

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“EVALUACIÓN DE LOS ACEITES MINERALES VASSA LP-120-0A Y
VASSA LP-120-0AE, PARA LA PREPARACIÓN DE FLUIDOS DE
PERFORACIÓN 100% ACEITE DISEÑADOS PARA LAS
PERFORACIONES COSTA AFUERA EN EL CAMPO DRAGÓN-NORTE DE
PARIA”.**

REALIZADO POR

**Díaz Narváez, Lig Saret Del Valle
Mota Rodríguez, Madglorys Arlenys**

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito
Parcial para Optar al Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE DE 2009

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“EVALUACIÓN DE LOS ACEITES MINERALES VASSA LP-120-0A Y
VASSA LP-120-0AE, PARA LA PREPARACIÓN DE FLUIDOS DE
PERFORACIÓN 100% ACEITE DISEÑADOS PARA LAS
PERFORACIONES COSTA AFUERA EN EL CAMPO DRAGÓN-NORTE DE
PARIA”.**

REALIZADO POR

Díaz N, Lig Saret Del V.

Mota R, Madglorys A.

ASESOR ACADÉMICO

Ing. Roberto Salas.

PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE DE 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“EVALUACIÓN DE LOS ACEITES MINERALES VASSA LP-120-0A Y
VASSA LP-120-0AE, PARA LA PREPARACIÓN DE FLUIDOS DE
PERFORACIÓN 100% ACEITE DISEÑADOS PARA LAS
PERFORACIONES COSTA AFUERA EN EL CAMPO DRAGÓN-NORTE DE
PARIA”.**



ASESOR ACADÉMICO

Ing. Roberto Salas.

Ing. Rayda Patiño
Jurado Principal

Ing. María Galindo
Jurado Principal

PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE DE 2009

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 44 DEL REGLAMENTO DEL TRABAJO DE GRADO:

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO QUIEN LO PARTICIPARA AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.

DEDICATORIA

A Dios Todo Poderoso por acompañarme en todo momento, por darme cada día un minuto mas de vida, por ayudarme a ser cada día mejor persona y seguir adelante cumpliendo con cada una de mis metas propuestas a pesar, de todas la trabas que se presentaron a lo largo de mi carrera; me distes mucha fuerza y sabiduría para saber enfrentar cada una de ellas y no decaer a pesar de todo. Por eso y muchas cosas más te doy mil gracias Padre.

A la Virgen Del Valle, la patrona de Oriente por iluminar mi camino todos los días.

A mis padres, Estilita Narváez y Pedro Díaz, primero que nada por darme la vida, por inculcar siempre en mi buenos valores, por dejarme escoger y decidir siempre lo que quería hacer así me equivocara, todo lo que soy se los debo a ustedes, gracias por su amor, dedicación y buenos consejos, en fin mil gracias por su apoyo incondicional. Mas que mis padres son mis amigos por eso este logro también es de ustedes.... Los amo...!

A mis hermanos Gilbert y Lig Karis (Mi negra), este logro también es de ustedes, espero servirles de ejemplo, si yo pude ustedes también lo pueden lograr. Gracias por su apoyo, amor y confianza, también por saber soportar mi mal carácter... Los adoro...

Karina +, hermana también a ti te lo dedico se que desde el cielo estas celebrando conmigo y al igual que yo estas feliz porque alcance esta meta. Te extraño mucho hermana, nunca te olvidare...!!!

A mis abuelos Ligia, Gilberto, Teresa e Inocente (Chente), también les dedico este proyecto, los considero mis segundos padres, ustedes al igual que mis padres biológicos hicieron muy buen trabajo al inculcar en mi muy buenos principios por los cuales hoy por hoy soy lo que soy, una persona que no se rinde a pesar de los obstáculos. Como me decías tu abuela Ligia “Mami estudia para que seas alguien en la vida, no estés pendiente de las vanidades de la vida, quema tus etapas, no te apresures para todo hay tiempo”. Te hice caso abuelita y aquí estoy logrando la meta que tanto desee. Los quiero mucho a todos...

A ti abuelo Gilberto +, que también desde el cielo me acompaña, gracias por la alegría que siempre derramaste sobre todos tus nietos, por apoyarnos y por ser ejemplo de constancia y perseverancia. Con tu rectitud supiste inculcar en mí muchos valores de los cuales me siento muy orgullosa, porque gracias a ellos pude llegar hasta este punto de mi vida y obtener mi título de ingeniero. Gracias abuelito te quiero mucho...

A mis primas, Yeni, Lola, Lisandry, Ligia, Yelianny, Lorena, María y Enneliht, por apoyarme y confiar en mi y por verme siempre como un ejemplo a seguir.

A mis moros, Jesús Gilberto y Elías José y a mi chiquita Elianta por ser mi fuente de inspiración y motivo de muchas risas y alegrías en mi vida. Los adoro mis niños...

A mis tías y tíos, por toda su confianza, apoyo y palabras de aliento, por no permitir que decayera a pesar de las adversidades que se me iban presentando en esta etapa. Los quiero mucho...

Lig Saret Díaz

A Dios por guiar mis pasos, iluminar mi camino y darme la fortaleza y sabiduría para vencer los obstáculos presentes en la trayectoria de mi carrera para así llegar a cumplir esta grandiosa meta.

A la Virgen Del Valle, por cubrirme con su manto y protegerme en todo momento.

A mis padres, Aquiles Mota+ y Petra Rodríguez, por darme lo más importante que es la vida y creer en mí, gracias a sus esfuerzos y su apoyo hoy pude culminar con éxito esta meta. Con su amor y cariño hicieron de mí la persona que hoy en día soy. Con sus consejos y estímulos hicieron que no cayera frente a situaciones difíciles, son el mejor ejemplo para mi vida. Las palabras se quedan cortas para agradecerles todo lo que han hecho de mí.

Madre eres la mejor del mundo, lo eres todo para mí. Papa lo distes todo por nosotros, estoy segura que donde te encuentres estas feliz y orgulloso de mi. Doy gracias a Dios por permitirme crecer en una familia tan bella. Este triunfo les pertenece, los amo...!

A mis hermanos, Magdalys y Mirelys sus logros me hicieron saber que si era posible culminar y llegar a la cima. Mileida, Maldwill y Maikel así como nosotras lo hemos logrado, se que ustedes también lo lograrán, nada es imposible espero servirles de inspiración. Muchachos con esfuerzo y dedicación se pueden lograr los objetivos, este es el mejor regalo que les podemos dar a nuestros padres. Gracias por su apoyo y su confianza, por poder contar con ustedes, son los hermanos más bellos, son lo máximo. Los adoro...

A mi abuelita, mamá sus consejos y sermones llenos de rectitud, hicieron de mi una persona luchadora, capaz de vencer todas las adversidades presentes en esta larga trayectoria. Inculco en mi valores, de los cuales hoy me siento orgullosa de

haberlos recibido, se que al igual que yo espero con muchas ansías tener una nieta ingeniero, aquí esta su Ing. De Petróleo, por eso le dedico este triunfo, que al igual que a mis padres también es de usted, mamá la amo mucho.

A mis tíos y primos por todas sus muestras de cariño. Tía Necha quien tuvo una participación muy importante en mi crianza y formación como persona, tía y Antonio gracias por su apoyo incondicional, por estar pendiente en todo momento y por su ayuda, confianza y amor, gracias por creer en todo momento que lo lograría. Los quiero mucho...

A José Luís, por ser parte de mi vida, persona maravillosa que más que mi novio ha sido un hermano, un amigo. Gracias por todo el amor brindado, por estar allí en todo momento y por todas tus palabras de aliento cuando las necesite, por compartir conmigo mis alegrías y tristezas. Contigo viví los mejores momentos y anécdotas a lo largo de este camino, camino del cual me llevaste de la mano para que lo recorriera sin tropiezos. Este triunfo también es tuyo, sin tu ayuda no lo hubiese logrado, por esto y muchas cosas más te lo dedico. TE AMO mi amor...!!!

A Juana Cortéz y Aura Méndez, por todo al amor brindado, gracias por su apoyo incondicional y la confianza brindada, sin su ayuda esto no hubiese sido posible, parte de este logro se lo debo a ustedes, aquí le retribuyo todo el apoyo brindado. Espero se sientan orgullosas de mi. Las adoro...

Madglorys Mota

AGRADECIMIENTOS

A mi tía Eneida (Del va), que mas que mi tía es una amiga, muchas gracias por siempre estar allí cuando mas te he necesitado, compartiendo conmigo mis alegrías y mis tristezas, eres mi pañito de lagrimas como dicen. Te quiero mucho...!!!

A mi amiga y compañera de tesis Madglo, por su amistad y apoyo incondicional, también por aceptar emprender este camino juntas a pesar de todos los malos ratos que tuvimos que pasar y por la excelente comunicación que siempre tuvimos. Te deseo muchos éxitos, que Dios te bendiga y te cuide y que esta sea una de las muchas alegrías que te toque vivir en esta vida. Te quiero mucho. No te olvides de mi...!!!

A mis amigos y compañeros de estudios, Alejandra, Virginia, Katherine, Caro, Jheizy, Joha, Cheis, José Antonio, Giovanni, Chicho, Pachi, Ruth, Ruby, Yezmin, Carmen, Rosangela y Valentina, por su amistad y por todos los buenos y malos momentos que recorrimos juntos dentro de las aulas de clases y fuera de ellas. Mil gracias muchachos. Los quiero mucho, espero que no me olviden...!!!

A mi asesor académico, Ing. Roberto Salas, por su apoyo, colaboración y conocimientos impartidos a lo largo de mi carrera, por querer siempre contribuir en el desarrollo profesional de los estudiantes de la Universidad de Oriente. Gracias prof, por su ayuda en la realización de este proyecto.

Al Ing. Abmel Marquez, por permitirme participar y desarrollar este trabajo de investigación, por sus consejos y ayuda prestada a lo largo del mismo. Muchas gracias!!!

Al Ing. Odalys Camejo de la empresa PROTEC, por ser una excelente profesional, por estar siempre dispuesta a colaborar y a impartir sus conocimientos, sin su ayuda no hubiese sido posible la culminación de este proyecto. Mil gracias...

Al Ing. Asdrúbal Cabello de la empresa INPARK DRILLING FLUIDS, por toda su colaboración y asesoramiento para la culminación de mi tesis.

A TBC-BRINADD, por toda la valiosa colaboración prestada, la cual fue fundamental para cumplir con uno de los objetivos más importantes del trabajo de grado.

A Jorge Torrealba, eres una persona muy especial, gracias por todo tu amor, amistad, apoyo incondicional y por tus consejos en los momentos claves. Muchas gracias mi amor, yo lo logre y espero que tú también lo hagas. Te quiero mucho...

A todo el personal que labora en la empresa Sub Stara C.A (SUBWAY Lecheria), por su apoyo y por soportarme allí todos los días. En especial a Hamliet y Geikar, gracias por adoptarme como una más de ustedes, por su cariño, comprensión, consejos y amistad incondicional, más que mis amigas las considero mis hermanas. Las quiero mucho...

Finalmente y no menos importante a todas aquellas personas que por alguna u otra razón no nombro pero que hicieron posible la culminación exitosa de mi carrera...

A todos, muchísimas gracias!!!

Lig Saret Díaz

A la familia Maita Sucre, gracias por el apoyo y la ayuda brindada en el trayecto de mi carrera, por estar siempre pendiente de mí y por todo el amor y el cariño que me han ofrecido, mil gracias por permitirme ser un miembro más de su familia, los quiero.

A Lig, amiga y compañera de tesis, gracias por escogerme y permitirme trabajar contigo a lo largo de este proyecto. Es difícil desarrollar un trabajo en grupo, pero hoy digo con toda seguridad que si se puede, este tiempo compartido estuvo lleno de anécdotas y momentos imborrables que nos unieron mucho más. Deseo que este sea el primero de muchos triunfos y que tu vida este llena de éxitos, te deseo muchísima suerte a lo largo de tu carrera. Gracias a tu familia por brindarme todo su cariño y compartir conmigo todos estos momentos. Mil gracias, los quiero...!!!

A mis amigos Rosa, Luisana, Ingmer, Armirys, Oly, Gabriel y Nicolás, es difícil estar en un lugar lejos de su familia pero con ustedes, pude hacer más llevaderos estos difíciles momentos, porque han sido una familia para mí, con ustedes viví los mejores momentos de mi época universitaria, de los cuales me quedan recuerdos inolvidables, pido a Dios que esta amistad perdure en el tiempo y doy gracias por haberlos puesto en mi vida, amigos mil gracias por todo. Los quiero...

A Cirila e Ivan, fueron las primeras personas que conocí cuando llegué a esta universidad, Dios me premió a ponerlos en mi camino, gracias por ser mis amigos y hermanos, por ayudarme cuando los necesite, por brindarme su apoyo incondicional en todo momento. Siempre podrán contar conmigo, nunca los olvidare. Los quiero...

A Kathe, amiga gracias por ser mi compañera de estudios, por compartir tantos momentos juntos, por la comunicación que siempre hemos tenido y que nos ha llevado a cultivar una muy bonita amistad. Te quiero mucho mi loquita. Joha, Caro, José Antonio, Sigi, Chicho, Pachi, Ruth, Valentina, Rosangela, Yezmin, Carmen,

Rubereys y Vanesa, muchachos los momentos compartidos nunca los olvidare, con ustedes disfrute y reí de cada una de sus locuras, doy gracias a dios por haberlos conocidos y por todas las experiencias vividas a su lado. Con ustedes aprendí el verdadero valor de la amistad. Los quiero mucho...

Al Ing. Roberto Salas, asesor de este trabajo de grado, prof gracias por brindarme la confianza y asesoría en el desarrollo de este proyecto, fue un pilar fundamental para el logro del mismo.

Al Ing. Abmel Marquez, gracias por el apoyo y por darme la oportunidad de desarrollar este proyecto de investigación, sin su ayuda ni hubiese sido posible culminar y obtener estos resultados. Muchas gracias.

Al Ing. Odalys Camejo de la empresa PROTEC, por toda la ayuda prestada en el desarrollo de esta investigación, gracias por ser esa persona con esa calidad humana, que siempre esta dispuesta a ayudar a todos con cada una de sus respuestas para aclarar todas sus dudas, gracias por dedicarnos un poco de su tiempo. Muchas gracias, la aprecio.

Al Ing. Asdrúbal Cabello de la empresa INPARK, por permitirnos utilizar los espacios, instalaciones y equipos para la realización de las pruebas, gracias por aportar tus conocimientos y ayuda.

Finalmente, a todas y cada una de esas personas que me acompañaron a lo largo de mi carrera, cuyos nombres se me escapan en estos momentos, pero que de alguna manera dejaron una huella en mi vida.

Mil gracias, se les quiere y aprecia.

Madglorys Mota

ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	IX
ÍNDICE	XIII
SUMARIO	XXI
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN	XXII
1.1 Descripción del Área en Estudio	6
1.2 Planteamiento del Problema	1
1.3 OBJETIVOS	3
1.3.1 Objetivo General	3
1.3.2 Objetivos Específicos	3
CAPÍTULO II	4
MARCO TEÓRICO	4
2.1 ANTECEDENTES	4
2.2 TIPOS DE FLUIDOS	10
2.2.1 Fluidos Newtonianos	11
2.2.2 Fluidos no Newtonianos	12
2.3 ETAPAS DE FLUJO	¡Error! Marcador no definido.
2.3.1 No flujo	¡Error! Marcador no definido.
2.3.2 Flujo Tapón	¡Error! Marcador no definido.
2.3.3 Flujo Laminar	¡Error! Marcador no definido.
2.3.4 Flujo Turbulento	¡Error! Marcador no definido.
2.4 MODELOS REOLÓGICOS	16
2.4.1 Modelo Plástico de Bingham	16

2.4.2	Modelo de la Ley Exponencial.....	17
2.4.3	Modelo de la Ley Exponencial Modificada o Hershel Bucley	18
2.5	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	19
2.5.1	Tipos de Fluidos de Perforación.....	21
2.5.1.1	Fluidos Base Agua	21
2.5.1.2	Fluidos Base Aceite	26
2.5.1.2.1	Características de los Fluidos Base Aceite.....	29
2.5.1.2.2	Ventajas de los Lodos Base Aceite.....	29
2.5.1.2.3	Desventajas de los Lodos Base Aceite	31
2.5.1.2.4	Aplicaciones de los Lodos Base Aceite.....	34
2.5.1.3	Fluidos Base Gaseosa	35
2.5.1.3.1	Tipos de fluidos base gaseosa más utilizados	35
2.5.2	FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	36
2.5.2.1	Para llevar a cabo estas funciones se deben minimizar los siguientes efectos colaterales.....	43
2.5.3	PROPIEDADES BÁSICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	44
2.5.3.1	Densidad	44
2.5.3.2	Viscosidad.....	44
2.5.3.2.1	Viscosidad Embudo.....	45
2.5.3.2.2	Viscosidad Efectiva (cp o Pa-s).....	45
2.5.3.2.3	Viscosidad Aparente.....	46
2.5.3.2.4	Viscosidad Plástica (cp o Pa-s).....	46
2.5.3.3	Punto Cedente (Lbs/100 ft ² o Pa).....	47
2.5.3.4	Fuerza Gel.....	47
2.5.3.5	Filtración.....	48
2.5.3.5.1	Filtración Estática.....	48

2.5.3.5.2 Filtración Dinámica	49
2.5.3.5.3 Factores que afectan el Filtrado	50
2.5.3.6 Estabilidad Eléctrica	51
2.5.4 RELACIÓN ENTRE LAS FUNCIONES Y PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	54
2.5.5 Reología de los Fluidos de Perforación.....	55
2.5.5.1 Definición	55
2.5.5.2 Esfuerzo de Corte.....	56
2.5.5.3 Tasa de Corte	56
2.5.5.4 Índice de Flujo (n).....	57
2.5.5.5 Índice de Consistencia (K).....	57
2.5.6 Factores que Afectan la Reología.....	57
2.6 ACEITE MINERAL VASSA.....	58
2.6.1 Efectos Sobre la Salud.....	¡Error! Marcador no definido.
2.6.2 Ventajas de los Aceites Minerales VASSA	59
2.6.3 Desventajas de los Aceites Minerales VASSA	60
2.7 DAÑO A LA FORMACIÓN	60
2.7.1 Tipos de Daños.....	60
2.8 FLUIDOS VISCOELÁSTICOS	¡Error! Marcador no definido.
2.8.1 Definición.....	¡Error! Marcador no definido.
2.8.2 Características de los Sistemas Viscoelásticos.....	¡Error! Marcador no definido.
2.8.3 Composición.....	¡Error! Marcador no definido.
2.8.4 Ventajas.....	¡Error! Marcador no definido.
2.8.5 Desventajas.....	¡Error! Marcador no definido.
2.8.6 Aplicaciones	¡Error! Marcador no definido.
2.8.7 Limitaciones	¡Error! Marcador no definido.
2.8.8 Mantenimiento	¡Error! Marcador no definido.
2.8.9 Contaminantes.....	¡Error! Marcador no definido.

