Recipientes para la segregación de residuos.

7. Sistemas auxiliares:

- a. Luminaria.
- b. Trailers habitacionales.
- c. Tanque de agua industrial.
- d. Planta depuradora coocal compacta.

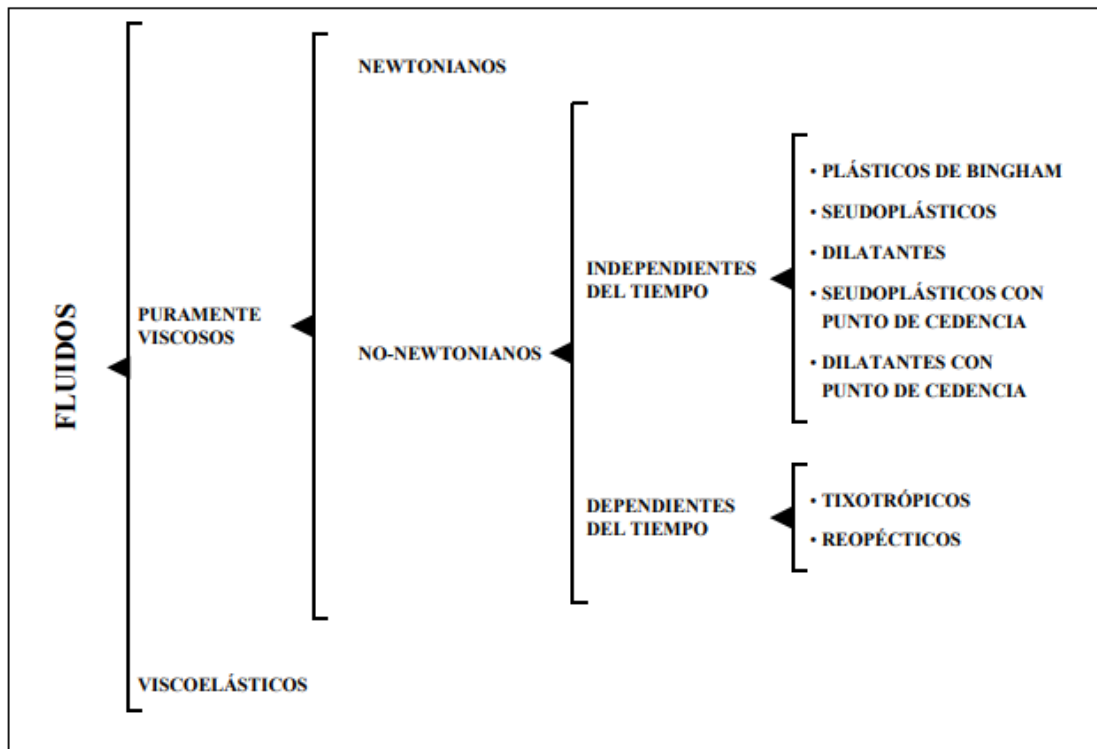
Que es un fluido

Un fluido puede ser definido simplemente como una sustancia la cual tiende a fluir bajo la acción de un esfuerzo, no importando la consistencia de

este. En un fluido los esfuerzos entre las partículas adyacentes son proporcionales al ritmo de deformación y tienden a desaparecer cuando cesa el movimiento.

Clasificación y descripción de los fluidos

Figura 2. Clasificación y descripción de los fluidos



Fuente: Hernández J. (2010).

Los fluidos pueden ser clasificados de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo constante y a la velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo resultante en un flujo laminar y unidireccional, a temperatura constante.

Así, los fluidos se clasifican principalmente en dos grandes grupos: fluidos puramente viscosos y fluidos que exhiben propiedades viscosas y elásticas, denominados fluidos viscoelásticos.

Sin embargo, de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un

esfuerzo cortante y la velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo, los fluidos se clasifican como fluidos newtonianos y fluidos no-newtonianos, como se muestra en la figura n°2.

1. Fluidos Newtonianos

Los fluidos newtonianos o ideales son aquellos cuyo comportamiento reológico puede ser descrito de acuerdo con la “Ley de la viscosidad de Newton” .Es decir, son aquellos fluidos que exhiben una proporcionalidad directa entre el esfuerzo cortante aplicado y la velocidad de corte inducida.

2. Fluidos no-Newtonianos

Los fluidos no-Newtonianos son aquellos fluidos que no se comportan de acuerdo con la Ley de la Viscosidad de Newton. Por exclusión, en este grupo se incluye a todos los fluidos que no exhiben una relación directa entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. A su vez, éstos pueden ser subdivididos en dos grupos:

a. Fluidos independientes del tiempo

Son así denominados debido a que sus propiedades reológicas no cambian con la duración del corte o con su historia de corte. Entre estos se encuentran:

- **Fluidos plásticos de Bingham:** Son un caso idealizado de los fluidos no-Newtonianos; pues a fin de iniciar su movimiento se requiere vencer un esfuerzo inicial finito, denominado esfuerzo o punto de cedencia. Una vez que dicho esfuerzo inicial ha sido excedido, estos fluidos exhiben una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte.
- **Fluidos pseudoplásticos:** Son un caso idealizado de los

fluidos no-Newtonianos; pues a fin de iniciar su movimiento se requiere vencer un esfuerzo inicial finito, denominado esfuerzo o punto de cedencia. Una vez que dicho esfuerzo inicial ha sido excedido, estos fluidos exhiben una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte.

- **Fluidos dilatantes:** Estos fluidos presentan un comportamiento similar a los fluidos pseudoplásticos, con la diferencia de que en los fluidos dilatantes el ritmo del incremento del esfuerzo cortante con la velocidad de corte se incrementa.
- **Fluidos pseudoplásticos y dilatantes con punto de cedencia:** Son aquellos fluidos que exhiben un esfuerzo inicial finito o punto de cedencia, como en el caso de los fluidos plásticos de Bingham; pero una vez que el esfuerzo inicial ha sido rebasado la relación entre el esfuerzo cortante, en exceso del esfuerzo inicial, con la velocidad de corte resultante no es lineal. Es decir, una vez que el esfuerzo de cedencia ha sido excedido, su comportamiento esfuerzo-deformación se asemeja al comportamiento de los fluidos pseudoplásticos o dilatantes.

b. Fluidos dependientes del tiempo

Estos fluidos se caracterizan porque sus propiedades reológicas varían con la duración del corte (esfuerzo cortante y velocidad de corte), dentro de ciertos límites. Entre estos se encuentran:

- **Fluidos tixotrópicos:** Son aquellos fluidos en los cuales el esfuerzo cortante decrece con la duración del corte.
- **Fluidos reopécticos:** A diferencia de los fluidos tixotrópicos, en los fluidos reopécticos el esfuerzo cortante se incrementa conforme se incrementa la duración del corte.

3. Fluidos viscoelásticos

Los Fluidos viscoelásticos son así denominados debido a que presentan características intermedias entre los fluidos puramente viscosos y los sólidos puramente elásticos, especialmente la característica de deformación bajo la acción de un esfuerzo y de retornar a su forma original indeformada cuando cesa la acción de dicho esfuerzo. Es decir, recobran su forma original después de la deformación a la que han estado sujetos, cuándo cesa la acción del esfuerzo.

Fluidos de perforación

Los lodos de perforación son fluidos que circulan en los pozos de petróleo y gas para sacar los ripios, limpiar y acondicionar el hoyo, para lubricar la broca de perforación y para equilibrar la presión de formación.

Así mismo se define como un fluido de características físicas y químicas apropiadas que puede ser aire o gas, agua, petróleo y combinación de agua y aceite con diferente contenido de sólido. No debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable pero si inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, y además estable a las temperaturas. Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y debe ser inmune al desarrollo de bacterias. El propósito fundamental del lodo es ayudar a hacer rápida y segura la perforación, mediante el cumplimiento de ciertas funciones. Sus propiedades deben ser determinadas por distintos ensayos y es responsabilidad del especialista en lodos comparar las propiedades a la entrada y salida del hoyo para realizar los ajustes necesarios.

Funciones de los fluidos de Perforación

Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el lodo

es capaz de desempeñar aunque algunas de estas no sean esenciales en cada pozo. La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son unas de las funciones más importantes. Aunque el orden de importancia es determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

1. Remoción de los recortes del pozo:

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

La viscosidad y las propiedades reológicas de los fluidos tienen un efecto importante sobre la limpieza del pozo. Los recortes se sedimentan rápidamente en fluidos de baja viscosidad como lo es el agua y son difíciles de circular fuera del pozo. Por lo tanto los fluidos de mayor viscosidad mejoran el transporte de los recortes. Una de las propiedades que cumplen todos los lodos es la tixotropía, es decir, que se gelifican bajo condiciones estáticas. Estas características puede suspender los recortes mientras se efectúan las conexiones de tuberías y otras situaciones durante las cuales no se hace circular el lodo. Los fluidos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen altas viscosidades a bajas velocidades anulares han demostrado ser mejores para una limpieza eficaz del pozo.

2. Control de las presiones de formación:

Una de las funciones básicas del fluido de perforación es controlar las presiones de formación para garantizar una operación segura. Típicamente a medida que la presión de la formación aumenta, se incrementa la densidad del fluido de perforación agregando barita para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del agujero. Esto impide que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un reventón. La presión ejercida por la columna del fluido mientras se encuentra estática (no circulando) se llama presión hidrostática y depende de la densidad (peso del lodo) además de la profundidad vertical verdadera (TVD) del pozo. Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo.

Los pozos ubicados en formaciones sometidas a esfuerzos tectónicos pueden ser estabilizados equilibrando estos esfuerzos con la presión hidrostática. Igualmente, la orientación del pozo en los intervalos de alto ángulo y horizontales puede reducir la estabilidad del pozo, lo cual también se puede controlar con la presión hidrostática. Las presiones normales de formación varían de un gradiente de presión de 0.433 psi/pie (equivale a 8.33 lb/gal de agua dulce) en las áreas ubicadas tierra adentro, a 0.465 psi/pie (equivale a 8.95 lb/gal) en las cuencas marinas, la densidad del fluido de perforación puede variar desde la densidad del aire desde 0 hasta más de 20.0 lb/gal (1.04 psi/pie).

Las formaciones con presiones por debajo de lo normal se perforan frecuentemente con aire, gas, niebla, espuma rígida, aireado o fluidos especiales de densidad ultra baja.

3. Suspender los recortes:

Los lodos de perforación deben suspender los recortes, esto se logra

gracias a un buen diseño, se debe agregar los materiales acordes como densificante y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones. Por lo tanto los recortes deben de llegar a superficie donde el equipo de control de sólidos lo removerá.

Es necesario tener en cuenta que los recortes de perforación que se sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, por su parte ellos pueden producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación. El material densificado que se sedimenta constituye un asentamiento y causa grandes variaciones de la densidad del fluido del pozo. El asentamiento ocurre con mayor frecuencia bajo condiciones dinámicas en los pozos de alto ángulo donde el fluido está circulando a bajas velocidades anulares.

Las altas concentraciones de sólidos son perjudiciales para prácticamente cada aspecto de la operación de perforación, principalmente la eficacia de la perforación y la velocidad de penetración (ROP). Estas concentraciones aumentan el peso y la viscosidad del lodo, produciendo mayores costos de mantenimiento así como una mayor necesidad de dilución. Se debe mantener un equilibrio entre las propiedades del fluido de perforación que suspenden los recortes, y las propiedades que facilitan la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos.

4. Obturación de las formaciones permeables:

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

invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción. Los posibles problemas relacionados con un grueso revoque y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo “reducido”, registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, tuberías atascadas, pérdida de circulación, y daños a la formación.

En las formaciones muy permeables con grandes gargantas de poros, el lodo entero puede invadir la formación, según el tamaño de los sólidos del lodo. Para estas situaciones, será necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas grandes, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello. Para ser eficaces, los agentes puenteantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de la abertura más grande. Los agentes puenteantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida y una gran variedad de materiales de pérdida por infiltración u otros materiales finos de pérdida de circulación.

Según el sistema de fluido de perforación que se use, varios aditivos pueden ser aplicados para mejorar el revoque, limitando la filtración. Estos incluyen la bentonita, los polímeros naturales y sintéticos, el asfalto y la gilsonita, y los aditivos desfloculantes orgánicos.

5. Mantenimiento de la estabilidad del agujero:

La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento. Independientemente de la composición química del fluido y otros factores, el peso del lodo debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo (presión de la formación, esfuerzos del pozo relacionados con la orientación y la tectónica). La inestabilidad del pozo suele ser indicada por el derrumbe de la formación,

causando condiciones de agujero reducido, puentes y relleno durante las maniobras. Esto requiere generalmente el ensanchamiento del pozo hasta la profundidad original. (Se debe tener en cuenta que estos mismos síntomas también indican problemas de limpieza del pozo en pozos de alto ángulo y pozos difíciles de limpiar.).

La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando este mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original. Al desgastarse o ensancharse de cualquier manera, el pozo se hace más débil por lo que se hace difícil de estabilizar. El ensanchamiento del pozo produce una multitud de problemas, incluyendo bajas velocidades anulares, falta de limpieza del pozo, mayor carga de sólidos, evaluación deficiente de la formación, una cementación defectuosa, lo que generaría mayores costos de operación.

6. Minimizar los daños de la formación:

La protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse como resultado de la obturación causada por el lodo o los sólidos de perforación o de las interacciones químicas (lodo) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo).

El tipo de procedimiento y método de completación determinara el nivel de protección requerido para la formación, por lo tanto un ejemplo seria cuando un pozo esta entubado, cementado y perforado, la profundidad de perforación permite generalmente una producción eficaz, a pesar de los daños que pueden existir cerca del agujero.

Algunos de los mecanismos causantes de daños a la formación son

los siguientes:

- a. Invasión de la matriz de la formación por el lodo o los sólidos de perforación, obturando los poros.
- b. Hinchamiento de las arcillas de la formación dentro del yacimiento reduciendo la permeabilidad.
- c. Precipitación de sólidos como resultado de la incompatibilidad entre el filtrado y los fluidos de la formación.
- d. 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.
- e. Formación de una emulsión entre el filtrado y los fluidos de la formación, limitando la permeabilidad.

7. Enfriamiento lubricación y sostenimiento de la barrena:

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

La circulación del fluido de perforación enfría la columna hasta temperaturas más bajas que las de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción.

El fluido ayuda a soportar una porción del peso de la columna de fluidos o tubería de revestimiento, mediante la flotabilidad. Si la tubería de revestimiento no está completamente llena de lodo al ser introducida dentro del agujero, el volumen vacío dentro de la tubería de revestimiento aumenta la flotabilidad, reduciendo considerablemente la carga. Este proceso se llama

“introducción por flotación” (“floating in”) de la tubería de revestimiento.

8. Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y la barrena:

La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la barrena. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la barrena y las herramientas de Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD). Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la barrena para utilizarla potencia disponible (presión o energía) de la bomba de lodo a fin de maximizar la caída de presión en la barrena u optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo.

9. Asegurar la evaluación adecuada de la formación:

La evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, especialmente durante la perforación exploratoria. Durante la perforación técnicos llamados registradores de lodos (Mud Loggers) controlan la circulación del lodo y de los recortes para detectar indicios de petróleo y gas. Estos técnicos examinan los recortes para determinar la composición mineral, la paleontología así como identificar cualquier indicio de hidrocarburo. Esta información se guarda en un registro geológico (mud log) que indica la litología, la velocidad de penetración (ROP), la detención de gas y recortes impregnados de petróleo, además de otros parámetros geológicos y de perforación importante.

10. Control de la corrosión:

Los componentes de la columna de perforación y tubería de

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

Además de proteger las superficies metálicas contra la corrosión, el fluido de perforación no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros. Por lo tanto muestras de corrosión deberían ser obtenidas durante todas las operaciones de perforación para controlar los tipos y las velocidades de corrosión; la aireación del lodo, formación de espuma y otras condiciones de oxígeno ocluido pueden causar graves daños por corrosión en poco tiempo.

El sulfuro de hidrogeno puede causar una falla rápida y catastrófica de la columna de perforación, este producto también es mortal para los seres humanos, incluso después de cortos periodos de exposición y en bajas concentraciones. Cuando se recomienda perforar en ambientes de alto contenido de H_2S , se recomienda usar fluidos de alto pH, combinados con un producto químico secuestrador de sulfuro, tal como el zinc.

11. Facilitar la cementación y completación:

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 completación. La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y la completación exitosa del pozo. Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el suabeo y pistoneo, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas.

12. Minimizar el impacto del medio ambiente:

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

La mayoría de los países han establecido reglamentos ambientales locales para los desechos de fluidos de perforación. Los fluidos a base de agua, a base de petróleo, anhidros y sintéticos están sujetos a diferentes consideraciones ambientales y no existe ningún conjunto único de características ambientales que sea aceptable para todas las ubicaciones.

Propiedades reológicas de los fluidos de perforación

La reología es el estudio de la deformación y las características de flujo de las sustancias, es decir el estudio de la viscosidad de los fluidos (Mott, 2006, pág. 30). Se trata de la deformación y el flujo de materia, al tomar medidas en un fluido, se puede determinar la manera en que dicho fluido fluirá bajo condiciones específicas de presión, temperatura y velocidad de corte. Determina la capacidad de limpieza y suspensión del fluido con base a propiedades de viscosidad plástica, punto cedente y esfuerzos de gel.

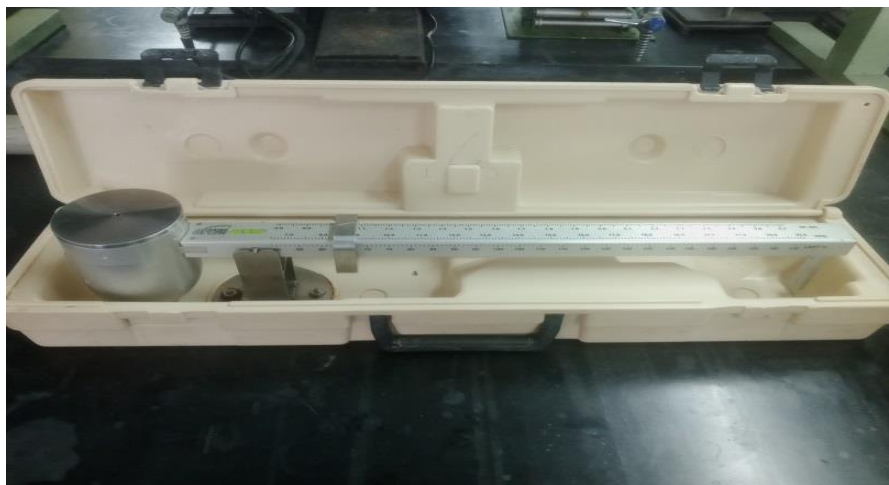
El lodo cumple muchas funciones en el proceso de perforación de un pozo, para ayudar al cumplimiento y logro de dichas funciones el fluido de perforación debe poseer ciertas propiedades (físico/químicas). Estas propiedades deben ser controladas debidamente para asegurar un desempeño adecuado del lodo durante las operaciones de perforación, entre las propiedades tenemos:

1. Propiedades físicas

a. Densidad (ρ)

La densidad está definida como el peso por unidad de volumen y es una de las principales propiedades del lodo de perforación, a la cual también se le conoce como peso del lodo. Una de las funciones principales es mantener una densidad del lodo suficiente para contener el o los fluidos de la formación en sitio, así mismo, su valor no debe ser demasiado alto como para fracturar la formación y originar altas presiones hidrostáticas. Principalmente se expresa en Lb/gal.

Figura 3. Balanza de lodos



Fuente: Elaboración propia

La densidad se calcula utilizando la **Ecuación n°1**.

Ecuación 1. Densidad

$$\rho = \frac{m}{v}$$

Dónde:

ρ = Densidad

m = Masa

v = Volumen

b. Viscosidad (μ)

Es la resistencia del fluido al movimiento, y debe ser lo suficientemente alto para asegurar dos aspectos: El primero que arrastre la suficiente cantidad de cortes hasta la superficie y la segunda, que depende de la primera que asegure una limpieza adecuada del pozo.

c. Viscosidad plástica (μ_p)

Se describe generalmente como la parte de la resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica entre: sólidos, sólidos – líquidos, y líquidos. Su unidad es el centipoise (cp) y se ve afectada principalmente por

- La concentración de sólidos.
- El tamaño y la forma de los sólidos.
- La viscosidad de la fase fluida.
- La presencia de algunos polímeros de cadena larga (POLY-PLUS), hidroxietilcelulosa (HEC), POLYPAC, Carboximetil celulosa (CMC).
- Las relaciones aceite-agua (A/A) o sintético-agua (S/A) en los fluidos de emulsión inversa.

El equipo de medición que se utiliza para calcularla es el Viscosímetro de Fann (o viscosímetro rotacional de indicación directa), el cual funciona colocando una muestra en la taza del viscosímetro y calculando la lectura estable a 600 y 300 rpm.

Figura 4. Viscosímetro de Fann



Fuente: Elaboración Propia

La viscosidad plástica se calcula utilizando la **Ecuación n°2**.

Ecuación 2. Viscosidad plástica

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300}$$

Dónde:

μ_p = Viscosidad plástica

θ_{600} = Lectura 600

θ_{300} = Lectura 300

d. Viscosidad aparente (μ_a)

Es una medida relativa a la resistencia del fluido a entrar en movimiento. Por efectos de adhesión y cohesión ocasionados por la atracción entre las moléculas y el comportamiento de las partículas suspendidas en el fluido de perforación. (Muñoz & Manrique, 2012). La viscosidad aparente se mide a partir de los resultados obtenidos en el viscosímetro a 300rpm (θ_{300}) o la mitad de la indicación del viscosímetro a 600rpm (θ_{600}). Se calcula utilizando la **Ecuación n°3**.

Ecuación 3. Viscosidad aparente

$$\mu_a = \frac{\theta 600}{2}$$

Dónde:

μ_a = Viscosidad aparente

$\theta 600$ = Lectura 600

e. Viscosidad específica:

La viscosidad de un fluido no newtoniano cambia con el esfuerzo de corte. La viscosidad efectiva (μ_e) de un fluido es la viscosidad de un fluido bajo condiciones específicas, estas condiciones incluyen la velocidad de corte, la presión y la temperatura.

f. Punto cedente (YP) :

Es una medida de la fuerzas de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo. Es la fuerza que ayuda a mantener el fluido un vez que entra en movimiento.

El punto cedente está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas, y generalmente sufre incremento por la acción de los contaminantes solubles como carbonato, calcio y por los sólidos reactivos de formación.

El Punto Cedente (YP) se expresa en libras por 100 pies cuadrados (lb/100 pies²) se calcula a partir de los datos del viscosímetro, por medio de la **Ecuación n°4**.

Ecuación 4. Punto cedente

$$YP = \theta 300 - \mu P$$

Dónde:

YP = Punto cedente

θ300 = Lectura 300

μP = Viscosidad plástica

g. Tixotropía y esfuerzo de gel:

La tixotropía es la propiedad demostrada por algunos fluidos que forman una estructura de gel cuando están estáticos, regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte. Está relacionada con la capacidad de suspensión del fluido y se controla, en la misma forma, como se controla el punto cedente. Esta fuerza debe ser lo suficientemente bajo para:

- Permitir el asentamiento de los sólidos en los tanques de superficie, principalmente en la trampa de arena.
- Permitir buen rendimiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería.
- Permitir el desprendimiento del gas incorporado al fluido.

La resistencia de gel es el esfuerzo cortante medido a una razón de corte baja después que un lodo se ha dejado reposar por un período de tiempo dado. Indica las fuerzas de atracción presentes en un fluido de perforación en condiciones estáticas. Se busca que su valor no sea muy alto, pues esto ocasionará floculación del lodo. El esfuerzo de gel depende de: cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, tiempo y temperatura. Los esfuerzos de gel excesivos pueden causar complicaciones, tales como:

- Entrampamiento del aire o gas en el fluido.
- Presiones excesivas cuando se interrumpe la circulación después de un viaje.
- Reducción de la eficacia del equipo de remoción de sólidos.
- Pistoneo excesivo al sacar la tubería del pozo.

- Aumento brusco y excesivo de la presión durante la introducción de la tubería en el pozo.
- Incapacidad para bajar las herramientas de registros hasta el fondo.

La medición del esfuerzo de gel medición según la norma API 13-A (American Petroleum Institute, 1999), requiere de una lectura a 600rpm y un descenso en la velocidad con un lapso de tiempo de 10 segundos y 10 minutos. Se calcula utilizando la **Ecuación n°5**.

Ecuación 5. Esfuerzo gel

$$\text{Esfuerzo de gel} = t10m - t10s$$

h. Filtrado

El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Esta característica es afectada por los siguientes factores: Presión, Dispersión, Temperatura y Tiempo.

En formaciones permeables no productoras se controla desarrollando un revoque de calidad, lo cual es posible, si se tiene alta concentración y dispersión de sólidos arcillosos que son los verdaderos aditivos de control de filtración.

Dentro del filtrado hay que tener presente dos factores:

- **Revoque:** Es una película compuesta de partículas de sólidos provenientes del fluido de perforación sobre la cara de la formación. Lo ideal es que se forme un revoque delgado para evitar problemas de pegas diferencial y reducción del agujero con el fin de causar el menor daño posible a la formación y la pérdida de filtrado. Generalmente medido en 1/32 y 2 /32de pulgada o en milímetros.

- **Perdida por filtrado:** Describe la invasión de filtrado de lodo hacia la formación permeable durante el proceso de perforación, lo cual implica un daño potencial a la formación.

Durante las pruebas de fluidos de perforación para medir las pérdida de filtrado se utiliza un filtro prensa API.

Figura 5. Filtro prensa API



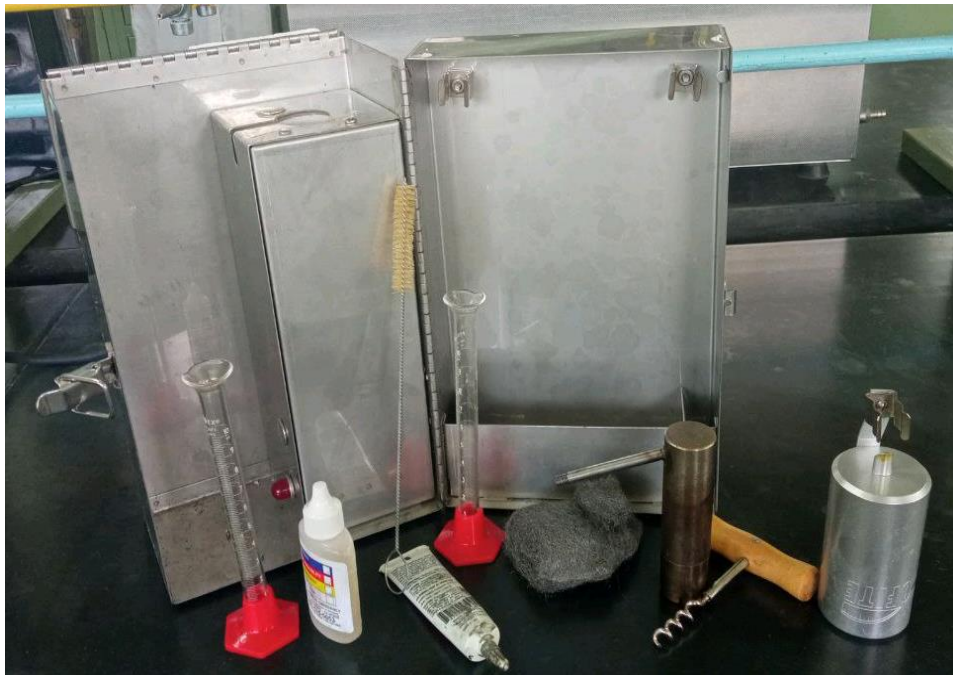
Fuente: Elaboración Propia

i. Contenido de sólidos y líquidos

El contenido de sólidos y líquidos es expresado como porcentaje (%), y para este tipo de prueba se utiliza el instrumento conocido como la retorta. Los instrumentos de retorta recomendados son unidades con una capacidad de 10, 20 o 50 cm³, con camisas externas de calentamiento, el fluido se

coloca en un contenedor de acero y se calienta hasta que se evaporen los componentes líquidos, los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en un cilindro graduado, al final, el volumen del líquido se mide, mientras que el contenido de sólidos, suspendidos y disueltos, se determina por diferencia. Los resultados obtenidos permiten conocer a través de un análisis el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica. En los fluidos base agua, se pueden conocer los porcentajes de bentonita, arcilla de formación y sólidos no reactivos de formación, pero en los fluidos base aceite, no es posible conocer este tipo de información, porque resulta imposible hacerles una prueba específica.