2.8.10 Características del Revoque de los Sistemas Viscoelásticos	;	Error! Marcador no definido.
2.9 REOLOGÍA ESPECÍFICA O INVERSA	64
2.10 PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES Y/O ALTAMENTE DESVIADOS	64
CAPÍTULO III	66
METODOLOGÍA APLICADA	66
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	67
3.1.1 Investigación Experimental	67
3.1.2 Investigación Documental	67
3.2 FACTORES CONSIDERADOS EN LA INVESTIGACIÓN	67
3.2.1 Profundidad del Pozo	68
3.2.2 Temperatura y Presión del Pozo	68
3.2.3 Viscosidad	68
3.2.4 Densidad	69
3.2.5 Control de Filtrado	69
3.3 DETERMINACIÓN DE LA FORMULACIÓN DE LOS SISTEMAS	69
3.3.1 Medición de las Propiedades a cada uno de los Sistemas Formulados	73
3.3.1.1 Densidad	73
3.3.1.2 Propiedades Reológicas	74
3.3.1.3 Viscosidad Brookfield	77
3.3.1.4 Filtrado HP-HT	79
3.4 EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD TÉRMICA DE LOS SISTEMAS	..	81
3.5 PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD	84
3.6 SUSTANCIAS UTILIZADAS	132
3.6.1 Aceite Mineral	132
3.6.2 Arcilla Organofílica	132
3.6.3 Lignito	134
3.6.4 Carbonato de Calcio (CaCO ₃)	134

3.6.5 Barita.....	134
3.6.6 Versacoat.....	136
CAPÍTULO IV.....	86
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	86
4.1 DETERMINACIÓN DE LA FORMULACIÓN DEL SISTEMA.....	¡Error!
Marcador no definido.	
4.2 MEDICIÓN DE PROPIEDADES A CADA UNO DE LOS SISTEMAS INICIALES (ANTES DE SER SOMETIDOS A ENVEJECIMIENTO).....	86
4.2.1 Densidad.....	86
4.2.2 Reología.....	87
4.2.2.1 Viscosidad Plástica y Punto Cedente.....	87
4.2.2.2 Geles.....	89
4.2.3 Viscosidad Brookfield.....	91
4.2.4 Filtrado HP-HT.....	93
4.3 ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD TÉRMICA DE LOS FLUIDOS SOMETIDOS A ENVEJECIMIENTO DINÁMICO.....	¡Error! Marcador no definido.
4.3.1 Densidad.....	¡Error! Marcador no definido.
4.3.2 Reología.....	¡Error! Marcador no definido.
4.3.2.1 Viscosidad Plástica y Punto Cedente.....	¡Error! Marcador no definido.
4.3.2.2 Geles.....	¡Error! Marcador no definido.
4.3.3 Viscosidad Brookfield.....	¡Error! Marcador no definido.
4.3.4 Filtrado HP-HT.....	¡Error! Marcador no definido.
4.3.5 Prueba de Retorno de Permeabilidad.....	94
CONCLUSIONES.....	97
RECOMENDACIONES.....	99
BIBLIOGRAFÍA.....	101
APÉNDICE.....	103
METADATOS.....	¡Error! Marcador no definido.

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1 UBICACIÓN DEL CAMPO DRAGÓN	6
FIGURA 2.2 MODELO SÍSMICO ESTRUCTURAL PARA EL CAMPO DRAGÓN.....	7
FIGURA 2.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CAMPO DRAGÓN.....	8
FIGURA 2.4 FORMACIONES GEOLÓGICAS	10
FIGURA 2.5 COMPORTAMIENTO DEL ESFUERZO DE CORTE EN FUNCIÓN DE LA TASA DE CORTE PARA UN FLUIDO NEWTONIANO ^[11]	12
FIGURA 2.7. INVASIÓN COMPLETA DE LODO	62
FIGURA 2.8 INVASIÓN DE SÓLIDOS	62
FIGURA 3.1. DIAGRAMA DE LA METODOLOGÍA APLICADA [FUENTE PROPIA]	66
FIGURA 3.2. BALANZA ELÉCTRICA DIGITAL ^[4]	72
FIGURA 3.3. AGITADORES O MULTIMIXER ^[1]	73
FIGURA 3.4. BALANZA DE LODOS ^[4]	74
FIGURA 3.5 THERMO CUP ^[4]	76
FIGURA 3.6. VISCOSÍMETRO FANN ^[4]	77
FIGURA 3.7 VISCOSÍMETRO BROOKFIELD (LSRV) ^[1]	79
FIGURA 3.8. FILTRO PRENSA ALTA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA ^[4]	81
FIGURA 3.9. CELDAS DE ENVEJECIMIENTO ^[1]	82
FIGURA 3.10. HORNO DE ROLADO ^[1]	84
FIGURA 4.1 DENSIDAD DE LOS FLUIDOS ANTES Y DESPUÉS DE ENVEJECER	87
FIGURA 4.2. COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE LOS FLUIDOS ANTES Y DESPUÉS DE ENVEJECIDOS.	89
FIGURA 4.3. COMPORTAMIENTO DE LOS GELES ANTES Y DESPUÉS DE ENVEJECIDOS	91
FIGURA 4.4. VISCOSIDAD BROOKFIELD DE LOS FLUIDOS ANTES Y DESPUÉS DE ENVEJECIDOS.....	92
FIGURA 4.5. FILTRADO HP-HT DE LOS FLUIDOS ANTES Y DESPUÉS DE ENVEJECIDOS...	94

FIGURA 4.6. COMPORTAMIENTO DE LA MOVILIDAD DURANTE LA INYECCIÓN DE
FLUIDOS A UNA TEMPERATURA DE 280 °F, EN UN NÚCLEO DE BERA. 96

INDICE DE TABLAS

TABLA 2.1 ESCALA DE TOXICIDAD ^[5]	28
TABLA 2.2. PARÁMETROS MÁXIMOS DE FILTRACIÓN DINÁMICA ^[4]	50
TABLA 3.1. FORMULACIÓN DEL SISTEMA VASSA LP-120-0A	70
TABLA 3.2. FORMULACIÓN DEL SISTEMA VASSA LP-120-0AE	71
TABLA N° 4.1. DENSIDAD PARA CADA UNO DE LOS SISTEMAS	87
TABLA 4.2. LECTURAS DEL VISCOSÍMETRO ANTES DEL ENVEJECIMIENTO	88
TABLA 4.3. LECTURAS DEL VISCOSÍMETRO DESPUÉS DEL ENVEJECIMIENTO	89
TABLA 4.4. LECTURAS DEL VISCOSÍMETRO ANTES DEL ENVEJECIMIENTO	90
TABLA 4.5. LECTURAS DEL VISCOSÍMETRO DESPUÉS DEL ENVEJECIMIENTO	91
TABLA 4.4. LECTURAS DEL VISCOSÍMETRO BROOKFIELD ANTES DEL ENVEJECIMIENTO	92
TABLA N° 4.5. VISCOSIDAD BROOKFIELD DESPUÉS DEL ENVEJECIMIENTO	92
TABLA 4.6. VALORES DE FILTRADO ANTES DEL ENVEJECIMIENTO	93
TABLA 4.7. VALORES DE FILTRADO DESPUÉS DEL ENVEJECIMIENTO	93
TABLA 4.8. RETORNO DE PERMEABILIDAD	94
TABLA 4.9. VOLUMEN INYECTADO Y MOVILIDAD	95

SUMARIO

La principal importancia de la perforación de un pozo es la protección de su zona de interés, es por ello, que se debe diseñar un fluido de perforación que sea capaz de proveer estabilidad, limpieza y acarreo de ripios en el hoyo y que al mismo tiempo minimice la invasión de filtrado, generando un revoque delgado, compresible y de baja permeabilidad en la cara de la formación. Así como también, controlar las presiones de la formación, lográndolo al proporcionar una presión que contrarreste el flujo de fluidos provenientes de la formación a través de la presión hidrostática, la cual depende de la densidad del lodo y de la columna de fluidos.

Los aceites VASSA son aceites minerales que contienen una cantidad reducida de aromáticos en comparación al gasoil y al kerosén, por ende, causan menos daño al ambiente y a los organismos marinos. Es por ello, que en el diseño de los fluidos evaluados se utilizaron como fase continua los aceites VASSA LP-120-0A y VASSA LP-120-0AE y luego se determinaron las propiedades físicas de los mismos a una temperatura de 150 °F.

Una vez finalizadas las pruebas y de acuerdo a los resultados obtenidos se pudo concluir, que el fluido preparado con el aceite VASSA LP-120-0AE presentó un mejor comportamiento reológico y un mejor control en las pérdidas de filtrado antes y después de someter el mismo a envejecimiento durante 16 horas continuas, por tal motivo resulta éste el mas óptimo para ser usado en perforaciones Costa Afuera.

INTRODUCCIÓN

El principal sostén en la perforación de un pozo es el fluido, debido a que de él dependen muchos factores que podrían afectar la perforación, por tal motivo es de suma importancia tener mucho cuidado en el diseño del mismo. Durante las primeras perforaciones se utilizaron métodos rudimentarios con el propósito de extraer salmueras; sin embargo, con el paso del tiempo estas técnicas han sufrido grandes modificaciones, una de ellas ha sido el uso de un equipo especial denominado taladro de perforación con el cual se logra una reducción del tiempo y los costos implicados durante este proceso.

Anteriormente, el fluido utilizado estaba constituido por agua y los minerales que aportaban las formaciones atravesadas, sin ningún tipo de control por carecer de equipos para observar su comportamiento. Es a partir del año 1959 donde se comenzaron a emplear los lodos base aceite, con la finalidad de minimizar el daño a las formaciones atravesadas y así conseguir una mejor explotación de los horizontes productivos.

En la actualidad los fluidos de perforación base aceite son considerados como uno de los factores más importantes para evitar fallas en las operaciones de perforación. Este tiene la ventaja de que su fase continua es aceite en vez de agua y por lo tanto produce menos daño a la formación productora, no produce la hidratación de las lutitas y por tal motivo se puede lograr una mejor estabilidad del hoyo. Ellos se comenzaron a trabajar como fluido de perforación base aceite con gasoil, pero estos fluidos tienen como desventaja su alto contenido de aromáticos, los cuales causan daño al ambiente así como problemas operacionales; es por ello, que se comenzó a

utilizar el aceite mineral que a pesar de ser mas costoso posee menor contenido de aromáticos.

Por tal motivo, la presente investigación tiene como finalidad evaluar los aceites minerales VASSA LP-120-0A y VASSA LP-12-0AE en la preparación de fluidos de perforación 100% aceite, diseñados para las perforaciones Costa Afuera, a fin de establecer sobre la base de los resultados alcanzados cual de los productos es el más factible a la hora del diseño de un fluido de perforación 100% aceite.

CAPÍTULO I

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El fluido de perforación es considerado uno de los parámetros más importante en el área de perforación de pozos durante el desarrollo de la misma, en el cual la selección del mismo va a depender de las características litológicas que presentan cada una de las formaciones, es por eso que debido a estos parámetros son varios los fluidos de perforación usados en dicha actividad.

En todas las áreas de la industria petrolera se trata, cada día con más éxito, de simular las condiciones de las zonas de interés en diversos estudios; el área de fluidos de perforación no escapa a estos continuos avances que permiten, cada vez más, determinar los posibles comportamientos reológicos de los lodos y su aplicabilidad según las condiciones del hoyo. Es por ello que se requiere el diseño de un fluido de perforación que cumpla con las necesidades requeridas por el pozo teniendo como finalidad minimizar los daños adversos a las formaciones perforadas consiguiendo de esta manera un óptimo desempeño del mismo.

Cabe destacar que en formaciones someras se utilizan por lo general sistemas sencillos base agua, cuya complejidad va aumentando a medida que avanza la perforación; con el fin de adecuar al lodo a las condiciones requeridas. De esta manera se llega a los sistemas base aceite, cuyo porcentaje fue aumentando hasta llegar a preparar un sistema 100% aceite. En el diseño de dichos fluidos, se utiliza como base un determinado aceite en la totalidad de la fase continua, el cual ha venido variando gracias a las innovaciones realizadas por diferentes empresas fabricantes, con el propósito de satisfacer requerimientos reológicos, así como también adquirir características óptimas de acuerdo a la perforación y al equipo utilizado. Es aquí

donde se le da uso a los aceites minerales; los cuales poseen una composición capaz de brindar excelentes propiedades al fluido de perforación.

Los aceites minerales VASSA LP son productos compuestos por hidrocarburos de mediano y alto peso molecular, poseen alto punto de inflamación, son compatibles con los crudos presentes en la formación, incoloros, insípidos y de tenue olor; el cual caracteriza a los hidrocarburos saturados. Además, evitan daños ambientales sobre suelos, flora y fauna, así como también sobre el personal del taladro gracias a su baja o casi nula toxicidad, la cual a su vez disminuye los costos de remediación de ripsos.

En el presente trabajo de investigación se realizarán estudios a fin de evaluar los aceites minerales VASSA LP-120-0A y VASSA LP-120-0AE en la preparación de fluidos de perforación 100% aceite, diseñados para las perforaciones Costa Afuera con altas viscosidades a bajas tasas de corte y las condiciones de presión y temperatura de la zona a estudiar tal como el Campo Dragón-Norte de Paria, con la finalidad de comprobar la estabilidad térmica del sistema y sus propiedades reológicas a través del envejecimiento del fluido. También se realizarán diferentes pruebas para determinar distintas propiedades que permitan comparar estos sistemas, observando el rendimiento de cada uno de los aceites; y con esto deducir cual de los productos es el más factible a la hora del diseño de un fluido 100% aceite, siendo éste el más óptimo para llevar a cabo una perforación exitosa.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Evaluar los aceites minerales VASSA LP-120-0A y VASSA LP-120-0AE, para la preparación de fluidos de perforación 100% aceite, diseñados para las perforaciones Costa Afuera en el Campo Dragón-Norte de Paria.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Analizar diversas formulaciones de fluidos de perforación 100% aceite que se adapten a las condiciones operacionales Costa Afuera.
2. Diseñar un fluido de perforación que proporcione gran capacidad de limpieza, suspensión y que minimice el daño a las formaciones productoras.
3. Comprobar la estabilidad térmica del sistema y sus propiedades reológicas a través del envejecimiento del fluido.
4. Ensayar las formulaciones obtenidas hasta el logro de un comportamiento viscoelástico.
5. Hacer pruebas de retorno de permeabilidad a las formulaciones propuestas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Desde hace muchos años, la industria petrolera ha tenido como principal preocupación penetrar la zona de interés sin alterar las propiedades de la formación. Por este motivo, se vienen haciendo estudios entre los cuales destacan Larsen, **H.D.**, quien publicó en 1938 un trabajo referente a la “Determinación de las características de filtración de los fluidos de perforación”.^[1]

A partir del año 1959 se comenzaron a emplear los lodos base aceite, con la finalidad de minimizar el daño a la formación atravesada y así conseguir una mejor explotación de los horizontes productivos.^[1]

En la actualidad se cuentan una serie de trabajos que son de gran importancia para el mejoramiento continuo de las técnicas que se utilizan en la industria, entre las cuales se pueden nombrar:

Cedeño D. (2001), realizó un estudio para evaluar los sistemas viscoelásticos comerciales utilizados en la perforación de pozos en la industria petrolera (PDVSA), debido a los problemas operacionales presentados, asociados al fluido de perforación. En éste análisis se realizaron pruebas para evaluar las propiedades de viscoelasticidad de los diferentes sistemas de fluidos de perforación de las compañías de servicios participantes y se obtuvo que después de reformulado, se encontraron sistemas que mostraron un comportamiento realmente viscoelástico, otros semiviscoelásticos y por último se observaron sistemas con propiedades altamente viscosas. De igual forma, se

evaluó el daño ocasionado a la formación, permitiendo seleccionar los fluidos que cumplieron con las propiedades requeridas en un fluido de perforación. [2]

Rendón J. (2003), realizó un trabajo que consistió en establecer las reducciones ó expansiones del volumen en los fluidos de perforación 100% aceite en función de las variaciones de densidad con temperatura de los mismos, por medio de Ecuaciones Matemáticas, a medida que éste se enfría en los tanques de superficie durante los viajes de tubería. [3]

Barrios A. (2004), realizó un trabajo que consistió en establecer la distribución de partículas más adecuadas en fluidos 100% aceite para generar un revoque que minimice la invasión de filtrado y partículas sólidas hacia la formación, para así mejorar la productividad del pozo. [4]

Valdez A. (2005), realizó un trabajo en donde evaluó el comportamiento de un fluido de perforación con bajo contenido de sólidos densificantes realizando diferentes combinaciones de agentes densificantes, con el fin de reducir el daño causado a la formación en yacimientos del Campo el Furrial, llegando a la conclusión que los sistemas en general demostraron la formación de un sello resistente, lo que demuestra una efectiva distribución del tamaño de partículas, y la función del Carbonato de Calcio como agente puenteante. [5]

Vicierra H. (2008), realizó un trabajo que consistió en apoyar las operaciones de perforación de pozos de petróleo y gas de PDVSA, mediante la formulación de fluidos 100% aceite mineral, Aceite No Tóxico VASSA LP-90-E, de la familia VASSA LP, a ser usados en las secciones de 8 1/2" y 6 1/2", que posean propiedades reológicas viscoelásticas a partir de formulaciones tradicionales, estables a condiciones de alta temperatura y presión, para así continuar con el proceso de

evaluación en campo de este aceite iniciado por **PDVSA-Occidente** en el pozo **TOM-9 ST** del campo **Tomoporo**.^[6]

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

2.2.1 Ubicación

El Campo Dragón se encuentra ubicado el NE de la Península de Paria, en la zona limítrofe entre Venezuela y Trinidad, el cual se encuentra limitado con el campo Patao en Venezuela y en Trinidad por el campo Hibiscus. **Figura 2.1.**

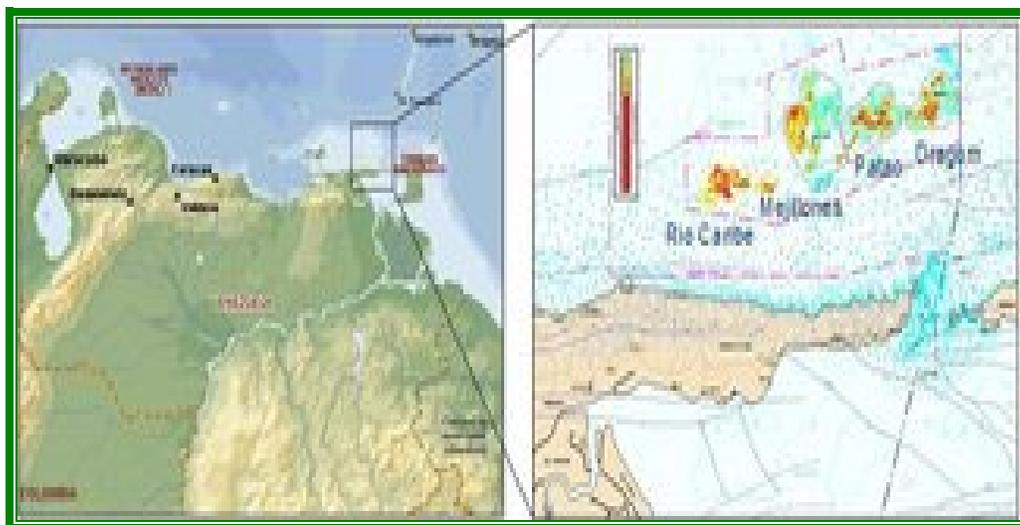


Figura 2.1 Ubicación del Campo Dragón

2.2.2 Aspectos Geológicos

El campo gasífero se encuentra alineado a lo largo de una estructura conocida como el Alto de Patao (Alto estructural en el Cretáceo). El Norte de este alto se ubica la sub-cuenca de Caracolito y al Sur la sub-cuenca de Paria. La secuencia

sedimentaria en el área de interés cubre hasta los sedimentos del Mioceno Inferior, los cuales se hallan discordantes sobre un cretáceo metamorfozido. **Figura 2.2.**

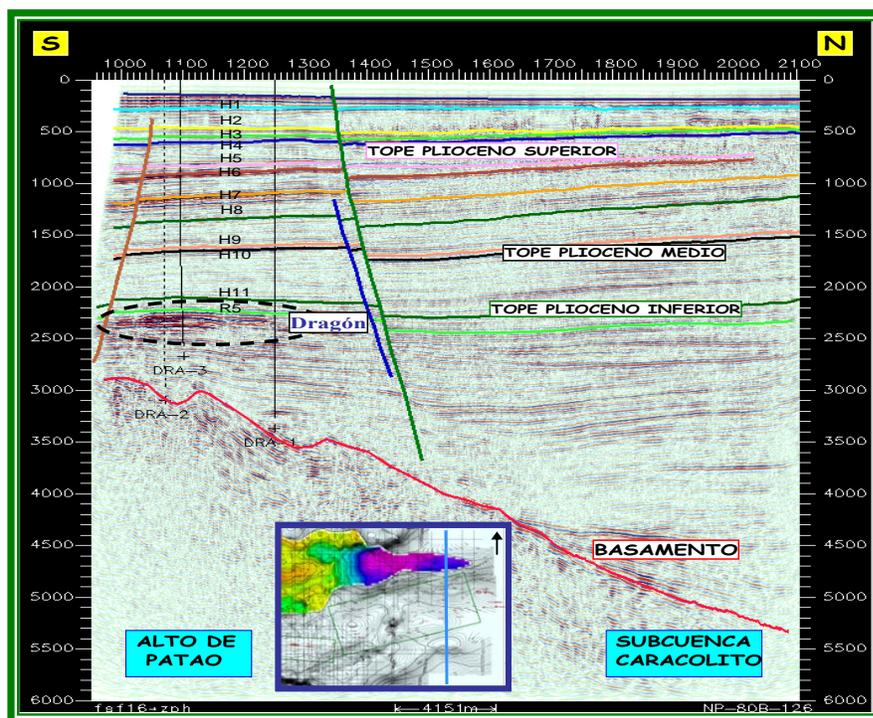


Figura 2.2 Modelo sísmico estructural para el campo Dragón

El Campo Dragón fue descubierto en el año 1980 encontrándose acumulaciones de gas no asociado con un contenido de metano de 99,5%, tiene una extensión geográfica de 180 km², se perforaron tres pozos: DR 1, DR 2 y DR 3 que penetraron la zona yacimiento a profundidades entre 7.250 y 8.200 pies. El mismo, se caracteriza por tener una columna gasífera con un espesor aproximado de 1.000 pies y ambientes plataformales, donde apilamientos verticales, areniscas deltaicas y frentes de playa granocrecientes se encuentran intercaladas con lutitas marinas someras. Las arenas en su mayoría son de grano fino a muy fino con guijarros ocasionales y conglomerados asociados con frentes de playa de alta energía o depósitos deltaicos. Se consideran areniscas no consolidadas.

2.2.3 Columna Estratigráfica

Se construyó con base en análisis bioestratigráficos de los pozos exploratorios del campo Dragón, correlaciones regionales y descripción de núcleo. Dentro de la sección Plioceno – Pleistoceno Reciente y Tardío, hay presencia de intervalos de carbonato significantes que consisten en corales, bryozoan y bancos de moluscos, las arenas son un componente menor, debajo de los intervalos de arenas hay presencia de rocas volcánicas y metamórficas en el Cretáceo Superior. **Figura 1.3.**

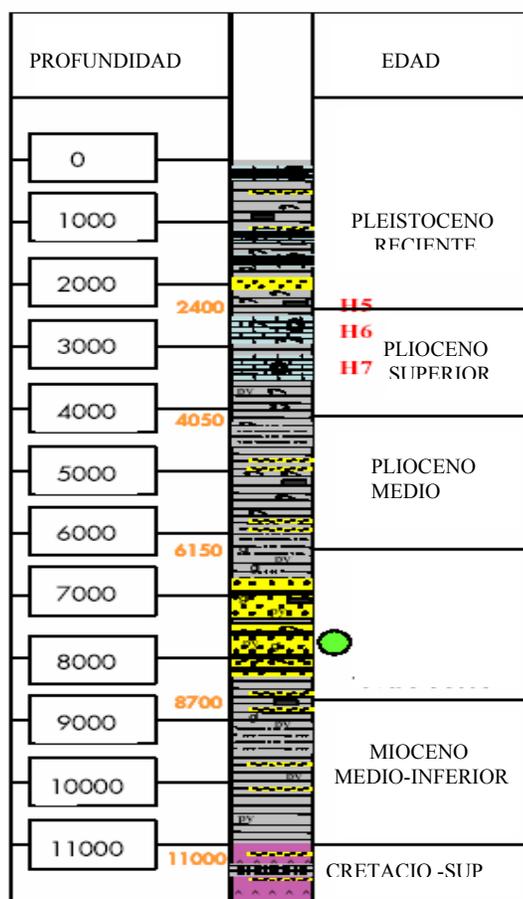


Figura 2.3 Columna Estratigráfica Campo Dragón

2.2.4 Formaciones Geológicas

Formación Cumaná.

TOPE: 504' MD

BASE: 2.670' MD

ESPESOR: +/- 2.166'

De edad Plioceno Superior a Pleistoceno, está constituida litológicamente por bancos de moluscos, calizas orgánicas, areniscas calcáreas de color gris y grano fino. Fue sedimentada en aguas someras y tranquilas de plataforma ancha, poca inclinación y en otros casos ambientes detrás de arrecifes.

Formación Cubagua.

TOPE: 2.670' MD

BASE: NP

En su parte superior está constituida por bancos de moluscos, calizas arrecifales y areniscas grises de grano fino, sedimentadas en aguas tropicales someras de mar abierto y detrás de arrecifes. Hacia la parte inferior la formación cambia a sedimentos depositados en un ambiente nerítico interior a medio de plataforma abierta, el cual va pasando transicionalmente hasta ambiente batial, representados por lutitas grises con glauconita, limolitas grises e intervalos arenosos interdigitados con clásticos más finos, arrastrados hasta allí por corrientes de turbidez. La edad de esta formación es del Mioceno al Plioceno Superior. **Figura 2.4.**

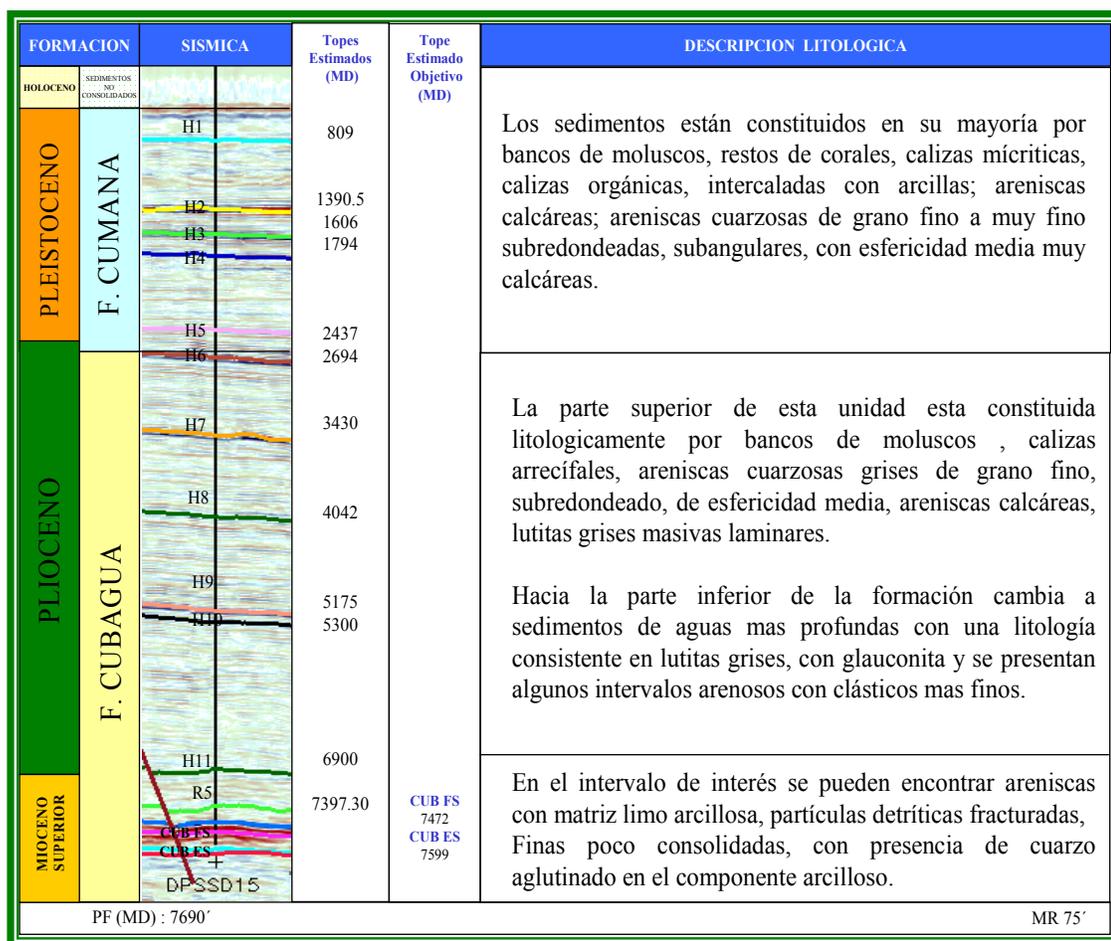


Figura 2.4 Formaciones Geológicas

2.3 TIPOS DE FLUIDOS

Un fluido es cualquier sustancia que se deforma continuamente cuando se somete a un esfuerzo de cizallamiento (esfuerzo tangencial que tiende a deformar el elemento fluyente) por muy pequeño que sea este. Existen básicamente dos tipos de

fluidos, definidos por la relación entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte. Estos son los siguientes:

2.3.1 Fluidos Newtonianos

Fluido básico donde el esfuerzo de cizallamiento o corte es directamente proporcional a la tasa de corte. Inician su movimiento al agregar presión al sistema ($P > 0$), es decir, son aquellos fluidos que al estar en reposo no necesitan ningún esfuerzo para hacerlos mover. Entre estos se tienen: el agua, aceite, glicerina, etc.^[11]

Características

- El esfuerzo de cizallamiento o corte es directamente proporcional al régimen de cizallamiento o corte.
- La viscosidad es independiente al régimen de cizallamiento o corte y disminuye con la temperatura.
- Fluido incompresible.
- La relación punto cedente / viscosidad plástica es igual a cero.
- No tiene capacidad de suspensión.
- El índice de comportamiento de flujo (n) igual a uno.
- Perfil de velocidades constante, se asemeja a una parábola cuando el flujo está en régimen laminar.

Los fluidos newtonianos se rigen según la Ley de la Viscosidad de Newton que se expresa de la siguiente manera:

$$\tau \equiv \mu * \gamma$$

(Ec.2.1)

Donde:

τ : Esfuerzo de corte (dinas/cm²).

μ : Viscosidad (g.cm/s).

γ : Tasa de corte (s⁻¹).

Por lo tanto, si la tasa de corte incrementa, entonces el esfuerzo de corte también incrementa, en la figura 2.5 se representa el comportamiento de un fluido newtoniano.

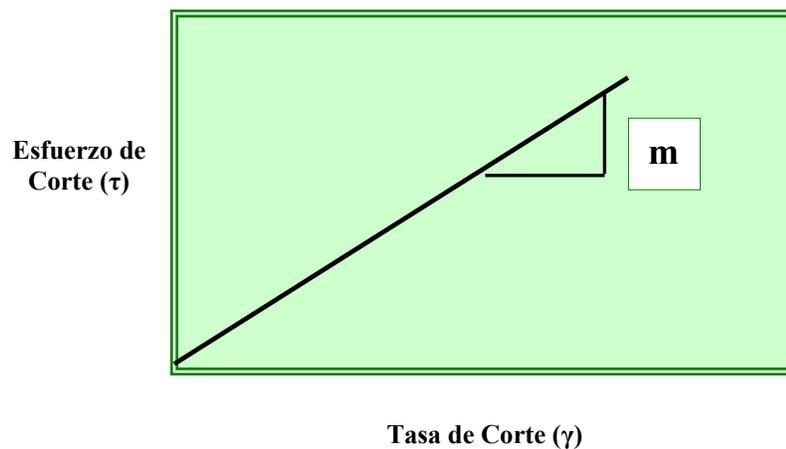


Figura 2.5 Comportamiento del esfuerzo de corte en función de la tasa de corte para un fluido Newtoniano^[11]

2.3.2 Fluidos no Newtonianos

Son aquellos en los cuales la viscosidad depende de las condiciones del flujo (movimiento de un fluido). Al estar en reposo se gelatinizan y para ponerlos en movimiento necesitan de un esfuerzo grande. Dentro de estos se encuentran los fluidos de perforación.^[11]

La incorporación de sólidos cambia el comportamiento reológico de un fluido newtoniano a uno no newtoniano. En la figura 2.6 se muestra el perfil reológico de un fluido no newtoniano.

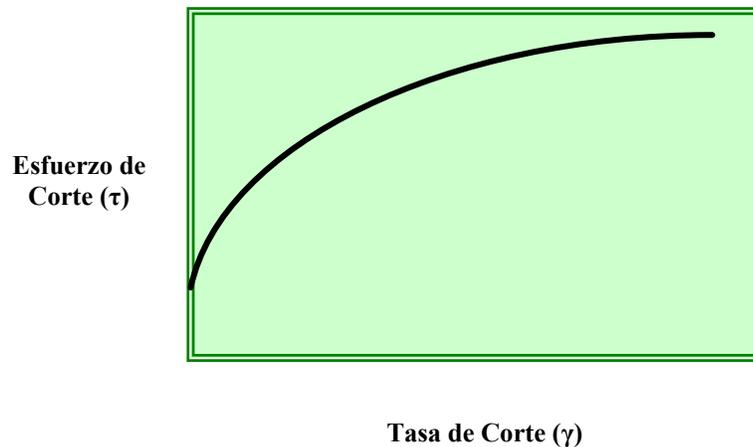


Figura 2.6 Comportamiento del esfuerzo de corte en función de la tasa de corte para un fluido no Newtoniano^[11]

Clasificación de los Fluidos no Newtonianos

En función de su comportamiento con el tiempo los fluidos no newtonianos se clasifican de la siguiente manera:

- **Fluidos Plásticos**

Son fluidos dependientes de la tasa de corte y su relación esfuerzo de corte/tasa de corte es lineal. Requieren de una velocidad mínima de cizallamiento igual al punto cedente para iniciar su movimiento.^[11]

La mayoría de los fluidos de perforación exhiben un comportamiento de tipo plástico expresado mediante la siguiente ecuación:

$$\tau \equiv \tau_0 + \mu\gamma \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

τ : Esfuerzo de corte (dinas/cm²).

τ_0 : Punto cedente (dinas/cm²).

μ : Viscosidad (g.cm/s).

γ : Tasa de corte (s⁻¹).

- **Fluidos Pseudoplásticos**

Requieren de una presión mayor que cero para comenzar el movimiento. La viscosidad aparente disminuye al aumentar la tasa de corte hasta un punto donde la velocidad se hace constante. Se caracteriza porque el punto cedente es igual a cero. [11]

El comportamiento pseudoplástico de algunos fluidos de perforación típicos se debe a la presencia de suspensiones de polímeros de cadenas largas. Su comportamiento reológico está descrito por la Ley de Potencia según la siguiente ecuación:

$$\tau = K * \gamma^n \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

τ : Esfuerzo de corte (dinas/cm²).

K: Índice de consistencia de flujo.

γ : Tasa de corte (s^{-1}).

n: Índice de comportamiento de flujo.