Figura 6. Retorta



Fuente: Elaboración Propia

2. Propiedades químicas:

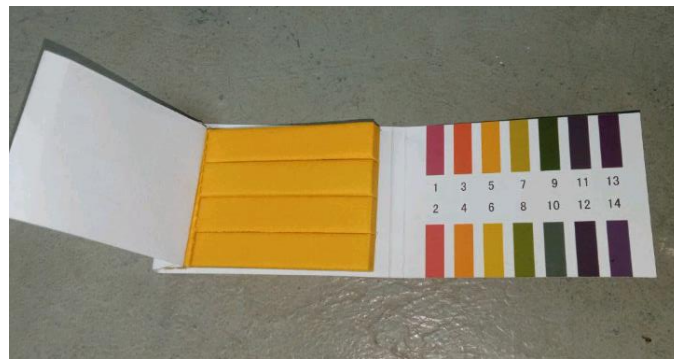
a. PH

Representa la concentración de hidrogeno en el fluido con la finalidad

de indicar la acidez o alcalinidad del lodo de perforación, representado de (0-14). En el lodo de perforación hay tres componentes químicos principales que afectan la alcalinidad del fluido de perforación que son: los iones de bicarbonato (HCO_3^-), iones hidroxilo (OH^-), y los iones de carbonato (CO_3^{2-}). La medición del PH a un fluido de perforación determina el grado de acidez o basicidad del fluido. Las interacciones de la arcilla, la solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos dependen del PH.

Para medir el pH en un fluido de perforación se puede usar un pHmetro y cinta de pH.

Figura 7. Papel indicador de pH



Fuente: Elaboración Propia.

Figura 8. pHmetro.



Fuente: Elaboración Propia.

b. Alcalinidad

La alcalinidad de una solución se puede definir como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. La alcalinidad no es lo mismo que el pH, aunque sus valores tiendan generalmente a seguir la misma dirección.

c. Dureza

Es la medida de la concentración total de los cationes divalentes de calcio (Ca^{+2}) y magnesio (Mg^{+2}) en el fluido de perforación base agua y es reportada comúnmente como contenido de calcio. Generalmente antes de preparar el lodo con el agua disponible del campo, se debe realizar la prueba de dureza, debido a que si presenta valores puede afectar el rendimiento de los aditivos y en consecuencia afectará las propiedades reológicas.

d. Cloruros

Los cloruros miden la cantidad de iones de cloro [Cl^-] presentes en el filtrado del fluido de perforación. Si el fluido presenta una alta concentración de cloruros, causa efectos adversos como la floculación y en consecuencia afectará las propiedades reológicas.

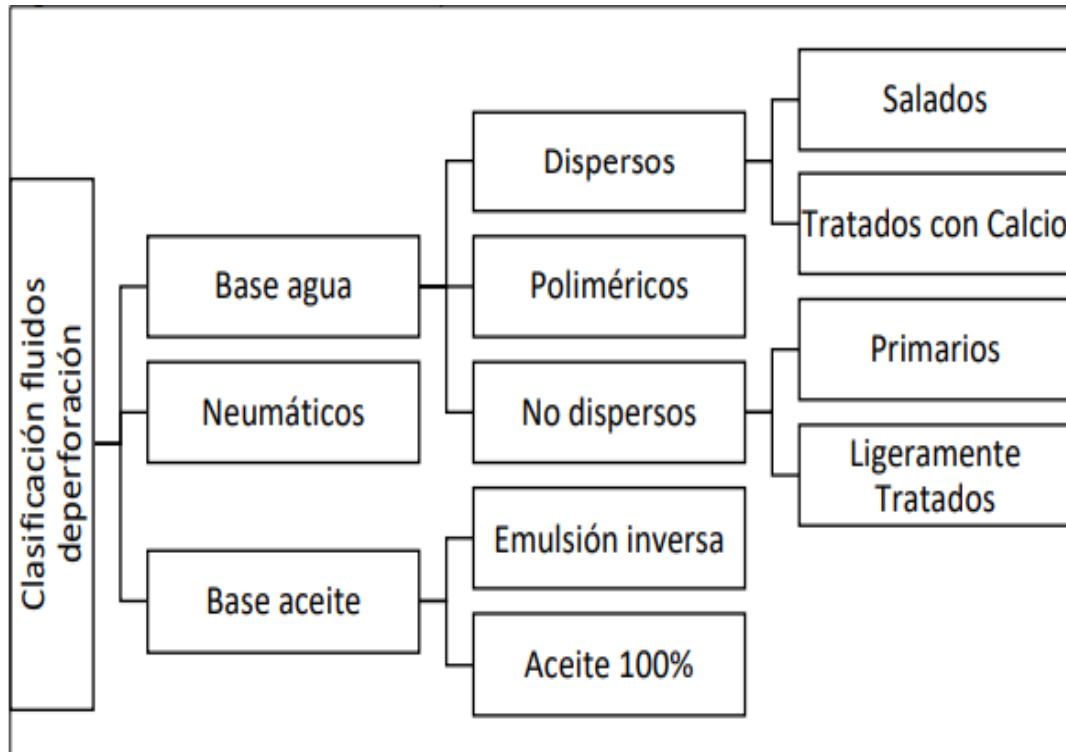
Clasificación de los fluidos de perforación:

En el diseño de un lodo de perforación hay variables como económicas, ambientales y operaciones que definen el tipo de lodo que se va a circular. Los lodos se clasifican de acuerdo a su fase continua o base entre ellas están los lodos base agua, base aceite y fluidos neumáticos o dependiendo de los aditivos que los constituyen. Los principales factores que determinan la selección de fluidos de perforación son:

1. Tipos de formaciones a ser perforadas.

2. Rango de temperatura, esfuerzos, permeabilidad y presiones exhibidas por las formaciones.
3. Procedimiento de evaluación de formaciones usado.
4. Calidad de agua disponible.

Figura 9. Clasificación de los fluidos de perforación



Fuente: Cortes D., Gutiérrez F. (2020)

Lodos base agua (WBM):

Fluidos cuya fase continua es acuosa y puede ser agua dulce, agua de mar o una base específica de salmuera. Se dividen en lodos inhibidos o no inhibidos; los primeros se caracterizan porque reducen la interacción química entre el lodo y la formación evitando la posible hidratación de arcillas. Y los segundos, son los más sencillos, económicos y comúnmente utilizados en los primeros pies perforados y en formaciones no reactivas. Están conformados por sólidos de alta y baja densidad que pueden ser

inertes y reactivos, pues logran o no reaccionar con la fase acuosa o la roca misma. En general, los WBM tienden a ser fácilmente contaminados, inestables a cambios fuertes de presión y temperatura, en algunos casos corrosivos para la tubería y las herramientas. Son comúnmente utilizados debido a su bajo costo de operación y fácil manejo ambiental.

Emplear agua en los fluidos de perforación es la opción menos costosa, ya que tiene una alta disponibilidad. Estos lodos son empleados sin problemas en las fases iniciales del pozo, sin embargo, después de esas fases comienza a ser necesario un mayor control sobre la composición química del lodo, resultando en formulaciones altamente específicas. Este tipo de lodos se emplea ampliamente en pozos de exploración.

A continuación, se describirán los diferentes tipos de lodos con fase agua:

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 calcio

a. Lodos salados

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

Tabla 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 DE PETRÓLEO. Manual de fluido de perforación (2014).

b. Lodos tratados con calcio:

Los lodos tratados con calcio, al agregar calcio a una mezcla que contiene arcilla y 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 calcio.

2. Lodo polímero:

Este tipo de lodo es usado para generar un alto grado de inhibición de

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

Tabla 2. Propiedades típicas de un lodo polímero.

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 DE. PETRÓLEO Manual de fluido de perforación (2014).

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. Dentro de los lodos no dispersos tenemos los primarios y los ligeramente tratados.

Tabla 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 ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,1 - 1,5
P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,1- 1,0
Calcio (mg/l)	40 - 240
Cloruros (mg/l) (agua dulce)	0 - 5.000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)	3 - 10

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DE PETRÓLEO. Manual de fluido de perforación (2014).

a. Lodos primarios:

Los 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 sólidos.

b. Los 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 filtrado

Aditivos para lodos base agua

A continuación, se mencionan los principales aditivos presentes en los lodos base de agua.

1. Agentes de peso.

Se agregan para proveer suficiente carga hidrostática, de manera que esta coincida con las presiones de formación. El agente más utilizado es el sulfato de bario (barita), el cual posee una gravedad específica de 4.2. También se utilizan el carbonato de calcio y la hemetita.

2. Productos inorgánicos espesantes y viscosificadores:

Las arcillas que se agregan a los fluidos de perforación base agua (sobre todo la bentonita), tienen un papel muy importante en la viscosidad, fuerza espesante y tasa de filtración. La interacción entre el agua, partículas de arcilla y sales en los lodos son complejas, y tienen un papel determinante en las propiedades de una formulación específica. En presencia de iones de sodio, las partículas de la arcilla se dispersan en el agua, lo cual puede ocasionar una disminución de su fuerza espesante, pero permite la formación de una torta de filtrado firme, lo cual reduce la tasa de filtración. En sitios donde las formaciones salinas y las altas temperaturas propician la floculación de la bentonita, la arcilla atapulgita es usada como alternativa.

3. Químicos alcalinos:

Los lodos de perforación son retenidos en condiciones alcalinas (pH 9-11) para estabilizar las suspensiones de arcillas, mejorando la solubilidad de

varios aditivos y reduciendo la corrosión en las tuberías y el casing. Por lo general, se emplea hidróxido de sodio para regular el pH (Galicia, 2017, pág. 13).

4. Químicos para salinidad:

Sales inorgánicas son agregadas a los lodos base agua para formar salmueras que controlan las propiedades de las arcillas suspendidas y de las arcillas de formación. El cloruro de sodio es usado frecuentemente en sistemas de bentonita.

5. Antiespumantes:

La espuma producida en los lodos de perforación es un problema aceptable hasta que representa un peligro cuando la liberación del gas formado es impedida. Disminuir la fuerza espesante puede reducir el grado de espuma formada, pero podría comprometer las propiedades del lodo. Por lo tanto, se lleva a cabo la adición de agentes antiespumantes tales como estearato de aluminio y fosfatos de alquilo para eliminar los problemas.

6. Inhibidores de corrosión e incrustación:

Los lodos de perforación con base de agua pueden producir corrosión debido a la presencia de oxígeno disuelto. Por lo general, esto puede ser controlado manteniendo un pH de 8-10, con la adición de cal, hidróxido de sodio o hidróxido de potasio. Los inhibidores de incrustaciones ocasionalmente se añaden para prevenir la precipitación de carbonato de calcio en las superficies dentro del sistema.

7. Lubricantes de perforación:

Se agregan para disminuir la fricción. Se emplean asfalto sulfonado y

otras emulsiones pesadas de hidrocarburos.

8. Emulsificadores:

Se añaden para dispersar cantidades pequeñas de aceite, que ascienden de las formaciones siendo perforadas o que se agregan para aumentar la lubricación. Los emulsificadores para lodos con base de agua son predominantemente solubles en agua, e incluyen ácidos grasos, sulfonatos y polioxilatos.

Componentes de un lodo base agua:

1. Agua:

Es la sustancia más importante involucrada en los lodos base agua. En todos los tiempos de la perforación es el componente que se va a encontrar en mayor cantidad. Esta agua puede ser añadida al lodo en superficie o también puede ser agua proveniente de la formación.

2. Densificante:

Cualquier sustancia que sea más densa que el agua y que no afecte otras propiedades del lodo, puede ser utilizada como agente densificante. Los productos más usados en la industria petrolera son la barita y el carbonato de calcio.

3. Viscosificante:

La principal preocupación de un ingeniero de lodos desde el punto de vista reológico se encuentra relacionada con la capacidad de suspensión y de transporte de los ripios, con el impacto de la viscosidad sobre las pérdidas de presión en el sistema circulatorio. Para lograr una buena capacidad de

limpieza y de suspensión de los sólidos en el espacio anular durante los periodos que no hay circulación, se requiere de una viscosidad efectiva adecuada.

4. Dispersante:

Son aquellos aditivos usados en lodos de perforación cuya principal función es reducir la viscosidad y resistencia al gel. En lodos de agua dulce se usan como dispersantes los fosfatos inorgánicos complejos (polifosfatos incorporados al sistema de lodo, tipo y cantidad de las formaciones) y los adelgazantes orgánicos tales como taninos, lignitos y lignosulfonatos. Estos últimos se usan en compañía del hidróxido de sodio para lograr mayor efectividad.

5. Controlador de filtrado:

Ayudan a mantener un pozo estable minimizando los daños a la formación. Generalmente se utilizan almidones o polímeros.

6. Surfactantes:

Materiales que tienden a concentrarse en la interface. Se emplea en lodos para controlar el grado de emulsificación, adición, dispersión, tensión en la interface, espuma los efectos antiespumantes, humectación, entre otros factores.

7. Controladores de pH:

El principal agente controlador de pH usado en lodos de perforación base agua, es el hidróxido de sodio o soda caustica. La cantidad de soda caustica necesaria para el control del pH depende de la influencia de varios factores: Ph del lodo antes de hacer las adiciones de soda caustica, cantidad

y calidad de las adiciones de agua, contaminantes presentes, entre otros factores.

Los lodos base agua varían desde los lodos no tratados hasta los más intensamente tratados, como son los lodos inhibidos que reducen o inhiben la interacción entre lodo y ciertas formaciones perforadas.

Problemas con los lodos de perforación base agua.

Figura 10. Problemas con lodos base agua

PROBLEMA	SINTOMA	CORRECTIVO
Yeso anhidrita	Alta viscosidad y gelatinosidad, aumento del filtrado Calcio y sulfato en el filtrado	Tratar previamente si se trata de pequeñas cantidades, o remover químicamente con carbonato de bario o de sodio
Embolamiento de la barrena	Disminución en la velocidad de penetración. Barrenas en buenas condiciones, con poco desgaste, pero con recortes adheridos en forma muy compacta	Añadir diesel para emulsionar el lodo. Controlar la viscosidad y el gel. Mejorar la hidráulica
Abrasión	Disminución de la vida útil de la barrena y desgaste excesivo de la parte hidráulica de las bombas de lodo.	Disminuir el contenido de arena por dilución agregando agua. Usar el desarenador para mantener el contenido mínimo de arena.
Alta pérdida de filtrado	Enjarre esponjoso, blando y muy grueso	Si el sistema contiene suficiente aditivo de control de filtrado, añadir arcillas (bentonita) al sistema (control con la prueba de azul de metileno)
Pérdidas de circulación	Disminución del volumen en las presas. Pérdida completa del retorno de lodo.	Disminuir la densidad del lodo siempre que sea posible. Baja el gasto de bomba para disminuir la densidad equivalente de circulación. Añadir material de pérdida de circulación. Colocar tapón de diesel-bentonita o diesel-bentonita-cemento
Alta viscosidad	Elevada viscosidad en el embudo y plástica. Punto de cedencia y gel elevados. Sólidos normales.	Añadir dispersantes
Alta pérdida de filtrado	Viscosidad normal	Añadir agente de control de filtrado
Bajo pH	pH por debajo de 7.0	Añadir sosa cáustica, posiblemente se tenga agua salada en el sistema. Añadir inhibidor de corrosión
Derrumbes (sólidos grandes diferentes a los recortes de perforación)	Exceso de recortes en las zarandas. Tendencia a atraparse la tubería	Aumentar si es posible la densidad. Reducir el filtrado. Aumentar la viscosidad si es posible.