- **Fluidos Dilatantes**

Los fluidos dilatantes son fluidos dependientes del esfuerzo, pero difieren de los pseudoplásticos en que su viscosidad se incrementa cuando la tasa de corte. Su comportamiento, a pesar de ser diferente al de los pseudoplásticos, se describe mediante la misma ecuación. Al aumentar la tasa de corte aumenta la viscosidad aparente y su punto cedente es igual a cero.^[11]

- **Fluidos Tixotrópicos**

La tixotropía es la capacidad que tienen los fluidos de desarrollar con el tiempo una resistencia de gel. El fluido de perforación adquiere una consistencia gelatinosa si se deja en reposo, pero al agitarse nuevamente regresa a su estado original.^[11]

- **Fluidos Reopéticos**

Son aquellos que desarrollan una estructura en función del tiempo a cierta tasa de corte, por ejemplo, el yeso en agua tarda 40 minutos en fraguar si se le deja en reposo, pero si se agita constantemente, tarda solamente 20 minutos.^[11]

2.4 MODELOS REOLÓGICOS

Los modelos reológicos se basan en ecuaciones matemáticas que relacionan el esfuerzo de corte con la tasa de corte, los cuales permiten describir el comportamiento reológico de los fluidos en el campo, especialmente en el anular. Esos modelos son los siguientes:

2.4.1 Modelo Plástico de Bingham

Es el que más se emplea en el campo y es el modelo más simple para fluidos newtonianos. La ecuación matemática de este modelo es la siguiente:

$$\tau = \tau_0 + \mu\gamma$$

(Ec. 2.4)

Donde:

τ : Esfuerzo de corte (dinas/cm²).

τ_0 : Punto cedente (dinas/cm²).

μ : Viscosidad (g.cm/s).

γ : Tasa de corte (s⁻¹).

Los dos parámetros en el modelo plástico de Bingham son la viscosidad plástica y el punto cedente. El uso de estos parámetros, está limitado ya que a bajas tasas de corte, las tensiones de corte dadas por el modelo exceden a veces considerablemente las verdaderas tensiones de corte verificadas en los fluidos.

El modelo se apoya en los datos suministrados por el viscosímetro de dos velocidades. Las lecturas del dial del Fann 600 y 300 rpm se grafican en papel de

coordenadas rectangulares formando una línea recta. Si se extiende esta línea, va a interceptar al eje vertical o al eje del esfuerzo de corte por encima del origen, el punto de intercepción se denomina Punto de Cedencia. La pendiente de la recta se denomina Viscosidad Plástica. Los dos parámetros del modelo plástico de Bingham son la viscosidad plástica y el punto cedente. Debido a que el modelo supone comportamiento verdaderamente plástico, el índice de flujo de un fluido que concuerde con este modelo de tener $n=1$.

Ecuación de la recta:

$$Lectura\ del\ dial = PC + \frac{VP}{L_{300}} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Siendo:

$$VP = L_{600} - L_{300} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

$$PC = L_{300} - VP \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde:

VP: Viscosidad plástica.

PC: Punto cedente.

2.4.2 Modelo de la Ley Exponencial

El modelo de la Ley de la potencia se rige por la siguiente ecuación:

$$\tau = K * \gamma^n \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Donde:

τ : Esfuerzo de corte (dinas/cm²).

K: Índice de consistencia de flujo.

γ : Tasa de corte (s⁻¹).

n: Índice de comportamiento de flujo.

La Ley exponencial no toma en consideración el punto cedente. De hecho, la mayor parte de los fluidos presentan punto cedente, es decir, un cierto grado de resistencia interna para comenzar a fluir.

2.4.3 Modelo de la Ley Exponencial Modificada o Hershel Bucley

Este modelo es similar al modelo de la Ley Exponencial, a excepción de que toma en cuenta un esfuerzo positivo τ_0 .

La Ley Exponencial Modificada está dada por la ecuación:

$$\tau = \tau_0 + K\gamma^n \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Tal como ocurre con la Ley Exponencial, n es una medida de la capacidad del fluido para reducir la viscosidad por corte y K es una medida de la concentración y tamaño de partículas. Sin embargo, los valores de dichos parámetros serán usualmente diferentes para las dos leyes.

2.5 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los lodos de perforación son fluidos que poseen propiedades físicas y químicas específicas y pueden estar constituidos por agua, aire, gas, petróleo o combinaciones de agua y aceite con diferentes contenidos de sólidos. Estos constituyen un elemento indispensable en el método rotatorio de perforación, desde que se comenzó a utilizar dicho método, a principios del siglo XX y hasta la actualidad, se han desarrollado numerosos estudios orientados a determinar con mayor eficiencia las características y composiciones de los lodos requeridos en el sondeo del pozo, de manera que se adapten a las condiciones extremas de presión y temperatura a las que están sometidos durante este proceso, y especialmente a la contaminación por la acción de las formaciones perforadas, las cuales con la regularidad logran variar las propiedades del lodo.

Al parecer, los primeros pozos perforados por el método rotatorio utilizaron sólo el barro que producía la misma formación. Para ese tiempo, como en los primeros pasos de cualquier industria, se tenía muy poco conocimiento y no se manifestaba ningún interés por el fluido de perforación se generaban grandes problemas operacionales; ante esta situación muchos investigadores han puesto su tesón en la búsqueda de métodos e instrumentos que puedan simular las condiciones del pozo, y medir los parámetros de los fluidos de perforación y sus posibles modificaciones ante diversas contaminaciones.

Antes de comenzar las labores de perforación, se deben tomar en cuenta una serie de problemas que pueden ocurrir durante las operaciones, como pega de tubería, atascamiento de herramientas, arremetidas, pérdidas de circulación entre otros, que pueden ser evitados si se cuenta con un fluido diseñado especialmente para que presente propiedades (viscosidad, punto de cadencia, fuerza gel, densidad, etc.), que

le permitan cumplir con sus funciones a cabalidad, de manera que los resultados obtenidos sean los mejores. Entre sus funciones primordiales se destaca mantener la estabilidad del hoyo durante el desarrollo de las operaciones.

Sus propiedades deben determinarse por distintos ensayos y es responsabilidad del especialista de fluidos, comparar las propiedades a la entrada y salida del hoyo para realizar los ajustes necesarios. Si el fluido falla en satisfacer una u otra función, se puede cambiar su composición o mejorarse agregándole arcillas comerciales, material densificante o algún producto químico; el tratamiento dependerá de una serie de factores como propiedades de las rocas perforadas, profundidad del pozo y del tipo de fluido utilizado.

Típicamente un fluido de perforación está conformando de dos fases, una fase continua y otra dispersa, generalmente la fase continua es agua, petróleo o una mezcla de ambas lo que daría origen a una emulsión, esta última definida como una mezcla heterogénea de dos líquidos inmiscibles en donde unos de los fluidos presentes se encuentra suspendido dentro del otro en formas de gotas separadas por una película líquida. Las partículas separadas entre sí (sólidas, líquidas o gaseosas suspendidas), las cuales están completamente rodeadas por la fase continua del fluido constituyen la fase dispersa.

Para poder realizar un diseño óptimo del fluido de perforación es necesario considerar varios factores entre los que destacan:

- Selección adecuada del fluido de acuerdo a la profundidad, presión y temperatura encontradas durante la perforación del pozo.
- Características litológicas de la formación, ya que son de gran importancia para la planificación y selección del fluido a utilizar. También, deben

conocerse las características del equipo de superficie, disponibilidad de aditivos y equipos de control de sólidos.

- Debe tenerse un continuo y planificado mantenimiento del lodo para poder mantener las propiedades reológicas, permitiendo obtener altas tasas de penetración, hoyos estables y reducción de costos.

2.5.1 Tipos de Fluidos de Perforación

De acuerdo con la fase continua los fluidos de perforación se clasifican en tres grandes grupos:

- Fluidos base agua
- Fluidos base aceite
- Fluidos base gaseosa

Fluidos Base Agua

Son aquellos cuya fase continua es el agua, pudiendo ser esta fresca o salada y es el medio de suspensión de los sólidos. Los lodos base agua resultan ser por lo general más económicos que otros sistemas de lodos como por ejemplo los base aceite. Los sistemas base agua son versátiles y se utilizan para perforar formaciones no reactivas, esta última condición requiere que los sistemas base agua se clasifiquen internamente en función de su efecto sobre las arcillas de formación. Entre los fluidos base agua se pueden encontrar:

- **De Agua Fresca no-inhibidos**

Tienen como característica básica una fase acuosa que contiene sal a bajas concentraciones y arcillas sódicas; son simples y económicos ya que los aditivos más usados son viscosificantes, dispersantes, soda cáustica y barita. Son diseñados para perforar zonas arcillosas hasta temperaturas de 220 °F y son difíciles de tratar cuando sufren contaminaciones. Este sistema está conformado de la siguiente manera:

- **Fluidos de Agua Fresca**

Utilizado en formaciones duras, el agua utilizada puede ser dulce o salada dependiendo de la disponibilidad. Se emplean altas velocidades anulares para la remoción de los sólidos y se complementan con el bombeo de píldoras viscosas. En este sistema los sólidos son removidos por sedimentación.

- **Fluidos Nativos**

Tienden a tener altas viscosidades a medida que más se circula el lodo y por lo tanto requieren de una alta dilución. Son utilizados para perforar zonas superficiales hasta 1.500 ft de profundidad, ya que no requieren de control químico y su densidad nunca sobrepasa 10 Lpg. No requieren control de filtrado, ni de las propiedades reológicas y su mantenimiento está limitado a controlar los sólidos durante la perforación.

- **Fluidos de Agua-Bentonita**

Están constituidos por agua y bentonita y tienen como característica principal tener una buena capacidad de acarreo, con viscosidad controlada y control de filtrado. Es un lodo de inicio, que permite mantener un buen revoque protector sobre las

formaciones perforadas y buena limpieza del hoyo. Se pueden utilizar hasta 4.000 ft con pequeñas adiciones de cal lo cual redundará en ahorros de dinero y tiempo.

- **Fluidos Taninos-Soda Cáustica**

Incluyen lodos base agua con una mezcla de Soda Cáustica y Taninos como adelgazadores, pueden ser de alto pH. Son conocidos como lodos rojos y pueden ser preparados a partir de lodos naturales requiriendo bajas cantidades de bentonita para obtener buenas propiedades. No son utilizados frecuentemente, ya que son afectados por altas temperaturas.

- **Fluidos Base Agua Inhibidos**

Es un sistema cuya fase acuosa tiene una composición química que le permite evitar la hidratación y desintegración de las arcillas y lutitas hidratables mediante la adición de calcio al lodo, lo cual permite el intercambio iónico para transformar las arcillas sódicas a cálcicas. A medida que las plaquetas de arcillas se deshidratan, el agua absorbida en la arcilla se libera, produciéndose una reducción sustancial de la viscosidad. Este intercambio iónico permite obtener un lodo con mayor cantidad de sólidos y propiedades reológicas mínimas y más resistentes a contaminaciones severas. La fuente de calcio se obtiene con la adición de cal, yeso y cloruro de calcio y se pueden obtener los siguientes tipos de fluidos:

- **Fluidos de Salmueras de Formiato**

Término aplicado a tres compuestos solubles en agua: Formiato de Sodio (NaCOOH), Formiato de Potasio (KCOOH) y Formiato de Cesio (CsCOOH), las cuales son sales alcalinas metálicas procedentes de Ácido Fórmico. Las salmueras de Formiato

proveen soluciones salinas de altas densidades y bajas viscosidades; no son dañinas al medio ambiente y se biodegradan rápidamente, son antioxidantes poderosos que ayudan a proteger a los viscosificadores y a los polímeros reductores de filtrado contra la degradación térmica hasta temperaturas de por lo menos 300 °F. Estos también son compatibles con las aguas de formación que contienen sulfatos y carbonatos, por lo tanto reducen la posibilidad de dañar la permeabilidad por la precipitación de sales; su costo es alto en comparación con otros sistemas.

- **Fluidos a Base de Polímeros y KCL**

Su propósito es el de inhibir por encapsulamiento y/o reemplazo de iones de hidratación de las lutitas de formaron con alto contenido arcilloso, minimizando problemas de derrumbes y ensanchamiento de hoyos. Se utiliza agua fresca o de mar en su preparación, además de polímeros y bentonitas prehidratadas los cuales deben agregarse lentamente al agua conjuntamente con el KCL hasta obtener la viscosidad requerida.

En cuanto a las propiedades reológicas, este sistema de fluidos proporciona altos puntos cedentes, bajas viscosidades plásticas y altas pérdidas de filtrado, para lo cual se usan poliacrilatos de sodio (Drispac, CMC), como controladores de filtrado.

- **Lodos tratados con Cal**

Se caracterizan por utilizar Cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$), como fuente de calcio soluble en el filtrado y están compuestos por soda cáustica, dispersante orgánico, cal, controlador de filtrado, arcillas comerciales. Estos se pueden emplear en pozos cuya temperatura no sea mayor de 250 °F, ya que se pueden gelificar en alto grado causando problemas

graves durante la perforación. Además, tienen la ventaja de soportar contaminación con sal hasta concentraciones de 60.000 ppm.

- **Lodos Tratados con Yeso**

Utilizan sulfato de calcio (CaSO_4), como electrolito para obtener la inhibición de las arcillas y lutitas hidratables. Tienen un ph entre 9,5-10,5 y contienen concentraciones de 600-1.200 ppm de calcio en el filtrado. Han sido utilizados para perforar zonas de anhidritas pero tienen tendencia a flocularse por deshidratación del lodo por temperatura. Se pueden tratar con lignosulfonato ferrocromico para el control de la viscosidad, resistencia al gel y alcanzar altas densidades.

- **Fluidos de Agua Salada**

Este tipo de lodo tiene una concentración de sal por encima de 10.000 ppm hasta valores de 315.000 ppm. La sal generalmente actúa como un contaminante en los sistemas de agua dulce, produciendo incremento de viscosidad, de la resistencia de gel y las pérdidas de filtrado. Pueden ser utilizados para perforar zonas con agua salada y domos de sal para evitar derrumbamiento de las formaciones a través de un equilibrio osmótico.

- **Lodos de Bajo Coloide**

Son lodos de base agua con polímeros como agentes viscosificantes y con bajo contenido de bentonita o compuesto coloidal, lo cual disminuye la tendencia a la floculación y degradación de los aditivos cuando puedan existir problemas de hinchamiento de arcillas, efectos de altas presiones y temperaturas, presencia de formaciones solubles de calcio, flujo de agua salada, intercalaciones de sal, etc.

Fluidos Base Aceite

Los fluidos base aceite constituyen una emulsión de agua en aceite, es decir, una emulsión inversa donde la fase dispersa es agua y la fase continua al igual que el filtrado es aceite. El agua no se disuelve o se mezcla con el aceite, sino que permanece suspendida, actuando cada gota como una partícula sólida. En una buena emulsión no debe haber tendencia de separación de fases y su estabilidad se logra por medio de emulsificantes y agentes adecuados.

Una emulsión se define como una dispersión de partículas finas de un líquido entre otro líquido; en general la estabilidad de una emulsión depende de la relación aceite/agua, tiempo de agitación y por la cantidad de emulsificantes empleados en su preparación.

Los fluidos base aceite son relativamente inertes, previenen la hidratación de los sólidos perforados, cuando se preparan adecuadamente presentan gran estabilidad térmica y bajos costos de mantenimiento, reduciendo de esta manera los problemas operacionales durante la perforación.

La clasificación de los fluidos base aceite se realizan de acuerdo a las necesidades específicas de perforación siendo las más comunes:

- **Fluidos base aceite con control de filtrado**

Estos sistemas se aplican en áreas donde se perforan formaciones con una fuerte tendencia a perder circulación, o en formaciones que tengan presiones subnormales. Son sistemas bastante estables y resistentes a la contaminación y a altas temperaturas; su costo inicial es elevado y su principal desventaja es la disminución de la tasa de penetración.

- **Fluidos base aceite con relación 50/50**

Este sistema se utiliza en zonas ambientalmente sensibles, donde el descarte de rípios es problemático. Debido a esto, la emulsión formada es poco estable y requiere de grandes cantidades de emulsificantes para poder mantener la estabilidad eléctrica entre 200-300 voltios. Su costo de mantenimiento y el consumo de cloruro de calcio son altos. Los fluidos base aceite con relación 50/50 fueron desarrollados para ser utilizados en áreas en que las descargas de aceite son restringidas (Mar del Norte), es tipo de sistemas pueden reducir hasta en un 45% el aceite que queda en los recortes.

- **Fluidos base aceite sin control de filtrado**

En su formulación no esta el emulsificante primario ni lignito como controlador de filtrado, con este se logra mejorar la tasa de penetración y minimizar costos iniciales del lodo, es un sistema poco estable a altas temperaturas y requiere un mayor consumo de aceite.^[11]

- **Fluidos 100% Aceite**

Los sistemas base aceite, son aquellos cuya fase continua es el aceite y su filtrado es 100% puro aceite. Tienen como característica principal no contener agua, estos son relativamente inertes, previenen la hidratación de los sólidos perforados, cuando se preparan adecuadamente presentan gran estabilidad térmica y bajos costos de mantenimiento, reduciendo de esta manera los problemas operacionales durante la perforación. Además, son utilizados en formaciones muy compactas y en las zonas intermedias donde existen altas presiones y temperaturas resistiendo las contaminaciones más frecuentes cuando se está perforando.^[5]

Es un sistema formulado íntegramente a base de un aceite mineral o convencional, los cuales son altamente refinados, por lo tanto contienen una fracción mucho más reducida de aromáticos que el gasoil, diesel y el kerosén, por lo cual son menos tóxicos para las especies marinas. El grado de toxicidad de un producto se conoce mediante la prueba basada en el ensayo de 96 horas LC-50, el cual determina la concentración, en ppm, que causa la muerte del 50% de la especie marina, luego de una exposición de 96 horas. Esta prueba se hace en la mayoría de los casos con camarones de la clase mysidopsis. La escala de toxicidad (**Tabla 2.1**) usada hoy día por la E.P.A (Agencia de Protección al Medio Ambiente de los EE.UU.) es la siguiente:

TABLA 2.1 ESCALA DE TOXICIDAD ^[5]

LC-50 > de 10.000 ppm	Producto no tóxico
LC-50 entre 1.000 y 10.000 ppm	Producto de baja toxicidad
LC-50 entre 100 y 1.000 ppm	Producto de toxicidad moderada
LC-50 < de 100 ppm	Producto de alta toxicidad

También existe una técnica sencilla y rápida para determinar el grado de toxicidad de un compuesto, mas no de un sistema. Esta técnica es conocida con el nombre de microtox y mide la extinción de la luz producida por ciertas bacterias marinas luminiscentes, al ser sometidas a ciertas diluciones de un compuesto dado asociado al agua.

El sistema 100% aceite está diseñado para recuperar núcleos en su estado original. Este sistema utiliza un emulsificante débil que tiene la habilidad de absolver el agua de la formación y emulsionarla de una manera efectiva en el lodo. Los

emulsificantes y surfactantes fuertes causan daños a la formación por bloqueo de emulsión.

Características de los Fluidos Base Aceite

- Su fase inicial (continua) es el aceite.
- Exhiben baja toxicidad.
- Presentan una lubricidad de aproximadamente 0,08.
- Proporcionan excelente estabilidad reológica.
- Son aceptables ambientalmente.
- Son tolerantes a la contaminación.
- Proporcionan estabilidad térmica a elevadas temperaturas.
- Presentan buena limpieza del hoyo.^[7]

Ventajas de los Lodos Base Aceite

- **Resistente a las altas temperaturas**

El aceite posee un punto de ebullición mayor al del agua; debido a esto dicho fluido es mucho más resistente a las altas temperaturas encontradas a grandes profundidades, las mismas a las cuales un lodo base agua sufre deshidratación; perdiendo así sus propiedades óptimas.

- **No es afectado por formaciones solubles**

Estos sistemas no son afectados cuando se perfora formaciones de calizas, anhídrita o yeso, debido a que el aceite no reacciona con dichas sustancias. Tales sustancias reaccionan químicamente con los iones que forman parte de la composición del agua y se solubilizan en presencia de ésta; alterando las propiedades del lodo.

- **Prevención de atascamientos**

Estos lodos no generan problemas de hinchamiento de arcillas, por lo que el espacio anular no sufre gran disminución, aparte; también poseen una muy buena lubricidad. Tales características disminuyen el atascamiento por presión diferencial en formaciones que poseen alta permeabilidad y en agujeros muy desviados.

- **Protección de Corrosión**

El aceite carece del oxígeno presente en el agua, el cual es el principal causante de oxidación y corrosión del equipo de perforación. Además, muchos de los productos utilizados en los lodos base aceite contienen aminas, las cuales forman una película protectora sobre la superficie total del sistema de circulación protegiéndolo en caso de invasión de gases corrosivos como H₂S y CO₂, los cuales actúan en esta caso como gases naturales. Estos lodos preparados apropiadamente son recomendados para ser usados como lodo de empaque en el espacio tubería-revestidor y en el exterior de la tubería.

- **Reducciones de Torsión y Arrastre**

El uso de estos lodos en la perforación reducirá la torsión y arrastre del sondeo de pozos desviados, debido a la excelente lubricidad que poseen. ^[7]

- **Estabilización de lutitas**

Tiene la habilidad de estabilizar lutitas problemáticas. Un fluido adecuadamente tratado puede perforar lutitas presurizadas con un peso entre 0,2 a 0,4 lpg más bajo que lo que hubiera necesitado con un fluido base agua. La película de aceite emulsificante alrededor de cada gota de agua en un lodo base aceite, sirve como una membrana semipermeable a través de la cual se puede generar presión osmótica. Ya que la mayoría de las rocas que se perforan contienen agua, y debido al efecto deshidratante causado por la presión osmótica, es posible controlar la mojabilidad por agua de las rocas usando un lodo base aceite. Debido a que se previene que las lutitas se mojen con agua y se dispersen en el lodo y se derrumben dentro del hueco, se puede perforar un hueco de diámetro casi exacto y reducir los problemas operacionales.

- **Protección de Arenas Productivas**

Arenas bentoníticas, todo el filtrado de aceite no hincha las arcillas de formación, y por lo tanto no reduce la permeabilidad.

Arenas limpias, El fluido base aceite previene el bloqueo de agua causado por el filtrado de agua de los fluidos base acuosa.

- **Resistencia al Fuego**

Los lodos base aceite típicos ofrecen buena resistencia al fuego, con un punto de inflamación en el rango de 170 -200 °F.

Desventajas de los Lodos Base Aceite

- **Alto costo inicial por barril**

El costo por barril es considerablemente mayor que en la mayoría de los lodos base agua, a cualquier densidad dada; ya que los precios del agua son muy bajos comparados con los precios de cualquier tipo de aceite utilizado en la perforación de pozos; aparte de que la disponibilidad del agua es mucho mayor.

- **Corte mecánico requerido**

En lodos invertidos, para alcanzar la emulsión y la reología requerida, se necesita una agitación mecánica para formar una emulsión fuerte; así como también se necesitan ciertas condiciones especiales para mantenerla.

- **Reducción en habilidad de detección de arremetidas**

La entrada de gases al lodo durante la perforación es difícil de detectar debido a que los mismos se solubilizan en lodos base aceite; y si dicha entrada se lleva cabo bajo condiciones de presión considerables; con el ascenso saldrían de la solución debido a la disminución de la presión. Dependiendo de la profundidad a la que ocurra tal acontecimiento se podrá ó no detectar a tiempo una arremetida, y tomar las precauciones necesarias en dicho caso.

- **Pérdidas de circulación excesivamente costosas**

El alto costo por barril en lodos base aceite, hace no práctico el uso de fluidos de este tipo en zonas propensas a sufrir pérdidas de circulación, debido a la gran cantidad de

fluido que se va hacia a la formación y que resulta irrecuperable, aumentando los costos de la perforación.

- **Mayores restricciones ambientales**

Mientras mas alto sea el contenido de aromáticos en el aceite utilizado como base en los fluidos de perforación, mayores serán los efectos negativos que estos tendrán sobre el medio ambiente; incluyendo flora y fauna; así como también afecta al personal del taladro. La mayoría de las áreas en que los lodos base aceite son utilizados tienen restricciones ambientales, éstas pueden hacer necesarias modificaciones en el taladro para contener derrames, y limpiar lodos ya utilizados sin desecharlos al medio ambiente.

- **Efectos negativos sobre empacaduras y gomas**

El material con el cual están fabricadas las gomas de los equipos, es sensible al contenido de aromáticos; y dependiendo de este, las mismas podían sufrir hinchamiento o estiramiento requiriendo un cambio para evitar problemas operacionales de mayor magnitud.

- **Vapores peligrosos**

Se debe ventilar adecuadamente las zonas de circulación en la superficie ya que cuando el lodo caliente pasa a través de equipos vibratorios, existe la posibilidad de desprendimiento de hidrocarburos tóxicos los cuales resultan perjudiciales para el personal que labora en dicha zona.

- **Peligro de incendio**

Se deben tomar precauciones adicionales para prevenir incendios, ya que los puntos de inflamación y combustión del aceite así lo sugieren; dichas temperaturas podrían alcanzarse durante las operaciones, quemando el aceite y generando un posible incendio. ^[7]

Aplicaciones de los Lodos Base Aceite

- Perforación de pozos desviados.
- Disminuir las posibilidades de pegas por presión diferencial.
- Toma de núcleos.
- Perforación de formaciones solubles en agua e hidratables.
- Perforación de áreas en las que el aumento de sólidos incorporados es un problema.
- Perforación en ambientes corrosivos.
- Perforación de formaciones de altas temperaturas.
- Perforación de formaciones que contienen sal o anhidrita.
- En casos especiales: perforación bajo balance.
- Perforar lutitas problemáticas utilizando el concepto de actividad balanceada.
- Prevenir pérdidas de circulación en formaciones con bajo gradiente de presión.
Los lodos base aceite permiten perforar bajo balance, es decir, se puede perforar con un peso menor al requerido con los lodos base acuosa. La diferencia de peso puede variar de 0,2 a 0,4 lb/gal.
- Perforar zonas productoras ya que no causan problemas de hinchamiento de las arcillas de formación y en consecuencia no disminuyen la permeabilidad.
- Perforar hoyos direccionales.
- Prevenir atascamiento de la tubería en zonas permeables y hoyos desviados, ya que los lodos base aceite poseen un alto coeficiente de lubricidad que ayuda a minimizar los problemas de torque y arrastre.

Fluidos Base Gaseosa

Son fluidos de perforación cuya fase continua esta constituida por gas o aire, es utilizado en áreas donde las pérdidas de circulación son severas y también en zonas extremadamente duras o altamente consolidadas, ya que este tipo de fluido permite obtener altas tasas de penetración. Su utilización permite además una mayor eficiencia y duración de la mecha, un control estricto sobre las pérdidas de circulación, causa daño mínimo a las formaciones prospectivas y una evaluación continua e inmediata de los hidrocarburos.

Tipos de fluidos base gaseosa mas utilizados

Los fluidos de base gaseosa mas utilizados son los siguientes:

- **Fluidos con aire**

Durante la perforación el aire es circulado a presión para poder levantar los cortes hechos por la mecha, los cortes ya pulverizados por efecto de las altas velocidades, son circulados hacia la superficie. Esto requiere de equipos especiales como cabezales e inhibidores de polvo. La desventaja más relevante del uso de este sistema, es la posibilidad de incendio y explosión en el fondo del pozo por diferentes causas.

- **Fluidos espumosos con niebla**

Por lo general, se utilizan cuando el influjo de agua es un problema o cuando se encuentran hidrocarburos durante la perforación de un pozo. Tienen la gran ventaja que si el flujo de agua es muy severo, es necesario inyectar aire al agua para reducir la presión hidrostática sobre la formación.^[11]

2.6 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

- **Remover y transportar los ripios desde el fondo del pozo hasta la superficie**

La habilidad para extraer partículas de diversos tamaños fuera del hoyo es una de las funciones más importantes de un fluido de perforación. La mecha a través de su paso por las diferentes formaciones existentes en el subsuelo, va produciendo gran cantidad de recortes en volumen equivalente al diámetro de la misma. Además, de estos ripios el hoyo perforado sufre derrumbes de sus paredes, bien sea por inestabilidad de la formación, o producido por efecto del contacto de la tubería de perforación y ensamblaje de fondo con las paredes del pozo. Es por esto, que se requiere de un fluido de perforación que posea una velocidad suficiente para vencer la velocidad de caída de los ripios y derrumbes; la cual depende del caudal circulante o régimen de bombeo y de la capacidad anular.

- **Enfriar y lubricar la mecha y la sarta de perforación.**

La fricción originada por el contacto de la mecha y la sarta de perforación con las formaciones genera calor, una parte de éste se remueve con el fluido circulante y se expulsa a medida que el fluido alcanza la superficie.

En cierto grado, el fluido actúa como lubricante y esta característica puede incrementarse mediante el uso de gasoil o con productos químicos elaborados para tal fin.

- **Controlar las presiones de formación**

Los fluidos que se encuentran en los estratos subterráneos están en la mayoría de los casos bajo gran presión. Al momento de perforar un pozo se están perturbando las condiciones naturales del yacimiento y por ende la de los fluidos entrampados en él, los cuales por diferencia de presión tratarán de salir incontroladamente a superficie y si no existe un mecanismo de control estos fluidos causarán problemas severos. Esta situación se resuelve, ejerciendo una presión hidrostática suficiente para controlar la presión de formación, esta puede definirse como la presión que tienen los fluidos en el espacio poroso y puede estimarse usando los gradientes de la formación. La misma se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$PF = \text{Gradiente de formación} (\text{Lbs/ pulg}^2 * \text{pies}) * \text{profundidad} (\text{pies}) \quad (\text{Ec. 2.10})$$

La presión hidrostática es la presión debida a la columna de fluido y es directamente proporcional a la densidad y a la altura de la columna del mismo. El no detectar a tiempo estas presiones, puede originar arremetidas, las cuales se pueden convertir en reventones causando grandes y graves problemas. La ecuación para determinar la presión hidrostática es la siguiente:

$$Ph = 0.052 * h * \rho \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Donde:

Ph: Presión hidrostática en lpc.

h: Profundidad en pies.

ρ : Densidad en lpg.

- **Cubrir la pared del hoyo con un revoque delgado, flexible e impermeable**

A medida que la perforación avanza, las paredes quedan descubiertas, la presión, ejercida por la columna de fluido contra las paredes, impide su derrumbe y va creando un revoque que evita la filtración del lodo a la formación. Este tipo de revoque se logra incrementando la concentración y utilizando una distribución de partículas de agente puenteante (CaCO_3) adecuada a las condiciones de garganta poral del yacimiento, para obtener un revoque delgado, liso, impermeable y compresible que disminuirá los problemas operacionales en la perforación de la fase productora.

Si se forma un revoque grueso, permeable e incompresible causaría problemas de apoyo, arrastre, pega de tubería e incluso pérdidas de circulación. Este tipo de revoque se origina por la acumulación de partículas de CaCO_3 contenidas en el fluido que poseen diámetros mayores a la garganta poral del yacimiento impidiendo así el efecto puenteante, es por ello, que para perforar estas formaciones no consolidadas, el fluido debería proporcionar un revoque de buena calidad para ayudar a consolidar la formación.

En cuanto a la permeabilidad del revoque, tenemos la Ley de Darcy que es un modelo clásico de flujo de fluidos y ayuda a identificar los factores que afectan la filtración. Se aplica al flujo de fluidos a través de materiales permeables (arena, arenisca o revoque) y puede ser usada para establecer la

relación entre la tasa de filtración y la permeabilidad, superficie de la sección transversal, presión diferencial, viscosidad del filtrado y espesor del revoque. Para el flujo de filtrado a través de un revoque, la permeabilidad del mismo es la permeabilidad determinante, visto que es mucho más baja que la permeabilidad de la formación.

La Ley de Darcy se puede escribir de la siguiente manera:

$$Q \equiv \frac{K * A * \Delta P}{\mu * h}$$

(Ec. 2.12)

Donde:

Q: Caudal de filtrado (cm³/s).

K: Permeabilidad (darcys).

A: Superficie de la sección transversal (cm²).

μ : Viscosidad (Cp).

H: Espesor del revoque (cm).

ΔP : Diferencial de Presión (lpc).

Tomando en cuenta la ecuación 2.12, la pérdida de filtrado es inferior cuando la permeabilidad del revoque es más baja, la superficie es más pequeña y la presión diferencial es más baja. La filtración también disminuye cuando la viscosidad del filtrado y el espesor del revoque aumentan, siempre que el revoque más grueso tenga la misma permeabilidad. Durante los períodos estáticos, el espesor del revoque aumenta con el tiempo, pero la velocidad de deposición disminuye. Un revoque grueso puede causar numerosos problemas y debería evitarse. Por lo tanto, la filtración estática es la principal preocupación y

sería conveniente que cualquier situación de perforación sufriera la menor pérdida posible de filtrado.

La permeabilidad del revoque es el factor limitante que controla la filtración dentro de la formación. El tamaño, al forma y la capacidad de las partículas para deformarse bajo presión son factores importantes para el control de la permeabilidad.

- **Mantener en suspensión los recortes, derrumbes y el material densificante al detener la circulación**

Al momento de detener la circulación del lodo, la fuerza con la cual se están elevando las partículas en el espacio anular se hace cero y por efecto de la gravedad y el peso de estas partículas, las mismas tenderán a caer hacia el fondo del pozo. Es por ello, que el fluido debe tener la capacidad de suspender los sólidos mediante la propiedad tixotrópica o de gelificación para mantener las partículas suspendidas y que al reanudarse la circulación el fluido recupere su fluidez.

Bajo condiciones estáticas la resistencia o fuerza de gelatinización debe evitar la precipitación del material densificante y de los recortes de formación, garantizando de esta manera una adecuada limpieza del hoyo que evite el atascamiento de la sarta de perforación.

- **Soportar por flotación, parte del peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento**

El equipo de perforación está constantemente sometido a grandes esfuerzos por efecto principalmente del peso de la tubería de perforación y del revestimiento. En la mayoría de los casos, este proceso puede exceder las 300 toneladas.

Para alcanzar grandes profundidades, es necesario utilizar sargas de perforación de gran peso, que causan tensión o esfuerzo sobre el equipo de superficie, pero las fuerzas ascendentes del fluido contribuyen a sostener la sarga o el revestidor, esta capacidad de suspensión dependerá de la presión ejercida sobre el fluido y la sección transversal sobre la cual esta presión se ejerce.

El peso de la sarga de perforación y de la tubería de revestimiento en el fluido, es igual al peso de la misma en el aire multiplicado por el factor de flotación. A medida que aumenta el peso del fluido disminuye el peso de la tubería.

$$FF \equiv 1 - (0.015 * \rho)$$

(Ec. 2.13)

Donde:

FF: Factor de flotación.

ρ : Densidad del fluido (lpg).

- **Mantener en sitio y estabilizada la pared del hoyo, evitando derrumbes y el daño a la formación**

Todo fluido de perforación altera las propiedades originales de la formación causando cierto daño, dependiendo de las características de la formación y de su sensibilidad a los fluidos de perforación, también existen formaciones que

son altamente sensibles a los componentes del fluido típico, tales como las lutitas, que son hidrofílicas y poseen la condición de hincharse, algunas se derrumban por efectos erosivos; para evitar estos inconvenientes es necesario diseñar los fluidos de perforación de acuerdo a las condiciones físicas de las formaciones a perforar para disminuir el daño y obtener mejores registros e información geológica.

- **Transmitir energía hidráulica a la mecha**

Durante la perforación, el fluido de perforación circula a través del interior de la tubería de perforación hasta la mecha donde es expulsado por los Jets o boquillas a gran velocidad, produciendo una fuerza hidráulica debajo de la mecha la cual, es la encargada de remover constantemente los recortes hechos por la misma y poder enviarlos a la superficie. La no remoción de estos recortes puede ocasionar serios problemas como la reducción de la vida útil de la mecha, bajas tasas de penetración, etc. Un buen diseño hidráulico optimiza la potencia transmitida por la mecha contribuyendo a una mejor limpieza del hoyo.

- **Facilitar la máxima obtención de información deseada acerca de las formaciones perforadas**

La calidad del fluido debe permitir la obtención de la información necesaria para valorar la capacidad productiva de crudo perteneciente a la formación perforada. Las características físicas y químicas del fluido deben ser tales, que pueda recopilarse la información geológica deseada, la obtención de registros eléctricos claros y precisos y además que facilite la toma de núcleos.

- **Medio adecuado para el perfilaje por cables**

Si bien el lodo perturba las características originales de las formaciones, su presencia es necesaria para realizar muchos de los perfiles que se emplean para la evaluación de la formación. La utilización de esos perfiles requiere que el lodo sea un buen conductor de la electricidad y que presenten propiedades eléctricas diferentes de la de los fluidos de la formación. Una evaluación apropiada de la formación es difícil si la fase líquida del lodo penetra profundamente en la formación o si el lodo ha erosionado el pozo físico o químicamente.

Para llevar a cabo estas funciones se deben minimizar los siguientes efectos colaterales

- Daño a las formaciones subterráneas.
- Corrosión de la sarta y del revestimiento.
- Reducción de la velocidad de penetración.
- Presiones de succión, pistón y de circulación.
- Presión de circulación.
- Pegamiento de la sarta.
- Erosión de las paredes del pozo.
- Retención de sólidos indeseables.
- Desgaste de las bombas.
- Contaminación de lechadas de cemento.
- Contaminación del ambiente.
- Contaminación proveniente de fuentes externas.
- Estabilidad a temperatura y presiones elevadas.