Fuente: Villarroel L. (2014).

Ventajas y desventajas del lodo base agua

Ventajas:

- a. Mayor facilidad de perforación cuando se usa agua dulce (La perforabilidad se incrementa con la pérdida de agua y con la disminución de densidad y viscosidad)
- b. Menos caro que los lodos base aceite.

Desventajas:

- a. Daño potencial a la formación.
- b. Sujeto a la contaminación.
- c. Afectado adversamente por las altas temperaturas.

Fluidos base aceite:

En este tipo de fluidos su base o fase continua es aceite. Entre los que se utilizan aceites minerales, hidrocarburos o aceites vegetales. En la mayoría de las elaboraciones se utiliza Diesel.

La popularidad de los lodos de base aceite (OBM) para la perforación de pozos de petróleo se generalizó en el año 1942. Por sus favorables cualidades en operación estos lodos se convirtieron en los favoritos. Ayudaron a estabilizar las zonas de lutitas sensibles al agua, proporcionaron una mejor lubricidad para las herramientas y contribuyeron eficazmente a minimizar el daño a la formación. Los fluidos de base aceite son económicamente más costosos que los fluidos de base agua. Sin embargo, por su excelente desempeño operacional y velocidad de la rata de perforación se convirtieron en la mejor opción para operar a partir de cierta profundidad. Comparados con los lodos de base agua, estos fluidos entregan

una mayor estabilidad a la perforación, reducen los lavados, presentan tasas de filtración bajas, minimizan el daño a las formaciones, proporcionan una alta lubricidad y son estables al operar a altas temperaturas. (García & Hernández, 2017). Dentro de los lodos base aceite tenemos:

1. Lodos de emulsión normal:

En estos lodos la fase continua es el agua y la fase dispersa es el aceite.

2. Lodos de emulsión inversa:

En estos lodos la fase continua es el aceite y la fase dispersa es el agua. Se usan especialmente para tomar muestra de roca representativa del yacimiento y para perforar las zonas productoras de hidrocarburos.

Estos lodos son por lo general más costosos que los que emplean agua, sin embargo, su buen desempeño técnico y velocidad de perforación llevan a que sean una mejor opción a partir de cierta profundidad. Comparados a los lodos que emplean agua, estos lodos proveen una alta estabilidad a la perforación, reducen los lavados, tasas de filtración bajas, bajos daños por las formaciones, buena estabilidad a alta temperatura y alta lubricación. En la Tabla 4 se observan los componentes de un lodo típico a base de aceite:

Tabla 4. Componentes de un lodo típico a base de aceite.

Componente	Cantidad	Masa (kg)	Volumen (L)	%Masa	%Volumen
Fluido base	0.52 bbl	63.64	83.31	30.37	52.40
Viscosificador	5 ppb	2.26	1.40	1.08	0.88
Emulsificador 1	0.8 gpb	2.89	3.02	1.38	1.90
Emulsificador 2	0.4 gpb	1.49	1.51	0.71	0.95
CaI	5 ppb	2.26	1.00	1.08	0.63
Agua	0.30 ppb	47.15	47.22	22.50	29.70
CaCl ₂	30.2 ppb	13.70	3.35	6.54	2.11
Barita	167.7 ppb	76.15	18.16	36.34	11.42

Puente: Health and Safety Laboratory, (2000).

Utilidad de los lodos base aceite

Los lodos base aceite son altamente tolerantes a los contaminantes debido a la baja interacción entre la formación y el aceite. Se pueden incorporar grandes cantidades de sólidos perforados al sistema sin directamente afectar las propiedades tanto físicas como químicas del fluido. Este tipo de lodos ofrece una lubricidad mucho mayor que uno base agua reduciendo así mismo el torque y arrastre, evitando al máximo la abrasión y al mismo tiempo que sus productos son más estables térmicamente.

Las propiedades se ven afectadas directamente por los siguientes parámetros:

- a. Temperatura y presión en fondo de pozo.
- b. Relación aceite/agua.
- c. Tipo y concentración del emulsificante.
- d. Contenido de sólidos.

Por consiguiente, los sistemas de lodo base aceite se clasifican de acuerdo a cuatro categorías.

1. Sistemas de emulsión firme.

Los sistemas de emulsión firme INVERMUL y ENVIROMU Lo ofrecen estabilidad a alta temperatura y tolerancia a los contaminantes. Estos sistemas usan altas concentraciones de emulsionantes y agentes de pérdida de fluido para máxima estabilidad de la emulsión y mínima pérdida de filtrado. El volumen del filtrado HPHT (highpressure, hightemperature) es comúnmente menor de 15mL y debe ser todo aceite; el fluido base de un sistema INVERMUL es el diésel; el fluido base de un sistema ENVIROMUL es un aceite mineral.

2. Sistema de filtrado relajado (FR):

Los sistemas de filtrado relajado INVERMUL RF y ENVIROMUL RF tienen bajas o nulas concentraciones de emulsionante INVERMUL y agente de control de filtración DURATONE HT. El aumento de filtrado en estos sistemas comprende a más rápidas velocidades de perforación de los que son posibles con sistemas de emulsión firme. El volumen de la pérdida de fluido HPHT es de 15 a 20 cm con optimizada pérdida instantánea; Estos sistemas son estables a temperaturas de hasta 325°F (163°C). El fluido base de un sistema INVERMUL RF es el diésel; el fluido base de un sistema ENVIROMUL RF es un aceite mineral.

3. Sistema con alto contenido de agua:

Los sistemas de alto porcentaje de agua fueron desarrollados para cumplir ciertas reglamentaciones ambientales con respecto a la cantidad de aceite adherido a los cortes de perforación que se descargan a fuentes de agua como el mar. Estos sistemas que tienen una relación agua aceite 50/50, pueden reducir hasta un 45% el aceite remanente en los recortes. Los sistemas de alto porcentaje de agua no son recomendados a temperaturas superiores 250°F.

4. Sistema de perforación 100% aceite:

Es utilizado cuando se anticipa que la temperatura de circulación de fondo y la temperatura de fondo estarán en el rango de 350 a 425°F (177 - 218°C). Este sistema tolera la contaminación con agua a alta temperatura con un efecto mínimo en las propiedades. Utiliza tanto un emulsificante primario como uno secundario que le da al sistema una mayor tolerancia a la contaminación con agua y la capacidad de conseguir pesos mayores.

Ventajas y desventajas lodo base aceite (OBM)

Los lodos base aceite son fluidos de perforación que su fase externa es el aceite, este es un lodo de emulsión inversa en el cual su fase interna es el agua y su fase externa el aceite, por ende, este tipo de lodos tiene sus limitaciones y sus ventajas las cuales son las siguientes:

Ventajas

1. Resistente a temperaturas muy elevadas.
2. Eficiente para perforaciones en formaciones lutíticas debido a que no reacciona con las arcillas de la formación causando inestabilidad en el fluido y el pozo.
3. Funciona como buen lubricante para la barrena siendo así operativamente mejor que uno base agua.
4. Se crean delgados revoques, lo que reduce el riesgo de pega de tubería.
5. Puede ser tratado y rehusado, así como ser empleado para largas corridas pudiendo con ello reducir costos totales debidos a fluidos de perforación.
6. Es excelente para usarse en áreas donde existen problemas de hidratos como en perforaciones en aguas profundas.
7. Cuando se perfora con lodo base aceite se puede fácilmente conservar el calibre del hoyo.

Desventajas

1. Es complejo mantener el taladro limpio durante la perforación.
2. Los costos de un sistema base aceite en comparación a un sistema base agua son más elevados.
3. Es considerado como residuo peligroso por ende la disposición no se puede realizar directamente al ambiente.
4. La detección de una arremetida se reduce cuando se utilizan lodos

base aceite en comparación con los lodos base agua debido a la alta solubilidad del gas en los OBM.

5. Los OBM son costosos cuando se producen pérdidas de circulación.
6. Cuando se utilizan lodos base aceite la regulación medioambiental es muy estricta como para el manejo de recortes.
7. El registro eléctrico debe modificarse para su uso en lodos base aceite. En razón de que los lodos base aceite no son conductores, por lo cual los registros de resistividad, y registros de potencial espontáneo (SP) se le debe hacer un ajuste.
8. Los lodos base aceite requieren emulsionantes que son materiales que humedecen el aceite, lo que puede tener contraindicaciones en la humectabilidad de la roca.
9. Los lodos base aceite son más compresibles que los lodos a base agua y por lo tanto, la densidad en fondo de pozo puede variar considerablemente a la medida en superficie.

Aditivos para lodo base aceite

1. Aceites minerales

Estos aceites contienen una fracción mucho más reducida de aromáticos que el gas oíl y el kerosén, por lo tanto son mucho menos tóxicos a los organismos marinos. Se utiliza en la preparación de los sistemas 100% aceite. Son limpios, producen un olor menos desagradable que el gas oíl y permiten obtener bajas viscosidades a altas tasas de penetración. Son costosos, poco disponibles en el mercado y tienen la desventaja de ser incompatibles con algunos aditivos químicos.

2. Emulsificante:

El emulsificante hace que el agua se emulsione en el aceite, formando un sistema estable. Los emulsificantes que se utilizan en la preparación de

los lodos base aceite deben ser solubles tanto en agua como en aceite. La presencia del calcio soluble, el cual es suministrado por la cal, permite la creación de un detergente que emulsiona las gotas de agua en la fase continua. Por ello los jabones a base de calcio son emulsificantes primarios que se usan con bastante frecuencia en los lodos base aceite.

3. Cal:

La cal tiene como función primaria hacer más efectiva la acción del emulsificante, y como función secundaria actuar como secuestrador de H_2S y CO_2 . Siempre que se adicione un emulsionante se debe agregar cal en una proporción de 2/1. Es decir, que por cada dos libras del emulsionante se debe agregar una libra de cal. Se debe evitar el exceso de cal en el sistema, debido a que la cal siendo un sólido, causa un aumento indeseable en la viscosidad del lodo.

4. Humectante:

Los productos químicos humectantes en aceite son las poliamidas, las aminas, los fosfatos orgánicos, los hidrocarburos sulfonatados, entre otros, los cuales se utilizan en los lodos invertidos para mantener humedecidos los sólidos con aceite. Por lo que general estos productos son también efectivos como emulsificantes.

5. Agua:

Esta forma parte de los lodos base oíl, consisten en pequeñas gotas que se hallan dispersas y suspendidas en el aceite, actuando cada una de ellas como una partícula sólida. La adición de emulsionadores hace que el agua se emulsione en el aceite, formando un sistema estable.

6. Controlador de filtrado:

Ayudan a mantener un pozo estable minimizando los daños a la formación. Generalmente se utilizan almidones o polímeros.

7. Activador polar

La glicerina o glicerol es utilizada como activador polar en sistemas de fluidos de perforación para mejorar el rendimiento de la arcilla organofílica; es compatible con la mayoría de los fluidos que se utilizan en los sistemas sintéticos o base mineral, además de ser de baja toxicidad, aumenta el rendimiento de la arcilla organofílica y mejora la eficiencia manteniendo la estabilidad de la arcilla.

8. Barita:

Utilizadas comúnmente como agente densificante para todos los tipos de fluidos de perforación, las baritas se extraen en muchas zonas del mundo y se envían como mineral a plantas de trituración en lugares estratégicos, donde el API especifica su trituración a un tamaño de partícula de 3 a 74 micrones. El sulfato de bario puro tiene una gravedad específica de 4,50 g/cm³, pero para cumplir con las especificaciones API, la barita para perforación debe tener una gravedad específica de 4,20 g/cm³, por lo menos. Los contaminantes en la barita, como el cemento, la siderita, la pirrotita, el yeso y la anhidrita, pueden causar problemas en algunos sistemas de lodos y deberían ser evaluados en todo programa de aseguramiento de la calidad de los aditivos para lodos de perforación.

9. Arcilla organofílica:

Los lodos base aceite, aunque por lo general son viscosos, tienen baja capacidad suspensiva en comparación con los lodos base agua. Esto

contribuye a acelerar el asentamiento de la barita, particularmente si está humedecida por agua. Es importante señalar que la viscosidad sin prevención el asentamiento, solamente lo hace más lento. La capacidad de suspensión es función de la resistencia de gel y la capacidad de limpieza es función del punto anterior. Para aumentar la capacidad suspensiva de los lodos base aceite se utilizan las arcillas organofilicas, las cuales además de aumentar la resistencia de gel, aumente la viscosidad y el punto anterior. Estas arcillas requieren de un activador polar para desarrollar máximo rendimiento. Entre los activadores polares están: agua, metanol, y la glicerina, siendo el metanol el más utilizado en los sistemas 100% aceite
Minerales de arcilla:

Los minerales de arcilla son materiales encontrados de forma natural en la superficie terrestre, ya que son el mayor constituyente de las rocas sedimentarias, se componen de minerales finos que en su mayoría son silicatos. Entre su diversidad de propiedades destacan su capacidad de hinchamiento y de intercambio catiónico, su comportamiento plástico en medios húmedos y sus bajas permeabilidades, lo que permite que sean atractivas desde un punto de vista económico (Guggenheim, pág. 371). Pueden tener diferentes colores, texturas y presentar diferentes propiedades al reaccionar (García Romero & Suárez Barrios).

a. Funciones de las arcillas en perforación:

Las arcillas aportan diferentes propiedades a los lodos de perforación que permiten que el proceso sea llevado a cabo de manera eficiente, sin embargo, debe saberse elegir el tipo de arcilla que proveerá las propiedades necesarias dependiendo del caso. A continuación, se muestran algunas de las propiedades que aportan las arcillas a los fluidos de perforación:

b. Propiedades de flujo y densidad:

Los fluidos de perforación comúnmente consisten en agua a la que se le ha agregado suficiente arcilla para proveer una alta viscosidad y una alta resistencia a esfuerzos de corte. El grado de plasticidad de los lodos incrementa con su tiempo de residencia. La adición de la arcilla también resulta en un aumento de la densidad. Por lo general el valor de viscosidad de los lodos debe aproximarse a los 15cP. Se debe llegar a un balance de las propiedades que aporta la arcilla al fluido de perforación, ya que por ejemplo un lodo que sea altamente plástico y con una baja viscosidad es indeseable porque se necesitarían altas presiones de bombeo para circularlo (Larsen, 1952).

c. Propiedades de sello:

Las arcillas se emplearon inicialmente en los lodos de perforación para prevenir las pérdidas del fluido. La torta de filtrado que se genera en las paredes de los pozos incrementa su grosor dependiendo de factores como la viscosidad del fluido, la presión diferencial a través de la torta y sobretodo la permeabilidad de la torta (Larsen, 1952). Esta permeabilidad depende de los sólidos que componen el lodo (los cuales en su mayoría provienen de las arcillas).

d. Otras propiedades:

Speller (citado por Larsen, 1952) descubrió hace varios años que la bentonita contribuye a la reducción de corrosión por fatiga del acero cuando es empleada en lodos de perforación. Las arcillas son importantes en los lodos de emulsión, donde funcionan como agentes emulsificadores, y también tienen cierta importancia en los lodos con base aceite.

Bentonita

La bentonita es una arcilla formada esencialmente por minerales del grupo de la esmecita, independientemente de su ocurrencia u origen. Es uno de los minerales industriales con la más amplia variedad de usos y por sus posibilidades para obtener un alto valor agregado a través de su activación puede alcanzar en algunos casos valores de venta superiores a otros minerales (Dana, 159, p.365)

Los criterios de clasificación utilizados por la industria se basan en su comportamiento y propiedades físico-químicas; así la clasificación industrial más aceptada establece tipos de bentonitas en función de su capacidad de hinchamiento en agua:

1. Bentonitas altamente hinchables o sódicas
2. Bentonitas poco hinchables o cálcicas
3. Bentonitas moderadamente hinchables o intermedias

Partiendo de las rocas extraídas, se pueden hacer diferentes modificaciones con el objetivo de mejorar las propiedades dependiendo del uso que se les quiera dar. La venta de arcilla bentonita la encontraremos en forma de polvo granuloso que se puede presentar en diferentes tonalidades que van del blanco al color crema. Es una arcilla que presenta una baja solubilidad en agua y alcohol. Tiene una gran capacidad de absorber agua, lo que hace que se pueda utilizar en la formación de geles o dispersiones coloidales.

En cuanto a las propiedades químicas de la arcilla bentonita, cabe destacar que cuando incorporamos una bentonita en una formulación en base acuosa, esta tiende a cargarse de forma negativa, por lo que producirá una reacción con los componentes catiónicos de la fórmula.

Características de la bentonita:

1. Sus partículas tienen un tamaño inferior al de otros tipos de barros,

como la caolinita.

2. La más habitual o que podemos conseguir con una mayor facilidad es la cálcica, la cual tiene propiedades absorbentes.
3. La bentonita sódica cumple con la propiedad de hincharse al tener contacto con el agua.
4. Gracias a la cantidad de hierro que contiene suele tener un color característico, habitualmente de color blanco.
5. En cuanto a su plasticidad, moldeo o dureza, no tiene una apariencia estable sino que se va modificando, sobre todo cuando trabajamos directamente con ella. La mayoría de las veces es muy pegajosa y cuando se seca puede haber fractura de la misma.

Aplicación de la bentonita para lodos de perforación:

A pesar de los numerosos cambios que han tenido las formulaciones de los lodos de perforación, la bentonita sigue utilizándose en gran medida. Los lodos de perforación son los fluidos bombeados que circulan a través del pozo mientras este es perforado. Su composición se ajusta a medida que cambian las exigencias, de acuerdo con la profundidad de la perforación y los otros materiales encontrados. Las funciones que debe cumplir el lodo de perforación son:

- Control de presiones de formación y estabilización de las paredes.
- Enfriamiento de la herramienta de perforación.
- Sellamiento o formación de un recubrimiento delgado e impermeable contra la pared del pozo que no dejar filtrar agua en la formación geológica.
- Permitir la adición de agentes densificantes.
- Producción de una presión hidrostática suficiente para estabilizar la pared y conservar en la formación geológica sus fluidos.
- Remoción de escombros del fondo del pozo y transporte de los

mismos a la superficie.

- Soporte de parte del peso del taladro.
- Transmisión de potencia hidráulica a la broca.

Una gran variedad de minerales industriales y productos químicos es utilizada en la formación de lodos de perforación, pero siempre, el ingrediente más importante es la Bentonita y su utilización se basa en el incremento de la viscosidad del lodo, que garantiza una efectiva extracción a la superficie de los escombros.

Roca caliza:

Es una roca sedimentaria compuesta mayoritariamente por carbonato de calcio (CaCO_3), generalmente calcita. También puede contener pequeñas cantidades de minerales como arcilla, hematita, siderita, cuarzo, entre otros, que modifican (a veces sensiblemente) el color y el grado de coherencia de la roca. El carácter prácticamente mono mineral de las calizas permite reconocerlas fácilmente gracias a dos características físicas y químicas fundamentales de la calcita: es menos dura que el cobre (su dureza en la escala de Mohs es de 3) y reacciona con efervescencia en presencia de ácidos tales como el ácido clorhídrico. Existen tres tipos de calizas:

1. Calizas Biológicas:

La mayoría de las calizas se forman en aguas marinas tranquilas, claras, cálidas y poco profundas. Ese tipo de entorno es donde los organismos capaces de formar conchas y esqueletos de carbonato cálcico pueden prosperar y extraer fácilmente los ingredientes necesarios del agua del océano.

Cuando estos animales mueren, los restos de su caparazón y su esqueleto se acumulan como un sedimento que puede litificarse en piedra

caliza. Sus productos de desecho también contribuyen a la masa de sedimentos.

Las calizas formadas a partir de este tipo de sedimentos son rocas sedimentarias biológicas. Su origen biológico se revela a menudo, pero no siempre, en la roca por la presencia de fósiles.

A veces las evidencias de un origen biológico son destruidas por la acción de las corrientes, los organismos, la disolución o la recristalización.

2. Calizas químicas:

Algunas calizas se forman por precipitación directa de carbonato cálcico a partir de agua marina o dulce. Las calizas así formadas son rocas sedimentarias químicas. Se cree que son menos abundantes que las calizas biológicas.

La mayoría de las calizas biológicas contienen cantidades significativas de carbonato cálcico precipitado directamente. Después de que los granos biológicos se hayan acumulado y estén enterrados, el agua saturada de materiales disueltos se mueve lentamente a través de la masa de sedimentos. El carbonato de calcio, precipitado directamente de la solución, se forma como un «cemento» que une los granos biológicos.

La sedimentación es un paso importante en la transformación de un sedimento en una roca. Si los granos biológicos no están sedimentados, no se formará una roca. La cantidad de carbonato cálcico precipitado en una caliza biológica puede ser tan baja como unos pocos porcentajes de la roca en volumen, o puede ser superior al 50% de la roca en volumen.

3. Calizas evaporíticas (cavernícolas):

Las calizas también pueden formarse por evaporación. Las estalactitas, estalagmitas y otras formaciones de las cuevas (a menudo

llamadas espeleotemas) son ejemplos de calizas que se formaron por evaporación.

En una cueva, las gotas de agua que se filtran desde arriba entran en la cueva a través de fracturas u otros espacios porosos en el techo de la cueva. Allí pueden evaporarse antes de caer al suelo de la cueva.

Cuando el agua se evapora, se deposita el carbonato de calcio que estaba disuelto en el agua. Con el tiempo, este proceso de evaporación puede dar lugar a una acumulación de carbonato cálcico en forma de carámbano en el techo de la cueva. Estos elementos se conocen como estalactitas. Si las gotas caen al suelo y se evaporan allí, las estalagmitas podrían acabar creciendo hacia arriba desde el suelo de la cueva.

La piedra caliza que compone estas formaciones de cuevas se conoce como travertinos, una roca sedimentaria química. La roca conocida como “toba” es una caliza formada por la evaporación en una fuente termal o en la orilla de un lago en una zona árida.

Ambientes formadores de caliza

Muchos ambientes formadores de caliza están activos en la Tierra actualmente. La mayoría de ellos se encuentran en partes poco profundas del océano entre los 30 grados de latitud norte y los 30 grados de latitud sur.

La piedra caliza se está formando en el Mar Caribe, el Océano Índico, el Golfo Pérsico, el Golfo de México, alrededor de las islas del Océano Pacífico y dentro del archipiélago indonesio.

En Venezuela existen cuatro yacimientos de piedra caliza entre los que figuran Patanemo (estado Carabobo), Tumeremo (estado Aragua), clarines (estado Anzoátegui) y el Cerro La Auyama situado entre los estados Sucre y Monagas. Más sin embargo en la **Figura 11**, se pueden apreciar los diferentes depósitos de la misma.

Figura 11. Depósitos de roca caliza en Venezuela



Fuente: López et al (2003)

Composición de la caliza:

La caliza es, por definición, una roca que contiene al menos un 50% de carbonato de calcio en forma de calcita en peso. Todas las calizas contienen al menos un porcentaje de otros materiales. Estos pueden ser pequeñas partículas de cuarzo, feldespato o minerales de arcilla que llegan al lugar a través de las corrientes y la acción de las olas. Pueden formarse partículas de cuarzo, piritita, siderita y otros minerales en la

El contenido de carbonato de calcio de la caliza le caliza por procesos químicos. Confiere una propiedad que se utiliza a menudo en la identificación de rocas: efervesce en contacto con una solución fría de ácido clorhídrico al 5%.

Origen químico de la caliza

El carbonato de calcio se disuelve con mucha facilidad en aguas que contienen gas carbónico disuelto (CO_2). En entornos en los que aguas cargadas de CO_2 liberan bruscamente este gas en la atmósfera, se produce generalmente la precipitación del carbonato de calcio en exceso según la siguiente reacción $\text{Ca}^{2+} + 2 (\text{HCO}_3^-) = \text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$. Esa liberación de CO_2 interviene, fundamentalmente, en dos tipos de entornos: en el litoral cuando llegan a la superficie aguas cargadas de CO_2 y, sobre los continentes, cuando las aguas subterráneas alcanzan la superficie. Las calizas son rocas originadas por un proceso de sedimentación directa. La más común es la fijación del carbonato cálcico (habitualmente en forma de aragonito) en las conchas o esqueletos de determinados organismos, ya sean macroscópicos (lamelibranquios, braquiópodos, gasterópodos...), o microscópicos (foraminíferos). Al morir, estos esqueletos y conchas se acumulan, creándose un sedimento carbonatado.

Principales derivados de la caliza

1. Cal:

La caliza u otras rocas calcáreas se calientan en hornos hasta 903°C , de forma que expulsa el CO_2 y queda la cal viva (CaO). Esta se apaga con agua, mezclada con arena, forma el mortero. Comúnmente, la cal se prepara en forma de cal hidratada ($\text{Ca}(\text{OH})_2$), añadiendo agua. Cien kilos de caliza pura producen 56 kilos de cal. Puede emplearse también dolomita que da CaO-MgO , se apaga más lentamente y despiden menos calor que la cal viva.

2. Cal Viva:

Material obtenido de la calcinación de la caliza que, al desprender anhídrido carbónico, se transforma en óxido de calcio. La cal viva debe ser

capaz de combinarse con el agua para transformarse de óxido a hidróxido y una vez apagada (hidratada), se aplique en la construcción, principalmente en la elaboración del mortero de albañilería.

3. Cal hidratada:

Se conoce con el nombre comercial de cal hidratada a la especie química de hidróxido de calcio, la cual es una base fuerte formada por el metal calcio unido a dos grupos hidróxidos. El óxido de calcio al combinarse con el agua se transforma en hidróxido de calcio.

4. Cal hidráulica:

Cal compuesta principalmente de hidróxido de calcio, sílica (SiO_2) y alúmina Al_2O_3) o mezclas sintéticas de composición similar. Tiene la propiedad de fraguar y endurecer incluso debajo del agua.

Aplicaciones de la caliza:

Las propiedades físicas, mineralógicas y químicas de las rocas carbonáticas son muy utilizadas en muchos sectores industriales. Aunque el uso principal de las rocas de carbonato es en construcción, como agregado o en la producción de cal y cemento, éstas también son ampliamente utilizadas en la industria del hierro y acero, en la industria química, en la manufactura de vidrio, como carga, y otros usos específicos. En estos usos no relacionados con la construcción o aplicaciones de alta pureza, la caliza puede ser usada tanto como materia prima químicamente reactiva, como una carga inerte o pigmento. Al calor (calcinación) la caliza forma cal (CaO) que es un óxido “básico” y puede ser utilizada para reaccionar con óxidos “ácidos” (ejemplo, en el proceso de fundición).

Carbonato de calcio:

El (CaCO_3) se presenta en formas muy diversas: cáscara de huevo, conchas, perlas, corales, creta, piedra caliza, mármol, estalactitas, estalagmitas siendo su composición química: CO_2 44%, CO 56%. Además, es el producto obtenido moliendo fino o micronización de calizas extremadamente puras, por lo general con más del 98.5% de contenido en CaCO_3 .

Un compuesto con la fórmula CaCO_3 que existe en forma natural como caliza. El carbonato de calcio triturado y dimensionado a un tamaño de partícula determinado se utiliza para aumentar la densidad del lodo a 12 lbm/gal, aproximadamente, y es preferible a la barita porque es soluble en ácido y puede ser disuelto con ácido clorhídrico para limpiar las zonas de producción. Su uso principal hoy en día es como material de obturación en los fluidos de perforación de yacimiento, terminación y reacondicionamiento. Las partículas dimensionadas de carbonato de calcio, junto con los polímeros, controlan la pérdida de fluido en las salmueras o en los fluidos de perforación de yacimiento, terminación y reacondicionamiento.

Funciones del carbonato de calcio:

El carbonato de calcio F (fino) se utiliza como agente densificante estándar, el carbonato de calcio M (mediano) y el carbonato de calcio C (grueso) se emplean para controlar la infiltración y puentear, o pueden utilizarse como material densificante con un mayor tamaño de partículas (Báez. 2012).

También se lo puede agregar de forma periódica para controlar la filtración y limitar las pérdidas de circulación en formaciones de alta permeabilidad. Resulta particularmente efectivo al estar perforando con altas presiones diferenciales causadas por una condición de sobrebalance o al estar perforando en zonas depletadas (Rivas, Carvajal. 2011).

La industria petrolera se rige bajo la normativa dada por el instituto Americano del petróleo API, dónde se dictan los rangos que deben cumplir los minerales para ser utilizados.

Además la calidad del carbonato de calcio depende principalmente de tres componentes que son mencionados a continuación:

1. Granulometría:

Estudio que se realiza para conocer el tamaño de las partículas. Su finalidad es obtener la distribución por tamaños de las partículas presentes en una muestra y si es posible también su clasificación mediante sistemas métricos estandarizados.

2. Gravedad específica del carbonato de calcio.

La gravedad específica del CaCO_3 es de 22.62, entre más puro, de mejor calidad será. Para realizar el cálculo de la gravedad específica se usa una balanza de control de peso.

3. Color:

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

Condiciones de almacenamiento:

Actualmente el carbonato de calcio extraído, se almacena en sacos de lona así mismo, es en este medio en el cual se transporta, esta forma de almacenamiento no cuenta con los requerimientos necesarios para que el insumo mantenga su pureza.