2.7 PROPIEDADES BÁSICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las propiedades del fluido de perforación son muy importantes para satisfacer las funciones del mismo; estas deben ser controladas de tal forma que el fluido proporcione un trabajo eficiente. Al fallar cualquiera de estas funciones, se puede cambiar su composición o mejorarse agregándole agua, arcillas comerciales, material densificante o algún producto químico.

Las propiedades del fluido pueden ser determinadas por distintos ensayos y es responsabilidad del especialista de fluidos comparar las propiedades a la entrada y la salida del hoyo para realizar los ajustes necesarios. Las principales propiedades monitoreadas en sitio son las siguientes:

Densidad

Está definida como el peso por unidad de volumen del fluido. Generalmente se le da el nombre de peso del lodo y esta expresado en libras por galón, pero puede expresarse en libras por pie cúbico, gravedad específica, o en gradiente de presión como libras por pulgadas cuadradas (Lpc). La densidad del lodo depende del tipo de líquido utilizado y del material que se le adicione.

Durante la perforación de un pozo, el control de la densidad del fluido de perforación juega un papel importante. La prevención y control del influjo de fluidos desde la formación al pozo, permite que el proceso de perforación sea llevado a cabo de una forma segura. La densidad del fluido de perforación se debe controlar para proveer una presión hidrostática suficiente para prevenir la entrada de fluidos de la formación, pero no debe ser tan grande como para ocasionar pérdidas de circulación, daño a la formación perforada, o una reducción en la velocidad de penetración.^[11]

Viscosidad

Es una medida de la resistencia interna de un fluido a fluir (deformarse). Para las operaciones de perforación la viscosidad del lodo debe controlarse y darse un

medio estándar para obtenerla. El tamaño del recorte, derrumbes, presencia o ausencia de separadores de recortes, densidad del lodo, y características de gelatinosidad del lodo, son factores que influyen sobre las características de viscosidad de cualquier lodo. En el campo se miden dos tipos de viscosidad:

Viscosidad Embudo

Para mediciones simples de viscosidad se emplea el embudo de Marsh, que mide la viscosidad de flujo en un tiempo medido. La viscosidad de embudo es el número en segundos requeridos para que en cuarto (946 cm^3) de lodo pase a través de un tubo de 3/16 de pulgada colocado a continuación de un embudo de 12 pulgadas de largo. El valor resultante es un indicador cualitativo de la viscosidad del lodo. No proporciona suficiente información para determinar las propiedades reológicas o las características de flujo de un fluido. Además, ningún valor en particular de la viscosidad del embudo puede adoptarse como valor representativo de todos los fluidos.

La viscosidad de embudo de un lodo base aceite es afectada en mayor grado por la temperatura que la de un lodo base acuosa. Debido a que la temperatura reduce la viscosidad del aceite mucho más rápido que el agua. En cambio, la presión aumenta la viscosidad del aceite. El procedimiento API indica que se informa la temperatura del lodo junto con la viscosidad de embudo.

Viscosidad Efectiva (cp o Pa-s)

Es la viscosidad de un fluido bajo condiciones específicas, es decir, es la viscosidad que describe el flujo de un fluido a través de un punto en particular. Estas condiciones incluyen la velocidad de corte, la presión y la temperatura.

Viscosidad Aparente

A veces, la viscosidad efectiva se llama viscosidad aparente (**VA**). La viscosidad aparente se indica en el viscosímetro rotacional a 300 rpm (L300) o la mitad de la indicación del viscosímetro a 600 rpm (L600).^[1]

Su valor puede estimarse de la siguiente manera:

$$Va (cps) \equiv L_{600} rpm / 2$$

(Ec. 2.14)

Viscosidad Plástica (cp o Pa-s)

Es la resistencia del fluido a fluir, causada principalmente por la fricción mecánica entre las partículas suspendidas y por la viscosidad de la fase fluida. Es afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas suspendidas en el lodo. La concentración de los sólidos es muy importante en el control de la viscosidad plástica estos sólidos afectan las propiedades del lodo por lo cual es necesario removerlos para evitar problemas graves de viscosidad. Para ello se pueden hacer diluciones, sedimentación, control mecánico de sólidos, estos procedimientos son básicos y su aplicación adecuada genera una mejor perforación y en fluidos de perforación con propiedades controladas.

Esta propiedad se obtiene utilizando un Viscosímetro rotacional tomando la lectura de 600 rpm y restándole la de 300 rpm.

$$VP \equiv L_{600} - L_{300}$$

(Ec. 2.15)

Punto Cedente (Lbs/100 ft² o Pa)

Es la resistencia de un fluido a fluir, causada por las fuerzas de atracción entre las partículas, producto de la interacción de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida del lodo, la cantidad de sólidos y la concentración iónica de las sales contenidas en la fase fluida del lodo.

Valores altos de punto cedente pueden tener varias causas: presencia de contaminantes como sal, cemento o anhídrita, pueden provocar la floculación de la arcilla. Un aumento en la concentración de sólidos aumenta el número, de cargas de superficie y disminuye la distancia entre ellas.

Al igual que la viscosidad plástica, se obtiene utilizando un viscosímetro rotacional y no es más que la lectura a 300 rpm menos el valor de viscosidad plástica.

$$Pc \equiv L_{300} \text{ rpm} - Vp$$

(Ec. 2.16)

Fuerza Gel

El fluido de perforación debe poseer características tixotrópicas que le permitan desarrollar una estructura de gel rígida o semi- rígida durante períodos de reposo, con la finalidad de poder cumplir con las funciones primordiales del lodo de perforación como lo es la suspensión de sólidos indeseables cuando se esta realizando un viaje de tubería.

La aparición de problemas en un fluido de perforación se observa con la ocurrencia de geles progresivos o de geles instantáneos. Un amplio margen entre el gel inicial (10 seg) y el gel final (10 min) se denomina gel progresivo e indica acumulación de sólidos. Cuando ambos valores de gel son elevados se esta en presencia de floculación.^[11]

Filtración

Es la propiedad que permite que el fluido de perforación al circular a través de una formación permeable, pierda parte de su fase líquida hacia el interior de la formación depositándose los sólidos sobre las paredes del pozo creando un revoque.

En los lodos base agua, el filtrado es agua y en un fluido base aceite el filtrado es aceite o gasoil. La filtración o pérdida de filtrado es el volumen de ese filtrado del lodo; este proceso debe ser controlado durante la perforación para asegurar un funcionamiento exitoso del fluido. Para esto es necesario controlar la cantidad o velocidad de filtración, control del espesor y textura del revoque.

La formación de un revoque delgado y resistente sobre la superficie de las formaciones e impedir una pérdida excesiva de filtrado forman parte de un control adecuado de la filtración. Esto ayuda a minimizar los daños a la formación y mantiene un pozo estable al disminuir riesgos de aprisionamiento de la tubería, mayor producción para las formaciones productivas, mejor interpretación de los registros eléctricos, estabilidad del hoyo.

La pérdida de filtrado se produce debido a la diferencia de presión entre la columna de lodo y la formación. El lodo genera una presión hidrostática que debe ser mayor que la de formación para evitar que ocurra lo contrario, esta diferencia de presión, aunada a la permeabilidad de la formación, provoca que parte de la fase líquida del lodo se filtre a través de las paredes. En el pozo ocurren dos tipos de filtraciones:

Filtración Estática

Esta tiene lugar cuando el fluido de perforación no está en movimiento, el revoque se hace más grueso con el tiempo dado que el revoque restringe el flujo de filtrado, la tasa o velocidad de filtración con el tiempo.

En el laboratorio la filtración estática se mide por medio de dos ensayos estándar del API, uno a baja presión y otro a alta temperatura-alta presión. El ensayo a baja presión se conoce generalmente como ensayo API, mientras que el segundo se menciona generalmente como HT-HP (higher temperature- higher pressure).

Las diferencias fundamentales son que el ensayo API se realiza a 100 Lpc de presión y a temperatura ambiente, mientras que el HT-HP se hace usualmente a 500 Lpc de presión diferencial y a una temperatura por encima de 300 °F.

Por regla general, los dos ensayos estáticos de filtración no pueden correlacionarse directamente, puesto que las sustancias químicas del lodo se comportan en forma diferente para cada una de las condiciones que caracterizan estos ensayos.

Filtración Dinámica

Tiene lugar cuando el lodo está circulando o cuando la sarta está rota. Cualquiera de esas dos formas de movimiento erosiona el revoque. Se alcanza un estado de equilibrio cuando la deposición sobre el revoque es igual a la erosión. En ese punto se tiene que el espesor del revoque y la tasa de filtración permanecen constantes. Ordinariamente, el revoque dinámico es más delgado que el revoque estático, pero la pérdida de filtrado es mayor.^[4]

Durante las pruebas de filtración dinámica se pueden obtener dos parámetros importantes de control: índice de filtración dinámica e índice de deposición del

revoque (**CDI**). El índice de filtración dinámica se calcula por la inclinación de la curva de volumen en función del tiempo. El CDI, que refleja la erosionalidad del revoque, se calcula por la inclinación de la curva volumen/tiempo. El CDI y el índice de filtración dinámica se calculan usando datos recogidos después de veinte minutos. Los valores recomendados se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 2.2. PARÁMETROS MÁXIMOS DE FILTRACIÓN DINÁMICA^[4]

Densidad (lpg)	Índice de Filtración Dinámica (ml/min)	Índice de Deposición de Revoque (CDI)
9-12	0,22	25
12-15	0,18	20
> 15	0,14	16

Factores que afectan el filtrado

Entre ellos se tienen: el tiempo, la temperatura, la presión y las características de los sólidos del lodo.

- **Tiempo**

La velocidad de filtración es directamente proporcional a la raíz cuadrada del tiempo. Esta relación es solo una aproximación basada en la hipótesis de que la permeabilidad del revoque es constante. Sin embargo, los estudios realizados han demostrado que esa relación es realista para casi todos los lodos. La ecuación es la siguiente:

$$Q_2 \equiv q_1 \sqrt{\frac{t_2}{t_1}}$$

(Ec. 2.17)

Donde:

q_1 : Pérdida medida (real) del filtrado en el momento t_1 (cm^3).

Q_2 : Pérdida calculada del filtrado en el momento t_2 (cm^3).

t_1 : Intervalo de tiempo para pérdida de filtrado q_1 (min.).

t_2 : Intervalo de tiempo para pérdida de filtrado q_2 (min.).

La pérdida de filtrado debe ser informada en $\text{cm}^3/30$ min.

- **Temperatura**

A mayor temperatura, la velocidad de filtrado es mayor, ya que generalmente la viscosidad del petróleo o del agua en la fase continua del lodo se reduce y también porque la alta temperatura produce cambios en el lodo. En particular, la solubilidad de los contaminantes que producen floculación aumenta y la eficacia de muchos aditivos para el control de pérdida de fluido y de los dispersantes disminuye a altas temperaturas.

- **Presión**

El efecto de la presión sobre la velocidad de filtración depende de las características del revoque. Si es muy compresible, un aumento de presión reduce su permeabilidad y disminuye la pérdida de filtrado. Si es incompresible, la velocidad de filtración varía con la raíz cuadrada de la presión. En este caso, la permeabilidad del revoque no es afectada con la presión. La compresibilidad del revoque depende del tipo, tamaño, forma y distribución de los sólidos en dicho revoque.

Estabilidad Eléctrica

La estabilidad eléctrica indica que también el agua esta emulsionada en la fase de aceite o sintético. Altos valores indican una emulsión más fuerte y un fluido más estable. El aceite y los fluidos sintéticos no conducen electricidad. La unidad de medida para registrar la estabilidad eléctrica es el voltio.

Algunos de los factores que afectan la estabilidad eléctrica son:

- **Contenido de agua**

Un alto contenido de agua reduce la estabilidad eléctrica porque la distancia entre las gotas de agua disminuye.

- **Sólidos humectados por agua**

Los sólidos humectados por agua reducen la estabilidad de la emulsión. Los sólidos humectados por agua actúan como gotas de agua en lo que se refiere a la conductividad eléctrica.

- **Estabilidad de la emulsión**

Las gotas de agua son más grandes y menos emulsionadas en los sistemas de lodos nuevos e inestables, haciendo que estos fluidos tengan valores de estabilidad de emulsión considerablemente más bajos. En los fluidos recién preparados, la estabilidad de la emulsión aumenta considerablemente cuando se aumenta el esfuerzo de corte la temperatura y se incorporan algunos sólidos perforados.

- **Temperatura**

La temperatura a la cual se mide la estabilidad eléctrica cambia la estabilidad y la conductividad eléctrica de la emulsión. La estabilidad eléctrica debería medirse a la misma temperatura para obtener datos pertinentes.

- **Concentración de sal**

La conductividad eléctrica del agua aumenta cuando la concentración de sal aumenta. El aumento de la concentración de sal suele reducir ligeramente la estabilidad eléctrica.

- **Saturación**

Cuando la fase acuosa es saturada de sal, especialmente con cloruro de calcio, la sal se precipita de la solución como un sólido humectado por agua que reduce la estabilidad de la emulsión. Pequeñas adiciones de agua dulce para reducir saturación y disolver la sal resolverá este problema.

- **Material Densificante**

La densidad máxima del lodo que se requiere en la perforación de un pozo, esta determinada por el gradiente de presión. Un exceso en la densidad del fluido puede ocasionar la fractura de la formación con la consiguiente pérdida de fluido de control.

En el pasado una gran cantidad de materiales fueron utilizados como agentes densificantes para el lodo, tales como barita, óxido de hierro, sílica amorfa, carbonato de calcio y arcillas nativas.

Una vez comenzada la perforación, el material densificante, la arcilla organofílica y los sólidos perforados ayudarán a estabilizar la emulsión, a medida que estos sólidos finos humectados por aceite se absorben a la superficie de contacto con

el agua. La estabilidad eléctrica de un fluido base aceite o sintético debería ser usada para indicar tendencias. La estabilidad eléctrica debería ser medida y registrada rutinariamente. Estos valores deberían ser representados en forma grafica para facilitar la observación de las tendencias. Un análisis de los controles secuenciales del lodo indicar las posibles causas del cambio.^[4]

2.8 RELACIÓN ENTRE LAS FUNCIONES Y PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Diferentes propiedades del fluido de perforación pueden afectar a una función en específica del mismo. Por eso es importante reconocer el efecto que las propiedades del lodo tienen sobre todas las funciones, así como la importancia relativa de cada función.

La presión de la formación es controlada mediante la modificación de la densidad del lodo (peso del lodo) y para esto generalmente se requiere un sobre balance adecuado; con el fin de evitar posibles arremetidas o en caso contrario una pérdida de circulación.

La viscosidad y el punto cedente tienen también mucha importancia debido a que de éstas depende una adecuada limpieza del hoyo gracias a un transporte adecuado de los ripios desprendidos de las paredes, evitando la formación de capas que podrían dar lugar a pegadas mecánicas.

La fuerza gel es la encargada de la suspensión de ripios y material densificante durante un viaje de tubería. Si falla la fuerza gel de un fluido de perforación; los recortes decantan y el densificante también generando con esto problemas

operacionales de gran relevancia como por ejemplo, pegas mecánicas y arremetidas debido a disminución de de la densidad.

El filtrado es otra propiedad de gran importancia, y debe mantenerse en un valor óptimo. Un filtrado excesivo puede originar el hinchamiento de arcillas, lo cual produce taponamiento de los canales porosos de la formación; lo cual genera disminución de la productividad del pozo en cuestión así como también podría generar una pérdida de circulación. Dependiendo del tipo de filtrado este podría dificultar la aplicación de registros eléctricos.

El revoque formado en la cara del pozo, producto del proceso de filtración, ayuda a minimizar problemas de derrumbe y atascamiento de la tubería o adhesión a la pared del hoyo. Se logra incrementando la concentración y dispersión de sólidos arcillosos comerciales.

La presión hidrostática ejercida por la columna de fluido, que es directamente proporcional a la densidad del lodo y a la altura de la columna, debe controlar la presión de las formaciones. El gradiente normal de presión es 0,465 lpc/ft y corresponde a una densidad de 8,9 lpg.^[11]

2.8.1 Reología de los Fluidos de Perforación

Definición

La reología es la ciencia que estudia la capacidad y comportamiento del flujo de fluidos. Se define flujo como el movimiento de un fluido, entendiéndose por fluido cualquier sustancia que se deforma constantemente cuando es sometida a esfuerzos

de corte (cizallamiento). El movimiento de los fluidos esta ampliamente vinculado con la viscosidad, la cual es la relación entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte.

Esfuerzo de Corte

Es el esfuerzo tangencial que tiende a deformar un elemento fluyente, es decir, la fuerza requerida para vencer la resistencia de un fluido a fluir, dividida por el área sobre la cual esta actuando la fuerza y está expresado en dinas/cm².

A nivel de campo, el esfuerzo de corte puede considerarse como la presión ejercida durante la circulación del lodo o presión de bomba. Cuando el fluido de perforación pasa a través de las boquillas o jets de la mecha, sufre el mayor adelgazamiento por corte y por lo tanto tendrá baja viscosidad, lo cual es positivo ya que la velocidad de penetración mejora. Se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$\tau = \frac{F}{A}$$

(Ec. 2.18)

Donde:

τ : Esfuerzo de corte (dinas/cm²).

F: Fuerza aplicada (dinas).

A: Área sujeta al esfuerzo (cm²).

Tasa de Corte

Es la velocidad a la cual se desenvuelven el esfuerzo de corte en el fluido en comportamiento dinámico de desplazamiento, en términos más sencillos es la velocidad relativa de laminas de fluidos o elementos, dividido por su distancia de separación normal. Esta puede expresarse de la siguiente forma:

$$\gamma = \frac{V}{H}$$

(Ec. 2.19)

Donde:

γ : Velocidad de corte (s^{-1}).

V: Velocidad (cm/s).

H: Distancia (cm).

Índice de Flujo (n)

Es la relación numérica entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte de un fluido en un gráfico “log/log”. Este valor describe el grado de comportamiento adelgazante por corte de un fluido, es decir, la capacidad de un fluido para reducir la viscosidad por corte.

Índice de Consistencia (K)

Es la viscosidad de un fluido, idéntico al concepto de la viscosidad plástica (V_p). Los efectos viscosos atribuidos al esfuerzo de corte de un fluido no son parte del índice de consistencia, puesto que este parámetro describe solamente el flujo dinámico.