Propiedades del carbonato de calcio

El carbonato de calcio se caracteriza por las siguientes propiedades:

1. Alta pureza, lo que deja de lado cualquier efecto catalítico adverso en el envejecimiento de los polímeros
2. Alto grado de blancura
3. Bajo índice de refracción, permitiendo tonos pastel y blancos
4. Baja abrasividad, mejorando el tiempo de vida de las máquinas y equipos
5. Buena dispersabilidad (particularmente en los grados recubiertos)
6. Bajo costo

SISTEMA DE VARIABLES

En el estudio de investigación descriptiva, se pretende delimitar claramente, las variables sujetas a ser estudiadas por su referencia a un conjunto empírico.

Según Hernández y otros (2007) definen variable como "una propiedad que puede fluctuar y cuya variación es susceptible de medirse u observarse" (p.123).

MAPA DE VARIABLES.

Tabla 5. Mapa de Variables.

Objetivo General: Analizar las propiedades reológicas de un fluido de perforación diseñado en el laboratorio de la Unellez en base a carbonato de calcio comercial y natural.

Objetivos Específicos	Variable	Definición Operacional	Indicadores	Items
Diseñar un lodo de perforación formulado con carbonato de calcio comercial.	Carbonato de calcio	Mineral obtenido de diferentes fuentes como lo son de perlas, cascara de huevos, corales, etc. Así mismo también se obtiene de moler en partículas finas la roca caliza	Minerales. Características.	
Diseñar un lodo de perforación formulado con carbonato de calcio natural.	Roca caliza	Roca sedimentaria compuesta mayoritariamente por carbonato de calcio, generalmente calcita.	Roca. Formación geológica. Propiedad.	
Definir las propiedades reológicas de un lodo de perforación usando carbonato de calcio comercial y natural.	Lodo de perforación	Es una sustancia con características físicas y químicas apropiadas capaces de soportar altas presiones y temperaturas.	Mezcla. Temperatura. Presión.	
Comparar las propiedades reológicas del lodo de perforación con carbonato de calcio natural y comercial.	Propiedades reológicas	Estudia la manera en como la materia se deforma y fluye, principalmente analiza la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte.	Densidad. Viscosidad. Reología. Filtrado. Punto cedente. Prueba de	

			laboratorio. Ph.	
Determinar la factibilidad técnica del uso de un lodo de perforación con carbonato de calcio natural, para la construcción de un pozo.	Factibilidad técnica	Determina si se dispone de los conocimientos, equipos o herramientas necesarias para llevar a cabo los procedimientos, funciones o métodos involucrados en un proyecto.	Factibilidad. Adquisición. Beneficio. Eficiencia.	

Fuente: Pérez, L. / Quintero, H., 2022.

NORMATIVA Y ASPECTOS LEGALES.

En la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, Capítulo IX - de los Derechos Ambientales, Publicada en Gaceta Oficial del jueves 30 de diciembre de 1999, N° 36.860:

Art 127: Es un derecho y un deber de cada generación proteger y mantener el ambiente en beneficio de sí misma y del mundo futuro. Toda persona tiene derecho individual y colectivamente a disfrutar de una vida y de un ambiente seguro, sano y ecológicamente equilibrado. El Estado protegerá el ambiente, la diversidad biológica, los recursos genéticos, los procesos ecológicos, los parques nacionales y monumentos naturales y demás áreas de especial importancia ecológica. El genoma de los seres vivos no podrá ser patentado, y la ley que se refiera a los principios bioéticos regulará la materia. Es una obligación fundamental del Estado, con la activa participación de la sociedad, garantizar que la población se desenvuelva en un ambiente libre de contaminación, en donde el aire, el agua, los suelos, las costas, el clima, la capa de ozono, las especies vivas, sean especialmente protegidos, de conformidad con la ley.

En esta ley presentada nos ampara al presentar una alternativa ecológica que regularía la contaminación de aguas subterráneas y del subsuelo, como también a innovar nuevas técnicas investigativas biodegradables.

En la ley Orgánica de los Hidrocarburos cita en el capítulo II, Gaceta Oficial Extraordinaria N° 36.860 de fecha 30 de diciembre de 1.999.

Art 5: las actividades reguladas por esta ley estarán dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenido del país, atendiendo el uso racional del recurso y la preservación natural del ambiente, a tal fin se promoverá el fortalecimiento del sector productivo nacional y la transformación

en el país de materias provenientes del hidrocarburo, así como, la incorporación de nuevas tecnologías

En este artículo dicha investigación se ampara en la utilización de materiales biodegradables que son de provecho para el crecimiento de la conciencia ambiental, y la implementación de nuevas tecnologías biodegradables para el fortalecimiento de nuestra industria de hidrocarburo.

TIPO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación tiene una naturaleza cuantitativa también llamada empírico-analítico, racionalista o positivista que es aquel que se basa en los aspectos numéricos para investigar, analizar y comprobar información y datos. Diversos autores han definido lo que es la investigación cuantitativa, así tenemos: según Landeau (2007) y Cruz, Olivares, & González (2014) la investigación cuantitativa pretende establecer el grado de asociación o correlación entre variables, la generalización y objetivación de los resultados por medio de una muestra permite realizar inferencias causales a una población que explican por qué sucede o no determinado hecho o fenómeno.

Este trabajo especial de grado se enmarca en el modelo del paradigma cuantitativo puesto que en ella se usaron instrumentos de laboratorio para la obtención de datos de los fluidos estudiados y compararlos entre sí, para así estudiar sus propiedades reológicas en el laboratorio de la UNELLEZ Barinas.

Por su parte este trabajo está orientado hacia un tipo de investigación descriptiva, donde según Tamayo (2006) define que la investigación descriptiva “comprende la descripción, registro, análisis e interpretación de la naturaleza actual, y la composición o proceso de los fenómenos. El enfoque se hace sobre conclusiones dominantes o sobre un grupo de personas o cosas”.

De tal forma que este trabajo especial de grado es de tipo descriptivo por la razón que se está buscando la alternativa de un producto, como lo es

el uso del carbonato de calcio natural como agente densificante y controlador de filtrado en un lodo de perforación base agua, así mismo disminuyendo la dependencia del carbonato de calcio comercial ya usado en la construcción de pozos petroleros.

METODOLOGÍA

MODALIDAD DE INVESTIGACIÓN EXPERIMENTAL

El autor Fidias G. Arias (2012), define: “La investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos, a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente)”.

De igual manera, los autores Palella y Martins (2010), define: El diseño experimental es aquel según el cual el investigador manipula una variable experimental no comprobada, bajo condiciones estrictamente controladas. Su objetivo es describir de qué modo y porque causa se produce o puede producirse un fenómeno. Busca predecir el futuro, elaborar pronósticos que una vez confirmados, se convierten en leyes y generalizaciones tendentes a incrementar el cúmulo de conocimientos pedagógicos y el mejoramiento de la acción educativa (pag.86).

Partiendo de lo anterior, este trabajo especial de grado tiene una modalidad de investigación experimental, ya que se está diseñando un fluido base agua formulado con carbonato de calcio natural como densificante, donde será puesto a pruebas de laboratorio para comprobar si el CaCO_3 natural aporta las propiedades necesarias para cumplir con su función, lo que servirá para dar una opción viable que sustituya el carbonato de calcio comercial actualmente usado en la industria.

En este sentido en el carácter experimental se cumple los siguientes pasos y procedimientos:

1. Preparación de las muestras:

Procedimiento realizado:

- a. Se procedió a pesar las concentraciones de cada una de las muestras
- b. Se preparó una concentración de fluido de perforación basándose en agua, bentonita al 6% y 127.24 gramos de carbonato de calcio comercial
- c. Se preparó una segunda muestra de fluido de perforación con la misma concentración de bentonita y en este caso se agregan 127.24 gramos de carbonato de calcio natural.
- d. Se preparó una tercera muestra de un fluido de perforación con misma concentración de bentonita, 25 gramos de carbonato de calcio comercial, 0.5 gramos de soda caustica y 4 gramos de lignosulfonato.
- e. Para una cuarta muestra se preparó un fluido de perforación usando los mismos aditivos que la tercera muestra, en este caso usando 25 gramos de carbonato de calcio natural.

Figura 12. Pesado de las muestras.



Fuente: Elaboración Propia.

- f. Se agitó cada muestra durante 15 min luego de agregar cada aditivo y posteriormente, luego que se agregaron todos los aditivos mezclamos durante 30 min.

Figura 13. Agitando las muestras



Fuente: Elaboración Propia.

- g. Se procedió a analizar cada muestra.

2. Obtención de la densidad con la balanza de lodos

El dispositivo se usó para medir la densidad de cada muestra. La balanza para lodos se calibra con agua cuya densidad es de 8.33 LPG.

Pasos realizados:

- a. Se llenó la copa de fluido teniendo mucho cuidado de no entrapar aire.
- b. Se colocó la tapa encima de la copa, el fluido remanente salió por el orificio de la tapa, se limpió y se secó la balanza.

- c. Con el contrapeso deslizante se equilibró la balanza hasta que la burbuja quedo en el centro del visor.
- d. Se procedió a la lectura de la densidad según la escala escogida.

Nota: El procedimiento descrito con anterioridad se realizó para cada una de las muestras de forma individual.

Figura 14. Determinación de la densidad.



Fuente: Elaboración Propia.

3. Proceso para determinar la viscosidad plástica, viscosidad aparente, punto cedente y esfuerzo gel.

Las pruebas de viscosidad plástica, viscosidad aparente, punto cedente y esfuerzo gel se realizaron en un viscosímetro de Fann.

Pasos realizados para medir viscosidad plástica, viscosidad aparente, punto cedente:

- a. Se colocó el sistema de cilindro giratorio estacionario dentro del vaso que contenía la muestra recién agitada
- b. Se colocó la palanca en posición de velocidad variable y con la manivela se hizo girar el fluido a fin de homogeneizarlo.

- c. Se colocó la palanca en la posición de 600 Rpm, se hizo girar el cilindro donde se estabilizó el dial se tomó la medida a 600 Rpm de la muestra.
- d. Se colocó la palanca en la posición de 300 Rpm, se hizo girar el sistema y se procedió a la anotación de la lectura a 300 Rpm para dicha muestra.

Nota: El procedimiento descrito con anterioridad se realizó para cada una de las muestras de forma individual.

Pasos para la medición del esfuerzo gel:

- a. Se colocó la muestra recién agitada en el vaso del viscosímetro hasta la marca de aforo, se encendió el motor con el conmutador en alta velocidad, específicamente a una velocidad de 600 Rpm durante 15 segundos.
- b. Luego se colocó el selector de velocidad en baja y se obtuvo el dial de la máxima lectura para 3 Rpm y se registró como la resistencia gel inicial.
- c. Se apagó el motor durante 10 segundos para que el fluido repose.
- d. Se inició la lectura con el conmutador en alta velocidad, duración de 10 segundos y después se dejó reposar el fluido, durante 10 minutos. Posteriormente se anotó la medición como en el paso anterior y se registró la lectura máxima como gel de 10 minutos en $\text{lb}/100^2$.

Nota: El procedimiento descrito con anterioridad se realizó para cada una de las muestras de forma individual.

Figura 15. Realizando lecturas en el viscosímetro de Fann.



Fuente: Elaboración Propia.

4. Proceso para el contenido de líquidos y sólidos.

Para determinar el contenido de líquidos y sólidos en la muestra de fluido de perforación se emplea el uso de la retorta específicamente una de 20ml.

Pasos realizados:

- a. Se llenó la copa de fluido teniendo mucho cuidado de no entrapar aire.
- b. Se colocó la tapa, el fluido remanente salió por el orificio de la tapa, se limpió y se secó la copa.
- c. Se llenó de lana de acero el cuerpo (chamber) de la retorta, luego colocamos lubricante a las roscas del cuerpo (chamber) de la retorta y se conectó al condensador.
- d. Se instaló un recipiente colector limpio y seco por debajo de la salida del condensador y se colocó en funcionamiento la retorta.
- e. Luego de 30 minutos se apagó la retorta y se dejó enfriar el colector de fluido para así proceder a leer el volumen total del líquido en la

muestra.

Nota: El procedimiento descrito con anterioridad se realizó para cada una de las muestras de forma individual.

Figura 16. Realizando montaje de la retorta.



Fuente: Elaboración Propia.

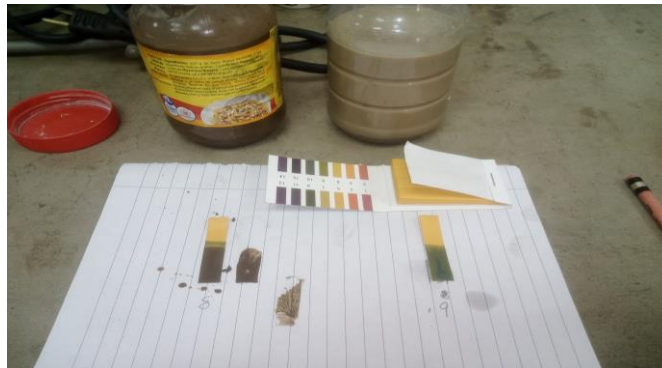
5. Procedimiento para medir el PH.

Para medir el nivel de PH del fluido se utilizó un papel indicador de ph y los pasos para determinarlo son los siguientes:

- a. Se sumergió $\frac{1}{2}$ de la tira de prueba de Ph en la muestra durante 3 segundos
- b. Al transcurrir 10 segundos de espera hasta que la tira con el papel medidor de ph reaccionara, se observa la tonalidad que se adquiere.
- c. Se comparó con la escala oficial del Ph que varía de 0 a 14 dependiendo de la tonalidad observada.

Nota: El procedimiento descrito con anterioridad se realizó para cada una de las muestras de forma individual.

Figura 17. Medición del pH.



Fuente: Elaboración Propia.

6. Procedimiento para el porcentaje de filtrado y revoque

Con el fin de evaluar la calidad de revoque formado con el fluido preparado se hace uso del filtro prensa. Los pasos a seguir para realizar la prueba son los siguientes:

- a. Ensamblamos la celda del filtro prensa, asegurándonos que estuviera limpia y seca, y que las empacaduras no estuvieran deformes o gastadas.
- b. Vertimos la muestra del fluido en la celda y completamos el ensamblaje con papel filtro en su lugar dando la tapa con el regulador de presión mediante el tornillo T.
- c. Colocamos un cilindro graduado seco por debajo del tubo de drenaje para que reciba el filtrado.
- d. Cerramos la válvula de alivio y ajustamos el regulador de manera tal que se aplique una presión de 100psi +/- 1psi. El periodo de prueba se inició en el momento que se aplicó la presión.
- e. Al final de 30 minutos de la prueba se interrumpió el flujo que pasa por el regulador de presión y abrimos la válvula de alivio.
- f. Registramos el volumen de filtrado en centímetros cúbicos como filtrado API.

- g. Desmontamos la celda y vertimos el fluido en un vaso con cuidado para guardar el papel filtro con un mínimo de perturbación del revoque.
- h. Y por último medimos el espesor del revoque y lo registramos en 32avos de pulgadas y milímetros.

Nota: El procedimiento descrito con anterioridad se realizó para cada una de las muestras de forma individual en cada celda del filtro prensa API.

Figura 18. Medición de la prueba de filtrado en el filtro prensa.



Fuente: Elaboración Propia.

POBLACIÓN Y MUESTRA.

Según (Morlés, 1994) La población o universo se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan: a los elementos o unidades (personas, instituciones o cosas) involucradas en la investigación, (p. 17). A los efectos de esta investigación experimental, la población estará

constituida por todos los lodos de perforación base agua los cuales son: Lodos dispersos (lodos salados, lodos tratados con calcio.), lodos polímero, lodos no dispersos (lodos primarios, los ligeramente tratados).

Por otro parte, según Arias (2006, p. 83) la muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible, por lo tanto, la muestra estará constituida por un lodo disperso y un lodo no disperso, formulados con carbonato de calcio natural y comercial.

TÉCNICAS, INSTRUMENTOS Y MATERIALES APLICADOS EN LA RECOLECCIÓN DE DATOS.

Para el desarrollo de la investigación se emplea como técnica de recolección de datos una investigación documental y observación directa donde según Bavaresco (2002, pag 26, 27) “la investigación documental constituye prácticamente la investigación que da inicio a casi todas las demás por cuanto permite un conocimiento previo o bien del soporte documental o bibliográfico vinculado al tema, objeto de estudio, conociendo los antecedentes y quien han escrito sobre el tema”. De igual forma Fideas G. Arias define como: “la investigación documental es el proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas”. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos.

Partiendo de lo anterior expuesto, en la presente investigación se usaron referencias bibliográficas electrónicas como: documentos de internet (sitios web, publicaciones en línea), publicaciones no periódicas en línea (libros, informes, tesis) y documentos obtenidos a través de correo electrónico, a fin de determinar si la caracterización reológica del carbonato

de calcio es factible para su posible aplicación como un fluido de perforación.

Por parte de la observación directa según Goetz y Le Compte (1988), “favorece de igual forma la labor de cualquier persona que realiza funciones de observador, ya que le permite, desde una posición independiente y detallada, reconstruir las características del fenómeno o sujeto de estudio”. Del mismo modo, los autores Hernández, Fernández y Baptista (2006: 316), expresan que: “la observación directa consiste en el registro sistemático, aliado y confiable de comportamientos o conducta manifestadas en las muestras de estudio”. A través de esta técnica el investigador puede observar y recoger datos mediante su propia observación. Y según la explicación de Palella y Martins (2017: 122), “la observación es directa cuando el investigador se pone en contacto personalmente con el hecho o fenómeno que trata de investigar”.

De lo antes mencionado, en la presente investigación se determinaron sucesos, conocimientos y experiencias a medida que se fueron observando directamente en el laboratorio de fluidos de perforación (Unellez-Barinas), los procesos de formulación y mezclado de los fluidos diseñados con carbonato de calcio natural como agente densificante, los aspectos que tienen, las mediciones y comportamientos observados en la balanza de lodo, el viscosímetro, el pHmetro, en los porcentajes de sólidos y líquidos, en la filtración, entre otros. Por lo que se hace precisa la observación directa como técnica de recolección de información.

Por otro lado, es importante recalcar que se utilizó instrumentos de recolección de datos, materiales y equipos que facilitaron la obtención de la información y la ejecución de la misma. Los cuales fueron:

Instrumentos de recolección de Datos:

1. Tabla de Datos o Registro.
2. Microsoft Word

Materiales:

1. Cuaderno de notas.
2. Dispositivos electrónicos: (cámara fotográfica o teléfono, pendrive).
3. Materiales de laboratorio: (Cilindro graduado, Vaso de precipitado, Vidrio reloj, Tamiz, Viscosímetro de Fann, Batidora, Balanza de lodo, Peso digital, Retorta, Filtro prensa, Papel indicador de PH y pHmetro).

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Análisis y discusión de los resultados de la investigación

El presente capítulo se relaciona con la discusión y análisis de los resultados obtenidos, que corresponden a la evaluación de las propiedades reológicas de un fluido de perforación base agua elaborado en el laboratorio de fluidos de perforación (UNELLEZ-Barinas), implementando carbonato de calcio como agente densificante y controlador de filtrado, donde fueron planteados objetivos específicos que ayudaron al cumplimiento de este trabajo especial de grado.

1. Diseñar un lodo de perforación formulado con carbonato de calcio comercial.

Para el diseño de los lodos de perforación presentados a continuación, se tomó como base el uso del carbonato de calcio comercial, cuya marca es CARBINT elaborado por la empresa MICRONIZADOS CARIBE C.A. y licenciado por PDVSA. Seguidamente se presentarán los lodos formulados con carbonato de calcio comercial.

Tabla 6. Formulación de un lodo base agua no disperso con carbonato de calcio comercial.

Aditivos	Formulación	Peso específico (g/cc)	Densidad (ppg)
Agua	350 ml	0.988	8.33
Bentonita	21 gramos (6%)	2.65	22.11
Carbonato de calcio comercial CaCO_3	127.24 gramos	2.71	22.61

Fuente: Elaboración propia

En la **Tabla n°6** se muestra la formulación de un lodo base agua no disperso con carbonato de calcio comercial, donde se utilizó 1 barril de agua a escala de laboratorio siendo igual a 350 ml, 6% de bentonita equivalente a 21 gramos para proporcionar viscosidad al fluido, posteriormente se adicionó 127.24 gramos de carbonato de calcio comercial cumpliendo como función el densificar el lodo preparado y así mismo ser utilizado como controlador de filtrado.

Tabla 7. Formulación de un lodo base agua disperso con carbonato de calcio comercial.

Aditivos	Formulación	Peso específico (g/cc)	Densidad (ppg)
Agua	350 ml	0.988	8.33
Bentonita	21 gramos (6%)	2.65	22.11
Carbonado de calcio comercial CaCO ₃	25 gramos	2.71	22.61
Soda caustica	0.5 gramos	2.13	17.77
Lignosulfonato	4 gramos	0.56	4.67ppg

Fuente: Elaboración propia

En la **Tabla n°7** se muestra la formulación de un lodo base agua disperso con carbonato de calcio comercial, se utilizó 350 ml de agua, 21 gramos de bentonita y 25 gramos de carbonato de calcio comercial, adicionalmente se agregó 0.5 gramos de soda caustica para aumentar el pH y posteriormente se adicionó 4 gramos de lignosulfonato como dispersante para evitar la floculación de partículas sólidas.

2. Diseñar un lodo de perforación formulado con carbonato de calcio natural.

Para la construcción de estas formulaciones, se extrajo el carbonato de calcio de una roca caliza marrón claro, la cual se obtuvo en el Caserío Brisas del Río, ubicada en la carretera Nacional Guanare-Biscucuy. Luego de trasladar la muestra de roca hasta el laboratorio, se pulverizó haciendo uso de un martillo geológico, posteriormente el producto obtenido fue pasado por un tamiz de 120 micrones donde se obtuvo una granulometría adecuada para el diseño de los lodos base agua. Las formulaciones que se usaron son las siguientes.

Tabla 8. Formulación de un lodo base agua no disperso con carbonato de calcio natural.

Aditivos	Formulación	Peso específico (g/cc)	Densidad (ppg)
Agua	350 ml	0.988	8.24
Bentonita	21 gramos (6%)	2.65	22.11
Carbonato de calcio natural CaCO_3	127.24 gramos	2.71	22.61

Fuente: Elaboración propia

En la **Tabla n°8** se observa la formulación de un lodo base agua no disperso con carbonato de calcio natural, de igual manera que el lodo presentado en la **Tabla n°6** se utilizaron las mismas concentraciones de agua y bentonita, pero en esta ocasión agregamos carbonato de calcio natural obtenido en la pulverización de la roca caliza.

Tabla 9. Formulación de un lodo base agua disperso con carbonato de calcio natural.

Aditivos	Formulación	Peso específico (g/cc)	Densidad (ppg)
Agua	350 ml	0.988	8.33
Bentonita	21 gramos (6%)	2.65	22.11
Carbonado de calcio natural CaCO ₃	25 gramos	2.71	22.61
Soda caustica	0.5 gramos	2.13	17.77
Lignosulfonato	4 gramos	0.56	4.67

Fuente: Elaboración propia

En la **Tabla n°9** se puede apreciar la formulación de un lodo base agua disperso, donde se utilizó 25 gramos carbonato de calcio natural y para los demás aditivos utilizamos las mismas concentraciones usadas en la **Tabla n°7**.

- Definir las propiedades reológicas de un fluido de perforación usando carbonato de calcio comercial y natural.

Por medio de pruebas de laboratorio se lograron obtener diversos datos que son tomados como resultados para los diferentes lodos diseñados, determinando de esta forma las propiedades reológicas que presentan cada uno de ellos. De esta manera se presentan las siguientes tablas:

Tabla 10. Propiedades reológicas de un lodo no disperso con carbonato de calcio comercial.

Densidad	9.5 ppg
Lectura 600	21
Lectura 300	11
Viscosidad plástica	10 cp
Viscosidad aparente	10.5 cp

Punto cedente	1 Lb/100pie ³
Esfuerzo Gel	
Gel inicial	1 Lb/1000 pie ²
Gel final	5 Lb/1000 pie ²
Prueba de porcentaje de sólidos (Retorta)	
% Líquidos	97
% Sólidos	3
Filtro Prensa API	
Altura del filtrado	13 ml
Espesor del revoque	5mm
PH	9

Fuente: Elaboración propia

Las propiedades reológicas obtenidas por medio de las pruebas de laboratorio con el lodo de perforación no disperso formulado con carbonato de calcio comercial se encuentra dentro del rango establecido por las normas API para un lodo base agua.

Tabla 11. Propiedades reológicas de un lodo disperso con carbonato de calcio comercial.

Densidad	8.8 ppg
Lectura 600	16
Lectura 300	9
Viscosidad plástica	7 cp
Viscosidad aparente	8 cp
Punto cedente	2 Lb/100pie ³
Esfuerzo Gel	

Gel inicial	3 Lb/1000 pie ²
Gel final	4 Lb/1000 pie ²
Prueba de porcentaje de solidos (Retorta)	
% Líquidos	98
% Solidos	2
Filtro Prensa API	
Altura del filtrado	11 ml
Espesor del revoque	3 mm
PH	8.4

Fuente: Elaboración propia

En los resultados obtenidos, se observan que varias de las propiedades reológicas se mantienen dentro de los límites establecidos por las normas API, pero sin embargo el pH el cual es controlado con la soda caustica se mantiene en un valor muy bajo.

Tabla 12. Propiedades reológicas de un lodo no disperso con carbonato de calcio natural.

Densidad	9.8 ppg
Lectura 600	23
Lectura 300	13
Viscosidad plástica	10 cp
Viscosidad aparente	11.5 cp
Punto cedente	3 Lb/100pie ³
Esfuerzo Gel	
Gel inicial	3 Lb/1000 pie ²

Gel final	9 Lb/1000 pie ²
Prueba de porcentaje de solidos (Retorta)	
% Líquidos	90
% Solidos	10
Filtro Prensa API	
Altura del filtrado	19 ml
Espesor del revoque	3 mm
PH	8

Fuente: Elaboración propia

Durante las pruebas realizadas se observó que como indica la **Tabla n°12** el esfuerzo de gel final dio una cifra elevada, el pH dio un resultado bajo debido a que no se hizo uso de soda caustica como controlador de pH. El resto de propiedades reológicas arrojaron resultados dentro de los parámetros establecidos por las normas API.

Tabla 13. Propiedades reológicas de un lodo disperso con carbonato de calcio natural.

Densidad	9 ppg
Lectura 600	17
Lectura 300	10
Viscosidad plástica	7 cp
Viscosidad aparente	8.5 cp
Punto cedente	3 Lb/100pie ³
Esfuerzo Gel	
Gel inicial	4 Lb/1000 pie ²
Gel final	5 Lb/1000 pie ²
Prueba de porcentaje de solidos	

(Retorta)	
% Líquidos	90
% Sólidos	10
Filtro Prensa API	
Altura del filtrado	13 ml
Espesor del revoque	2 mm
PH	8

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la **Tabla n°13** las propiedades reológicas obtenidas en el lodo disperso con carbonato de calcio natural dieron como resultado parámetros muy aceptables dentro de las normas establecidas por API para lodos base agua, con la excepción del pH que al igual de los casos anteriores arrojó resultados muy bajos, en este caso debido a la baja concentración de soda caústica que se utilizó.

4. Comparar las propiedades reológicas del lodo de perforación con carbonato de calcio natural y comercial.

Para determinar cuál fluido presenta un mejor desempeño para la perforación de un pozo petrolero es necesario contrastar cada una de sus propiedades reológicas. Seguidamente se presentan las siguientes tablas y sus análisis llevados a cabo con cada resultado obtenido:

Tabla 14. Propiedades reológicas de un lodo no disperso base agua con carbonato de calcio natural y comercial.

Propiedades	Carbonato de calcio natural (CaCO₃)	Carbonato de calcio comercial (CaCO₃)
--------------------	---	---

Densidad (ppg)	9.8	9.5
Lectura 600 (rpm)	23	21
Lectura 300 (rpm)	13	11
Viscosidad plástica (cp)	10	10
Viscosidad aparente (cp)	11.5	10.5
Punto cedente (Lb/100 pie ³)	3	1
Esfuerzo de gel		
Gel inicial 10 s (Lb/1000 pie ²)	3	1
Gel final 10 min (Lb/1000 pie ²)	9	5
Prueba de porcentaje de solidos (Retorta)		
% Líquidos	90	97
% Solidos	10	3
Filtro prensa API		
Altura de filtrado (ml)	19	13
Espesor de revoque (mm)	3	5
Ph	8	9

Fuente: Elaboración propia

En la **Tabla n°14** se observan los valores de cada propiedad reológica obtenida en el desarrollo de las pruebas de laboratorio, con lodos base agua no dispersos formulados con carbonato de calcio natural y comercial respectivamente, de esta manera se obtienen los siguientes análisis comparativos:

Utilizando la misma concentración de CaCO_3 natural y comercial se presenta una diferencia en la densidad obtenida, donde para el lodo formulado con carbonato de calcio natural se registró 9.8ppg y para el lodo diseñado con carbonato de calcio comercial se registró 9.5ppg, ambos valores están dentro del rango establecido por las normas API, de tal forma hay que tener en consideración la presión de fractura de la formación, ya que la densidad se encarga de controlar la presión hidrostática en el fondo del pozo y un alto valor de esta propiedad podría causar un fracturamiento, entre otros problemas operacionales.