Factores que Afectan la Reología

- **Temperatura**

La reología de un lodo depende de la temperatura. Si por ejemplo un lodo lignosulfonato se ensaya en un viscosímetro a 90° F y luego se calienta y se le vuelve a ensayar a 120° F, se obtendrán resultados marcadamente diferentes. Generalmente, la viscosidad decrece a medida que aumenta la temperatura.

Hay sus excepciones en caso de altas temperaturas, como ocurre con los algunos lodos de calcio en los cuales a unos 300° F empieza a producirse gelificación y aun cementación.

- **Presión.**

La presión ejerce poco efecto sobre la reología de los lodos base agua, pero puede afectar significativamente la reología de lodos base aceite. Hay instrumentos de laboratorio que pueden medir la reología de los lodos bajo diversa condiciones de temperatura y presión.

- **Tiempo**

La reología de un lodo depende de un tiempo. Es como si el lodo recordara las velocidades de corte que ha experimentado en el pasado y permitiera que su tensión de corte a la velocidad de corte actual sea influida parcialmente por esa memoria.^[4]

2.9 ACEITE MINERAL VASSA

Uno de los aceites empleados son los productos desaromatizados de la familia **VASSA-LP**, los cuales son Aceites Minerales Hidrotratados No Tóxicos y biodegradables utilizados para la formulación de fluidos de perforación, terminación y rehabilitación de pozos de petróleo.

Los productos **VASSA-LP** son aceites minerales hidrogenados, mediante procesos catalíticos, a altas condiciones de presión y temperatura, por lo que en su composición sólo entran hidrocarburos saturados de mediano y alto peso molecular y que por lo tanto también poseen un alto punto de inflamación. Son incoloros e insípidos y poseen un tenue olor, característico de los hidrocarburos saturados.

En vista de la pureza que poseen estos aceites, se les ha clasificado como "Aceites Ambientalmente Amigables", por lo que se les utiliza en la preparación de fluidos de perforación, especialmente en pozos donde exista el inminente riesgo de contaminar aguas superficiales y/o subterráneas o la necesidad de disminuir el impacto ambiental en caso de derrames. Adicionalmente, los bioensayos de toxicidad realizados a estos productos indican que los VASSA LP son productos no tóxicos, calificándolos como de muy bajo riesgo para la salud.

Los resultados de las pruebas de biodegradabilidad los hacen aptos para ser utilizados en operaciones costa afuera, a pesar de que los resultados de las evaluaciones de biodegradabilidad anaeróbicas indican que la serie LP se biodegrada parcialmente en el tiempo estipulado en las normas internacionales que regulan las descargas directas de recortes en cuerpos de agua.

Las series de aceites para fluidos de perforación **VASSA-LP** se producen en grados diferentes, según su aplicación final. El aceite mineral **VASSA-LP-70** es ideal para la preparación de fluidos de perforación de baja densidad, mientras que el **VASSA-LP-120** es adecuado para la elaboración de fluidos de alto punto de inflamación y gran estabilidad térmica. Los aceites **VASSA-LP-90** y **VASSA-LP-100** representan grados intermedios para completar una amplia gama que satisfaga los requerimientos de la más diversa variedad de condiciones de perforación.

2-9-1 Ventajas de los Aceites Minerales VASSA

Los productos **VASSA-LP** ofrecen ventajas significativas comparadas con los fluidos en base diesel, entre las cuales se encuentran:

- Evitar daños ambientales sobre suelos, flora y fauna.
- Evitar daños a la salud de los operadores de los taladros.

- Disminuir efectos contaminantes en las fosas del lodo.
- Disminuir los costos en el lavado de ripios.

2.9.2 Desventajas de los Aceites Minerales VASSA

- Son inflamables.
- Tienen un elevado costo.
- Los perfiles eléctricos leídos al perforar con estos sistemas no son satisfactorios.
- Las tasas de penetración que se obtienen son muy bajas.
El examen geológico de los ripios es complicado.^[6]

2.10 DAÑO A LA FORMACIÓN

Es cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo y que puede ser eliminado mediante tratamiento químico (ácido, surfactantes u otros) permitiendo al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción.

2.10.1 Tipos de Daños

Existen diferentes formas de daño a la formación, los cuales pueden ser clasificados en cuatro grandes grupos:

- **Daño a la formación inducido mecánicamente**

En este tipo de daño, el medio poroso puede estar invadido por partículas sólidas durante los procesos de perforación. Dependiendo del tamaño de las partículas, relativo al tamaño de las gargantas de poro, este daño será más o menos profundo.

- **Daño a la formación inducido químicamente**

Este se subdivide en tres grupos:

- Incompatibilidad roca-fluido.
- Incompatibilidad fluido-fluido.
- Cambios de la humectabilidad originada por invasión de fluidos.

- **Daño a la formación inducido biológicamente**

Algunos pozos, son susceptibles al daño causado por las bacterias en la región cercana a la pared del pozo. Bacterias inyectadas dentro de la formación, particularmente bacterias anaeróbicas, pueden crecer rápidamente en la formación, taponando los espacios de los pozos con la masa generada por el crecimiento de ellos o por precipitados originados de su actividad biológica.

Varios mecanismos perjudiciales limitan la producción y reducen la cantidad de reservas recuperables. Algunos de los más comunes se describen a continuación.

- **Taponamiento causado por sólidos**

La garganta de poro de la formación puede ser taponada por los sólidos contenidos en un fluido de perforación y causar daños a la formación. Estos sólidos pueden ser, materiales añadidos, tal como las arcillas comerciales, productos químicos para fluidos de perforación son sólidos perforados que se han incorporado en el fluido de perforación. Los sólidos comprimibles y deformables, como las

arcillas hidratadas, son los más difíciles o imposibles de eliminar. Además los sólidos pueden taponar el conjunto de completación, limitando la producción. Para impedir el taponamiento, los sólidos añadidos a un fluido de perforación de yacimiento deberían tener una granulometría apropiada para puentear la garganta de poro de la formación, y deberían usarse exclusivamente materiales que son solubles en ácido. **Figura 2.7**

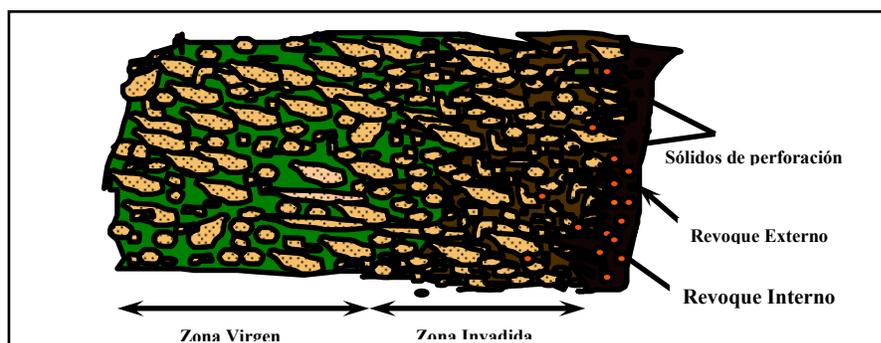


Figura 2.7. Invasión Completa de Lodo

Las partículas grandes transportadas a la superficie del medio poroso formaran un puente sobre la superficie del poro y un revoco externo en el medio poroso, las partículas más pequeñas pasan a través del medio poroso y pueden adherirse a la superficie del cuerpo del poro resultando disminución de la permeabilidad (Figura 2.8).

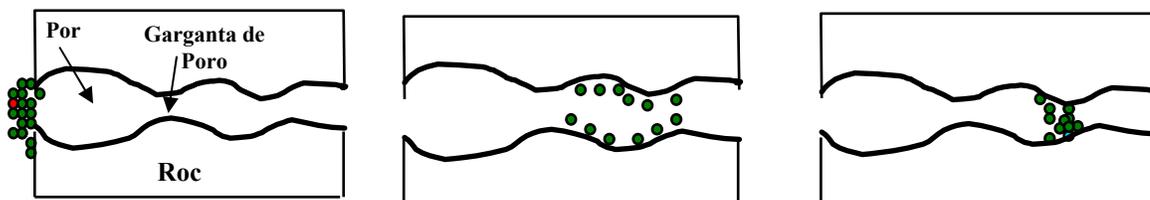


Figura 2.8 Invasión de Sólidos

- **Hidratación y/o migración de las arcillas de la formación**

Las formaciones de areniscas varían de limpias (contenido solo de arena) a muy sucias (conteniendo cantidades considerables de arcillas). Estas arcillas intersticiales pueden hidratarse, deformarse o migrar causando daños a la formación al ser expuestas al filtrado del fluido de perforación, cemento u otro fluido como ácidos y espaciadores. Esto impide el flujo de los fluidos del yacimiento durante la producción. Varios fluidos inhibidores pueden prevenir el hinchamiento y la migración de arcillas de formación. Estos incluyen los fluidos base aceite y sintéticos, así como los fluidos que son compatibles con las arcillas de formación.

- **Bloqueo por Emulsión**

Puede producirse una emulsión de filtrado de fluido de perforación de yacimiento y fluido de la formación, causando daños a la formación y limitando el flujo de fluidos de yacimientos durante la producción. El bloqueo de emulsión puede ser causado por sólidos finos en el filtrado de fluido, unidos a asfaltinas en el aceite, por agentes tensioactivos o emulsionantes en el fluido que emulsifica a los fluidos de la formación, o por la exposición de ciertos crudos a un ambiente químico que reacciona para formar emulsificantes. Los fluidos base aceite y sintéticos pueden modificar la humectabilidad de la formación, liberando agua para la emulsión. En los fluidos base agua, se puede probar y ajustar la compatibilidad del filtrado con otras formulaciones y no emulsificantes.

Al reducir el filtrado del fluido de perforación de yacimiento, también se puede minimizar la profundidad de los daños potenciales a la formación.

- **Formación de Incrustaciones**

La incompatibilidad química entre el fluido de perforación de yacimiento y la formación o los fluidos de la formación pueden causar la formación de un precipitado

(incrustación), resultando en daños a la formación. El ejemplo más común de esto es un filtrado con calcio que reacciona con carbonatos o sulfatos solubles en los fluidos de la formación, para formar una incrustación de carbonato de calcio o calcio (yeso). Conociendo la composición de los fluidos de la formación y diseñando un fluido de perforación de yacimiento compatible, se puede eliminar este problema potencial. [4]

2.11 REOLOGÍA ESPECÍFICA O INVERSA

La reología inversa es aquella donde el valor de punto cedente es mayor a de viscosidad plástica. La perforación de pozos direccionales se caracteriza por presentar problemas tales como: inestabilidad del hoyo, pega por presión diferencial, excesivo torque y arrastre. Estos problemas están asociados con la formación de capas de ripios, hidratación y dispersión de las arcillas, sistemas de lodos utilizados y la poca disponibilidad de modelos reológicos apropiados para determinar los regímenes de flujo. La limpieza pobre de pozos horizontales hace necesario la utilización de sistemas viscoelásticos que minimicen la formación de capas de ripios al reducir la velocidad de asentamiento de las partículas. Es por esto, que la reología inversa por presentar un alto valor del punto cedente es beneficiosa, ya que proporciona una mejor limpieza del hoyo disminuyendo así la posibilidad de que existan los problemas antes mencionados y haciendo así exitosa la perforación de pozos direccionales. [4]

2.12 PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES Y/O ALTAMENTE DESVIADOS

- Inestabilidad del hoyo.
- Excesivo torque y arrastre.
- Pega por presión diferencial.

- Formación de capas de ripios.
- Hidratación y dispersión de las arcillas.

CAPÍTULO III
METODOLOGÍA APLICADA

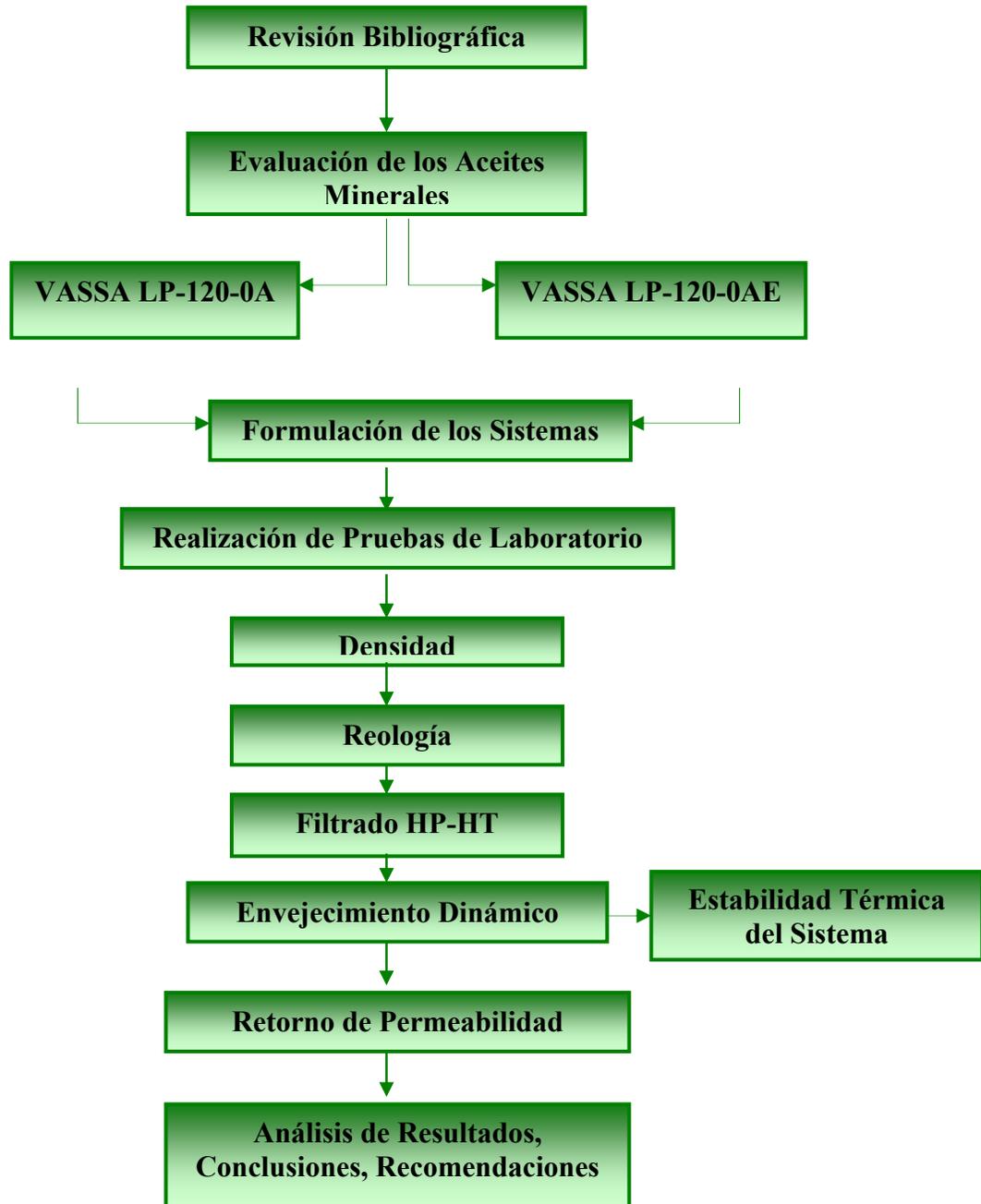


Figura 3.1. Diagrama de la Metodología Aplicada [Fuente Propia]

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

3.1.1 Investigación Experimental

La metodología utilizada para el desarrollo del proyecto es de tipo experimental, ya que se realizaron diversas pruebas de laboratorio de ensayo y error, con la finalidad de diseñar fluidos base aceite con diferente fase continua y evaluar cual de ellos presenta mejores propiedades, para luego ser aplicado en el campo específicamente en operaciones de perforación costa afuera.

3.1.2 Investigación Documental

Con el objetivo de obtener información certera relacionada con el tema, se realizó una extensa revisión bibliográfica que permitió establecer las bases teóricas del proyecto. Se consultaron libros de textos, manuales de perforación, tesis de grado, informes técnicos y fuentes de información alterativa (Internet), relacionadas con las propiedades de los fluidos 100% aceite. De igual forma se revisó la información técnica de todos los aditivos empleados en la formulación del sistema, propiedades a medir con sus debidos procedimientos y normas de determinación.

3.2 FACTORES CONSIDERADOS EN LA INVESTIGACIÓN

El uso de distintos fluidos de perforación esta íntimamente relacionado con el área en el cual serán utilizados, en este caso el fluido base aceite esta orientado al uso de zonas intermedias donde existen altas presiones y temperaturas, específicamente costa afuera.

Para optimizar el sistema base 100% aceite se realizaran diferentes pruebas, esto con el fin de observar si el sistema resiste y brinda un buen rendimiento que

permita mantener la integridad de la formación, considerando diversos factores importantes que contribuyan al excelente funcionamiento del mismo.

3.2.1 Profundidad del Pozo

La profundidad del pozo determina las condiciones a las cuales va a ser sometido el fluido. En zonas consideradas normales un aumento de profundidad determinará un incremento de la presión y la temperatura a la cual será sometido. A mayor profundidad el fluido requiere de mayor tratamiento, por este motivo es necesario hacer un estudio continuo del mismo para mantener sus valores en el rango requerido.

3.2.2 Temperatura y Presión del Pozo

La presión es un factor que debe ser conocido a la hora de la formulación del fluido ya que esta determinara la presión hidrostática necesaria para controlar los fluidos de la formación; pero también para evitar posibles fracturas y en consecuencia pérdidas de circulación. Por su parte la temperatura está más relacionada con el rendimiento de los aditivos que conforman al sistema porque algunos se activan a altas temperaturas; pero otros se degradan, por ello es necesario tener un buen conocimiento de esta propiedad a la hora de escoger los aditivos para el diseño del fluido.

3.2.3 Viscosidad

Este es un parámetro que interviene directamente en la limpieza del hoyo; pero se debe buscar siempre un valor óptimo debido a que bajas viscosidades pueden producir decantamiento del material densificante y una ineficiente limpieza del hoyo; altas viscosidades pueden originar problemas de bombeo y un aumento de la densidad

equivalente de circulación y la misma una fractura y una pérdida de circulación inducida.