Para la viscosidad plástica se obtuvieron resultados similares de 10cp para ambos lodos diseñados, tomando en cuenta que con esta propiedad se determina la resistencia al flujo del fluido debido al tamaño, distribución y geometría de las partículas sólidas, se establece que un alto valor indica más resistencia para que el fluido circule dentro del pozo. Los datos obtenidos cumplen con las condiciones dadas por las normas API.

En cuanto a la viscosidad aparente se presentaron para el lodo formulado con CaCO_3 natural 11.5cp y para el lodo formulado con CaCO_3 comercial 10.5cp, de esta manera se determina que el primer lodo mencionado tiene una mejor suspensión de sólidos debido al alto valor presentado, ambos valores se encuentran dentro de los rangos API, así mismo tenemos en cuenta que valores altos de esta propiedad indicara mayor resistencia de flujo del fluido.

El punto cedente en las pruebas realizadas arrojaron valores para el lodo formulado con CaCO_3 natural de 3 lb/100pie² y para el lodo formulado con CaCO_3 comercial de 1 lb/100pie², teniendo en cuenta que para el punto cedente a mayores valores más esfuerzo es necesario para hacer circular el fluido por lo cual se requieren bombas de mayor potencia en superficie durante la perforación, de esta manera aunque ambos valores están dentro del rango permisible según API, el lodo formulado con CaCO_3 comercial tiende a requerir menos esfuerzo para ser desplazado.

Para los esfuerzos de geles, en el inicial se observaron valores de 3 lb/1000pie² para el lodo con carbonato natural y de 1 lb/1000pie² para el lodo con carbonato comercial, de esta manera determinamos el comportamiento de los fluidos en reposo por un corto periodo de tiempo. Siguiendo el proceso de evaluación de los geles se procedió con el esfuerzo de gel final donde se presenciaron valores de 9 lb/1000pie² para el lodo con CaCO₃ natural y 5 lb/1000pie² para el lodo con CaCO₃ comercial, el cual llevamos a cabo luego de mantener el fluido estático por un periodo de tiempo prolongado. Ambos esfuerzos en los fluidos que se implementó el estudio dieron acorde a las norma API, a su vez tenemos en cuenta que a mayor esfuerzo de gel es muy probable que genere floculación en los fluidos.

En la prueba de porcentaje de líquido y solido de los fluidos elaborados se presenció un alto índice de solido en la muestra con el lodo formulado en base al CaCO₃ natural obteniendo 10% sólido y 90% liquido saliendo de los parámetros establecidos por API, en cuanto al lodo formulado con CaCO₃ comercial se mantuvo dentro de los estándares API, dando como valores 97% líquido y 3% solido.

Se llevó a cabo la prueba de filtrado en un lapso de 30min, se recolectó en el lodo formulado con CaCO₃ natural una pérdida de filtrado de 19 ml con un revoque de 3 mm de espesor y en el lodo formulado con CaCO₃ comercial 13 ml de perdida, donde su revoque fue de 5 mm. La torta de filtrado formada en ambas muestras presentaron medidas dentro de los rangos permisibles, enjarres mayores 5mm podrían ocasionar problemas en el pozo.

Para las pruebas de pH, al implementarse papel medidor se obtuvo un valor general puesto que no indica con exactitud el valor real, de esta manera se presenció resultados de 8 para el lodo con CaCO₃ natural y 9 para el lodo con CaCO₃ comercial, al no agregar soda caustica para aumentar su valor, el primer lodo mencionado no cumple con los parámetros de la norma API, en cambio el segundo lodo mencionado si se encuentra dentro de los rangos.

Tabla 15. Propiedades reológicas de un lodo disperso base agua con carbonato de calcio natural y comercial.

Propiedades	Carbonato de calcio natural (CaCO₃)	Carbonato de calcio comercial (CaCO₃)
Densidad (ppg)	9	8.8
Lectura 600 (rpm)	17	16
Lectura 300 (rpm)	10	9
Viscosidad plástica (cp)	7	7
Viscosidad aparente (cp)	8.5	8
Punto cedente (Lb/100 pie³)	3	2
Esfuerzo de gel		
Gel inicial 10 s (Lb/1000 pie²)	4	3
Gel final 10 min (Lb/1000 pie²)	5	4
Prueba de porcentaje de solidos (Retorta)		
% Líquidos	90	98
% Solidos	10	2
Filtro prensa API		
Altura de filtrado (ml)	13	11
Espesor de revoque (mm)	2	3
Ph	8	8.4

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla n°15** podemos apreciar los diferentes valores obtenidos de las propiedades reológicas de los lodos de perforación base agua dispersos, formulados con carbonato de calcio natural y comercial. De esta manera podemos contrastar los diferentes valores.

Con respecto a la densidad, ambos valores se mantuvieron cercanos con una leve diferencia, debido a las impurezas que presenta el carbonato de calcio natural obtenido de la caliza dando un valor de 9 ppg para el lodo formulado con el mismo, en cambio el lodo diseñado con carbonato de calcio comercial presentó un valor de 8.8 ppg estando ambos resultados dentro de la normativa API.

Seguidamente para los valores obtenidos en la viscosidad plástica al igual que ocurrió en los lodos no dispersos se presenciaron valores similares de esta propiedad, en este caso arrojando un valor de 7 cp.

Para la viscosidad aparente se obtuvieron valores de 8.5 cp para el lodo con CaCO_3 natural y 8 cp para el lodo con CaCO_3 comercial, ambos valores están en el rango especificado de las normas API, observamos que en el caso del lodo con CaCO_3 natural se presenta un mejor rendimiento debido a un valor más alto sin excederse de los estándares establecidos.

En los resultados alcanzados durante las pruebas realizadas para el punto cedente observamos un valor de $3 \text{ lb}/100\text{pie}^3$ para el lodo con CaCO_3 natural y $2 \text{ lb}/100\text{pie}^3$ para el lodo con CaCO_3 comercial, se determinó que el primer lodo mencionado requiere un mayor esfuerzo para que adquiera movimiento en el sistema. Seguidamente ambos valores cumplen los estándares mencionados en las normas API.

Durante las pruebas del esfuerzo de gel, en el lodo con CaCO_3 natural se contemplaron valores para un gel inicial de $4 \text{ lb}/1000\text{pie}^2$ y un gel final de $5 \text{ lb}/1000\text{pie}^2$, posteriormente en el lodo con CaCO_3 comercial se observaron resultados de $3 \text{ lb}/1000\text{pie}^2$ en el gel inicial y $4 \text{ lb}/1000\text{pie}^2$ en el gel final,

todos estos valores mencionados se encuentran dentro de los rangos API. Contrastando datos podemos señalar que el segundo lodo mencionado presenta un mejor rendimiento debido a sus bajos esfuerzos de geles, lo cual necesitara un menor esfuerzo para retomar circulación del lodo una vez estático.

En la prueba para determinar el porcentaje de sólido y líquido, se logró apreciar que en el lodo con CaCO_3 natural se obtuvo un alto porcentaje de solido específicamente 10% y a su vez se recolecto un porcentaje de líquido de 90%, esto debido a las impurezas presentes en el carbonato de calcio utilizado, de tal manera que no se encuentra dentro de los rangos establecidos por las normas API. En el caso del lodo con CaCO_3 comercial se obtuvo un buen porcentaje de solido equivalente a 2% y un porcentaje de líquido de 98% manteniéndose dentro los parámetros establecidos por las normas API.

Para la prueba del filtro prensa se evaluó la calidad del revoque y cantidad de filtrado obtenido en el lapso de tiempo establecido del ensayo, de esta manera se obtuvo para el lodo con CaCO_3 natural un filtrado de 13 ml de líquido y un revoque de 2 mm, a pesar de que el enjarre no entra dentro de los rangos establecidos de 3 mm a 5mm se obtuvo una buena cantidad de filtrado. Para el lodo con CaCO_3 comercial obtuvimos un revoque de 3 mm y un filtrado de fluido de 11 ml, siendo de esta manera un enjarre que cumple con las medidas establecidas.

Las medidas tomadas para determinar el pH fueron llevadas a cabo con un pHmetro, el cual arrojó valores de 8.0 para el lodo con CaCO_3 natural y 8.4 para el lodo con CaCO_3 comercial, siendo estos resultados muy bajos para los parámetros dados por las normas API. Debido a bajos niveles de pH el lodo puede reaccionar con la formación y a su vez generar cambios en las propiedades reológicas del lodo.

5. Determinar la factibilidad técnica del uso de un lodo de perforación con carbonato de calcio natural, para la construcción de un pozo.

Por medio de las propiedades reológicas obtenidas en las pruebas llevadas a cabo en el laboratorio con un lodo base agua no disperso, formulado con CaCO_3 natural podemos determinar que poseen valores reológicos dentro de los estándares aceptables según el Instituto Americano de Petróleo, en su manual de fluido de perforación, Procedimiento estándar para pruebas de fluidos de perforación, Dallas, Texas USA: API 2014.

Por lo tanto podemos corroborar con lo antes expuesto, que el lodo no disperso con CaCO_3 natural puede ser usado para la construcción de un hoyo superficial en el Distrito Barinas, ya que el mismo no contaminará los acuíferos de aguas subterráneas y podrá controlar las presiones durante la perforación.

Seguidamente para el lodo disperso con CaCO_3 natural podemos determinar que por medio de las propiedades reológicas obtenidas y evaluadas cumplen con las especificaciones dadas en las normas API.

De esta manera constatando con lo mencionado anteriormente, el lodo disperso con CaCO_3 natural puede ser usado para la construcción de un pozo en su fase intermedia en la cuenca Barinas-Apure, siempre y cuando se mantenga un pH en el rango de 9.5 y 10.5 para evitar que el lodo reaccione con la formación.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Tras la investigación y el correspondiente análisis de los resultados finales, se extraen las siguientes conclusiones:

Se logró diseñar un lodo base agua disperso y no disperso con carbonato de calcio comercial, en función a los aditivos necesarios para un fluido de perforación en la fase superficial e intermedia de un pozo petrolero.

Se alcanzó la formulación de un lodo base agua disperso y no disperso con carbonato de calcio natural, para la perforación de una fase superficial e intermedia de un pozo petrolero, describiendo de manera sistemática como se obtuvo el CaCO_3 de la roca caliza.

Se obtuvieron valores de las propiedades reológicas de los lodos base agua con carbonato de calcio comercial y natural, las cuales fueron definidas basado en las bases teóricas, llevándonos a determinar que se encuentran dentro de los rangos establecidos por el manual API

Al comparar las propiedades de los lodos formulado con CaCO_3 natural y comercial se observaron valores cercanos y que se mantienen dentro de los rangos, dando a entender que el carbonato de calcio natural posee una eficiencia similar al comercial.

Dentro del porcentaje de líquido y sólido se observó una diferencia notable, presentando en los lodos formulados con carbonato de calcio natural mayor índice de sólidos, en comparación con los lodos diseñados con carbonato de calcio comercial que muestra un bajo índice de sólidos, siendo esto ocasionado por las impurezas que contiene el CaCO_3 natural puesto que no ha sufrido algún proceso químico que las elimine.

Tomando en consideración los diferentes valores obtenidos, por medio de pruebas de laboratorio para determinar las propiedades reológicas de un lodo base agua formulado con carbonato de calcio natural podemos decir que puede ser usado para la construcción de un pozo petrolero, puesto que cumple con todos los parámetros establecidos en el manual de perforación API.

RECOMENDACIONES

Proceder a realizar una prueba de alta presión y temperatura para comprobar si las propiedades reológicas se ven afectadas bajo estas condiciones o se mantienen iguales.

Por medio de los datos obtenidos en laboratorio, se recomienda llevar a cabo una prueba de campo para verificar si los lodos preparados con carbonato de calcio natural cumplen con el funcionamiento esperado.

Realizar una prueba mineralógica en la roca caliza utilizada como muestra, para determinar que minerales contiene y de esa forma describir cómo afectan el diseño de un lodo base agua.

Para evaluar la compresibilidad del revoque se recomienda realizar la prueba de filtrado nuevamente, utilizando una presión de 200 psi en un lapso de tiempo de 30 min

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Villarroel L., Izurieta G. (2014). Diseño de un fluido de perforación drill-in compuesto por carbonato de calcio para minimizar el daño en formaciones productoras en el campo Sacha. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/7690> [Consulta: 2022, Abril 13].

Angarita J., Pérez H. (2020). Evaluación técnica del uso del carbonato de calcio en las propiedades reológicas de un fluido de perforación para un campo del Norte de Santander. [Documento en línea]. Disponible: <https://hdl.handle.net/20.500.11839/7809> [Consulta: 2022, Abril 13].

Haro S., Zuñiga P. (2012). Estudio de la mezcla óptima de carbonato de calcio del fluido de perforación Drill-In base (goma xántica, almidón) para minimizar el daño en las zonas productoras del campo Yanaquincha. [Documento en línea]. Disponible: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4597> [Consulta: 2022, Abril 13].

Cortes A., Gutierrez F. (2020). Evaluación del desempeño del mineral barita de la Sierra Nevada de Santa Marta como densificante para la implementación en un fluido de perforación base agua a nivel de laboratorio. [Documento en línea]. Disponible: <https://hdl.handle.net/20.500.11839/8206> [Consulta: 2022, Mayo 30].

Maldonado A. (2006). Formulación y evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicado al campo Balcón como sustitutos de lodo base aceite. [Documento en línea]. Disponible: <https://www.academia.edu/download/38429602/F.P.1.pdf> [Consulta: 2022, Junio 3].

(2014). Manual de fluidos de perforación – API. [Documento en línea].

Disponible:

https://www.academia.edu/33533772/MANUAL_DE_FLUIDOS_DE_PERFORACION_API_pdf. [Consulta: 2022, Junio 3].

Halliburton Company (1999). Manual de fluidos de perforación – Baroid.

[Documento en línea]. Disponible: <https://1library.co/title/manual-de-fluidos-de-perforacion-baroid> [Consulta: 2022, Junio 4].

Hernández J. (2010). Análisis de los fluidos de perforación en la industria petrolera. [Documento en línea]. Disponible:

https://www.academia.edu/download/36626878/fluidos_de_perforacion_tesis.pdf [Consulta: 2022, Mayo 15].

Carvajal E., Rivas K. (2011). Determinación de la granulometría adecuada del carbonato de calcio para optimizar el puenteo de lodo en zonas productoras del campo Edén-Yuturi. [Documento en línea]. Disponible:

<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4057> [Consulta: 2022, Junio 20].

Anexos

