3.2.4 Densidad

La densidad del fluido junto con la profundidad determina la presión hidrostática con la que se debe perforar, la cual debe ser mayor a la de la formación, para evitar arremetidas y menor a la fractura para no originar pérdidas de circulación por ello esta debe mantenerse en un rango óptimo. Los lodos base aceite se pueden preparar con densidades que varían entre 7,0 a 22,0 lb/gal.

3.2.5 Control de Filtrado

El volumen de filtrado aunque debería ser muy poco en zonas lutíticas por ser no permeables, estas pueden presentar grietas o fisuras por donde puede migrar la fase continua del fluido por ello es recomendable mantener un valor bajo para evitar alteraciones en la formaciones que puedan producir problemas operacionales durante la perforación o la corrida de registros.

3.3 DISEÑO Y ANÁLISIS DE LAS FORMULACIONES DE LOS SISTEMAS

El desarrollo de esta etapa se basó en la realización de pruebas piloto, las cuales estuvieron dirigidas a diseñar y seleccionar la formulación apropiada que arrojara mejores resultados y que se adaptara a las condiciones del área en estudio. También, se realizaron pruebas físicas para medir las propiedades del fluido, tales como: densidad, viscosidad plástica, punto cedente, fuerza gel, filtrado, entre otros.

Para la preparación del sistema, se tomó como base el equivalente a un barril de fluido, donde las concentraciones de los aditivos empleados en dichas formulaciones están expresadas en Lbs/Bbl, donde una libra equivale a un gramo en el laboratorio.

Los aditivos que conforman el sistema, fueron mezclados en el multimixer a altas velocidades, respetando los tiempos de agitación establecidos para los mismos y en el estricto orden señalado.

TABLA 3.1. FORMULACIÓN DEL SISTEMA VASSA LP-120-0A
Sistema VASSA LP-120-0A

Aditivos	Concentraciones	Tiempo de Agitación (min)
VASSA LP-120-0A (cc/bbl)	277	0
Brinvert (Lbs/bbl)	0,75	960
Arcilla Organofilica (Lbs/bbl)	8	15
Lignito Organofilico (Lbs/bbl)	10	20
CaCO ₃ (10-15) (Lbs/bbl)	60	10
CaCO ₃ (20-25) (Lbs/bbl)	30	10
CaCO ₃ (30-35) (Lbs/bbl)	20	10
Barita (Lbs/bbl)	190	10
Versacoat (cc/bbl)	2	30

TABLA 3.2. FORMULACIÓN DEL SISTEMA VASSA LP-120-0AE

Sistema VASSA LP-120-0AE		
Aditivos	Concentraciones	Tiempo de Agitación (min)
VASSA LP-120-0AE (cc/bbl)	277	0
Brinvert (Lbs/bbl)	0,75	960
Arcilla Organofílica (Lbs/bbl)	8	15
Lignito Organofílico (Lbs/bbl)	10	20
CaCO ₃ (10-15) (Lbs/bbl)	60	10
CaCO ₃ (20-25) (Lbs/bbl)	30	10
CaCO ₃ (30-35) (Lbs/bbl)	20	10
Barita (Lbs/bbl)	190	10
Versacoat (cc/bbl)	2	30

Equipos utilizados y procedimientos efectuados

- **Balanza Eléctrica Digital**

Equipo empleado para pesar los diferentes aditivos químicos utilizados en el laboratorio. La Balanza Eléctrica Digital (**Figura 3.2**) es de suma importancia ya que de ella depende la exactitud del peso requerido, mientras más precisa sea mayor será la confiabilidad de los resultados.



Figura 3.2. Balanza Eléctrica Digital ^[4]

- **Agitadores o Mezcladores**

Los agitadores o mezcladores son equipos utilizados para homogeneizar la fase continua y dispersa de los fluidos (**Figura 3.3**), para luego proceder a determinarle todas las propiedades reológicas al mismo.

Procedimiento

1. Colocar el enchufe en la toma de corriente.
2. Introducir dentro del recipiente que contiene los sólidos y líquidos componentes de los fluidos.
3. Ajustar la velocidad o revoluciones a la que el motor va a hacer girar la hélice que se encuentra al extremo de la varilla.
4. Luego del tiempo requerido para homogeneizar los componentes del fluido, apagar el equipo y se retira el enchufe de la toma de corriente.
5. Finalmente proceder a limpiar cuidadosamente la hélice y la varilla del equipo con un paño húmedo y luego un paño seco.



Figura 3.3. Agitadores o Multimixer^[1]

3.3.1 Medición de las Propiedades a cada uno de los Sistemas Formulados

Densidad

Esta propiedad fue medida a una temperatura de 150 °F, mediante la **balanza de lodos**, la cual es un instrumento usado con frecuencia para determinar la densidad del fluido de perforación, la misma permite mediciones con una precisión de $\pm 0,1$ a 0,5 lpg y está compuesta de las siguientes partes: Una base de soporte, un recipiente con cubierta, un brazo graduado con caballete móvil y un punto de apoyo con burbujas de nivel. **Figura 3.4.**

Procedimiento

1. Llenar la copa con el lodo que se va analizar.
2. Colocar la tapa sobre la copa y asentarla firmemente, pero en forma lenta con un movimiento giratorio. Debe asegurarse que por el orificio de la tapa salga un poco de lodo.
3. Lavar y escurrir los restos de lodo que se encuentran en el exterior de la copa o el brazo.

4. Colocar el espigón sobre el soporte y mover el cursor a lo largo del brazo graduado hasta que la burbuja de nivel indique la nivelación correcta.
5. Leer la densidad del lodo en el lado izquierdo del cursor en su unidad correspondiente.

Luego de cada lectura de densidad, es obligatorio lavar y secar la balanza para lodos con la finalidad que no se pierda la calibración y obtener resultados erróneos en próximas experiencias.



Fig. N° 3.4. Balanza de lodos^[4]

Propiedades Reológicas

Para determinar las propiedades reológicas, tales como: Viscosidad Plástica (VP), Punto Cedente (PC) y Resistencia del Gel, se utilizó un viscosímetro marca FANN, modelo 35 A y una copa térmica para calentar el fluido. Se tomaron las lecturas de 600 y 300, así como también los geles a los 10 minutos y 10 segundos, esta prueba se realizó a una temperatura de 150 °F.

Equipos utilizados y procedimientos efectuados

- **Thermocup FANN**

Es un calentador eléctrico de forma cilíndrica adaptable al Viscosímetro FANN 35A, utilizado con la finalidad de realizar mediciones reológicas de fluidos a temperaturas mayores a la temperatura ambiente (**Figura 3.5**). El calentador presenta un interruptor regulador de calor con un pequeño panel provisto de diferentes rangos de temperatura en su parte frontal. La carcasa del mismo está provista de un orificio diseñado para adaptar el termómetro encargado de chequear la temperatura de la copa térmica.

Procedimiento

1. Colocar la mezcla en la copa térmica.
2. Adaptar la copa al Viscosímetro FANN 35A.
3. Calentar la copa a la temperatura deseada, activando simultáneamente el Viscosímetro a una velocidad de 600 RPM.
4. Leer la temperatura de la copa cada cierto tiempo. Cuando ésta ha alcanzado la temperatura deseada, se debe sacar el termómetro de la carcasa de la copa e introducirlo con mucho cuidado dentro de la muestra (procurar colocar el termómetro lo más profundo posible en la mezcla y cerca del rotor sin tocarlo).
5. Una vez alcanzada la temperatura en la mezcla se procede a medir la reología del fluido.



Figura 3.5 Thermo Cup^[4]

Viscosímetro Rotacional FANN 35A

Este instrumento está constituido por un rotor exterior que gira dentro de un vaso mediante un motor eléctrico (**Figura 3.6.**). Una caja de velocidades que actúa mediante un sistema de engranajes hace girar el rotor a 3-6-100-200-300 y 600 rpm. Al girar el rotor produce un cierto arrastre de un estator concéntrico al mismo, este arrastre se mide mediante una balanza de torsión, que indica la fuerza desarrollada en un dial graduado.

Procedimiento

1. Obtener una muestra de lodo, y sin demora de más de cinco minutos o una pérdida máxima de temperatura de 10°F, transferir el lodo a un recipiente adecuado para efectuar las mediciones.
2. Sumergir la camisa rotatoria en la muestra de lodo hasta la marca indicada.
3. Con la camisa rotando hasta 600 rpm, registrar la lectura de dial una vez éste se haya estabilizado.
4. Cambiar la velocidad de rotación a 300 rpm y registrar la lectura del dial, una vez estabilizado el dial. La viscosidad aparente en centipoise se determina al dividir la lectura de 600 rpm por dos. La viscosidad plástica en centipoise se determina al substraer la lectura a 300 rpm de la lectura a 600 rpm. El punto de

cedencia en $\text{lbs}/100 \text{ ft}^2$ es igual a la lectura a 300 rpm menos la viscosidad plástica.

5. Agitar la muestra de lodo por 10 segundos a una alta velocidad y permitir que permanezca sin perturbar. Colocar la velocidad en 3 rpm y hacer girar el rotor lentamente en dirección opuesta a las manillas de un reloj para producir una lectura del dial positiva. La lectura máxima es la resistencia de gel de 10 segundos en $\text{lb.}/100 \text{ ft}^2$.
6. Agitar la muestra nuevamente por 10 segundos a una alta velocidad y permitir que permanezca quieta por 10 minutos. La medición se efectúa exactamente como en el paso anterior y es registrada como la resistencia de gel de 10 minutos en $\text{lb.}/100 \text{ ft}^2$.



Figura 3.6. Viscosímetro FANN^[4]

Viscosidad Brookfield

Esta propiedad fue medida, mediante el viscosímetro Brookfield Modelo DV-II+ (**Figura 3.7**), este mide la viscosidad del fluido a velocidades de corte dadas. La viscosidad es una medida de la resistencia del fluido al movimiento. La principal operación de la operación del DV-II+ es impulsar un eje (el cual está introducido en el fluido de prueba) por medio de un resorte calibrado. La resistencia viscosa del fluido contra el eje es medido por la deflexión del resorte. La deflexión del resorte es

medida con un transductor rotativo. El rango de medida del DV-II+ (en cps o mPa seg) es determinado por la velocidad rotacional del eje, el tamaño y forma del eje, el depósito en donde el eje está girando, y la escala de torque completa del resorte calibrado. En la industria de los fluidos de perforación, este viscosímetro se utiliza para determinar la viscosidad de un fluido a bajas tasas de corte (0,3; 0,6; 1,5; 3; 6; 12; 60 rpm).

Procedimiento

1. Después de configurar el viscosímetro y calentar la muestra a la temperatura de prueba, se puede realizar una prueba.
2. Centrar el vaso de calentamiento debajo del viscosímetro. Los efectos límites causados por la colocación excéntrica pueden alterar las indicaciones de LSRV. Asegurarse que el cobertor protector esté en su sitio para evitar daños al husillo, cojinete y resorte.
3. Bajar el viscosímetro hasta que el receso en el eje del cilindro llegue a la superficie del fluido.
4. Sostener el viscosímetro por debajo de la parte delantera al bajarlo, para evitar vibraciones excesivas.
5. Ajustar un temporizador para 3 minutos y encender el motor del viscosímetro con el botón MOTOR ON/OFF.
6. Leer la viscosidad a 1, 2 y 3 minutos mientras que el viscosímetro está funcionando. Etiquetar estos valores LSRV1, LSRV2 y LSRV3, respectivamente. Se dedicará parte del primer minuto a la aplicación de torque sobre el resorte. En general, el fluido alcanzará su viscosidad máxima dentro del periodo de 3 minutos. Es posible que la indicación de 3 minutos sea inferior a la indicación de 2 minutos. Si la indicación de 3 minutos es inferior a la indicación de 2 minutos, es probable que el husillo esté resbalando al “perforar agujeros en el fluido”.

7. Después de la prueba, apagar el viscosímetro y levantar el husillo encima del fluido.



Figura 3.7 Viscosímetro Brookfield (LSRV)^[1]

Filtrado HP-HT

Este ensayo se le realizó a los dos fluidos en estudio con la finalidad de evaluar el estado del filtrado a las condiciones a las que se realizan las pruebas para los fluidos base aceite según las normas API, mediante el uso del filtro HP-HT. Éste equipo está especialmente diseñado para efectuar las pruebas a alta presión y a alta temperatura (**Figura 3.8**) y consisten esencialmente de una fuente de presión controlada, de una celda diseñada para soportar una presión de trabajo de 1.000 lpc como mínimo, de un sistema para calentar la celda y de un soporte adecuado para sostener la celda y el sistema de calentamiento.

Para pruebas de filtración a temperaturas superiores a los 200 °F, se deberá utilizar una celda presurizada de recolección que soporte una contrapresión mínima de 500 lpc y evite fugas o evaporaciones del filtrado a altas temperaturas. La celda posee termómetro, empacaduras resistentes al aceite y de un soporte para el medio filtrante. Como fuente de presión debe utilizarse un gas inerte como Nitrógeno o Dióxido de Carbono.

Procedimiento

1. Conectar el elemento de calentamiento.
2. Colocar el termómetro en la cavidad correspondiente.
3. Ajustar el termómetro para mantener la temperatura deseada.
4. Agitar la muestra del lodo por 10 minutos.
5. Preparar la celda con papel de filtro y llenarla con la muestra de lodo, teniendo cuidado de llenar la celda con un máximo de $\frac{1}{2}$ de pulgada por debajo de la parte superior para permitir la expansión.
6. Colocar la celda dentro del elemento de calentamiento, teniendo las válvulas de las partes superior e inferior cerradas. Transferir el termómetro en su cavidad en la celda.
7. Enroscar la unidad de presión a la válvula superior y fijarla en su lugar.
8. Fijar el recipiente receptor a presión a la válvula inferior; aplicar 100 lpc a ambas unidades de presión con las válvulas cerradas.
9. Abrir la válvula superior y aplicar 100 lpc al lodo mientras se calienta a la temperatura deseada. Cuando la muestra alcanza esta temperatura, incrementar la presión de la unidad superior hasta 600 lpc y abrir la válvula inferior para comenzar la filtración.
10. Recoger el filtrado durante 30 minutos manteniendo la temperatura seleccionada. Si la contrapresión se eleva más de 100 lpc durante el ensayo, se debe reducir cuidadosamente la presión, drenando una porción del filtrado.
11. Registrar el volumen total.
12. Corregir el volumen de filtrado para una área de filtración de $7,1 \text{ pulg}^2$. Si el área del filtro es de $3,5 \text{ pulg}^2$, duplicar el volumen del filtrado e informar.
13. Al finalizar la prueba, cerrar ambas válvulas. Liberar presión en ambos reguladores.

Nota: Se deben observar cuidadosamente las recomendaciones del fabricante sobre las limitaciones en el volumen de la muestra y presiones para la temperatura de prueba a usar.

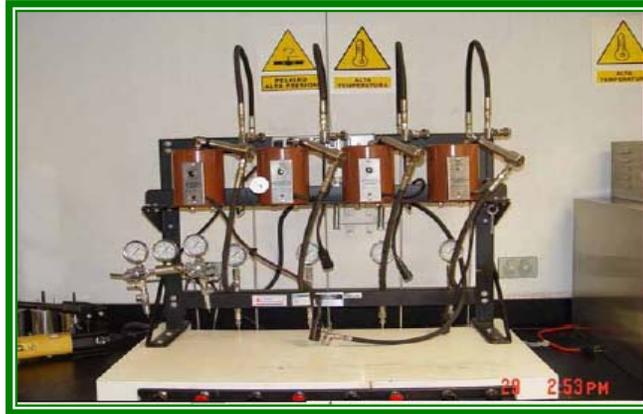


Figura 3.8. Filtro prensa alta presión y alta temperatura^[4]

3.4 EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD TÉRMICA DE LOS SISTEMAS Y SUS PROPIEDADES REOLÓGICAS A TRAVÉS DEL ENVEJECIMIENTO DE LOS FLUIDOS.

Los fluidos diseñados se sometieron a pruebas de envejecimiento a las condiciones de 150 lpc de presión y 300 °F de temperatura, durante un período de 16 horas continuas para cada caso, esto con el fin de predecir el desempeño de los fluidos bajo condiciones estáticas y dinámicas a altas presiones y temperaturas.

Para la realización de estas pruebas se utilizó el horno de rolado y sus respectivas celdas de envejecimiento, los procedimientos para cada uno de ellos se describen a continuación.

- **Celdas de envejecimiento**

Estas celdas son utilizadas principalmente para realizarle a los fluidos de perforación el proceso de envejecimiento, y así obtener el fluido procesado durante un tiempo determinado bajo condiciones de presión y temperatura del yacimiento. **Figura 3.9.**

Procedimiento

1. Se limpia completamente la celda de manera que no queden residuos de fluidos anteriores que pudieran alterar los fluidos vaciados en ella.
2. Llenar la celda con la muestra de lodo, teniendo cuidado de llenarla con un máximo de $\frac{1}{2}$ de pulgada por debajo de la parte superior para permitir la expansión.
3. Colocar en la rosca material anti fuga para evitar las mismas.
4. Cerrar fuertemente la celda, apretar los tornillos de ajuste e introducir la presión deseada.
5. Introducir la celda al horno de rolado.



Figura 3.9. Celdas de Envejecimiento^[1]

- **Horno de Rolado**

Para observar los efectos de la acción mecánica, la temperatura y la presión (simulando las condiciones dentro del pozo) se utiliza el proceso de envejecimiento y rolado de la muestra del fluido de perforación, utilizando horno y celdas. **Figura 3.10.**

Procedimiento

1. Añadir la muestra de lodo en la celda hasta el nivel indicado.
2. Cerrar la celda con ayuda de una llave ajustable y allen. Asegurarse de que queden bien apretados los tornillos de la parte superior de la celda.
3. Cerrar la válvula de presión de la celda.
4. Colocar el regulador de presión y aplicar presión (150 lpc).
5. Abrir la válvula de presión de la celda, permitiendo que la presión entre en ésta; cerrar la válvula y aliviar la presión del regulador.
6. Colocar la celda en el horno de rolado a la temperatura adecuada (300 °F para lodos base aceite.).
7. Dejar rolado por 16 horas.
8. Transcurridas las 16 horas, apagar el horno y permitir que la muestra alcance la temperatura ambiente, descargar la presión de la celda, destapar, verter el fluido en el vaso para su homogenización y medir de nuevo todas las propiedades descritas anteriormente.



Figura 3.10. Horno de Rolado^[1]

3.5 PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD

Esta prueba fue realizada por TBC-BRINADD, con un núcleo de Berea de 1,5 pulgadas de diámetro y 3,5 pulgadas de longitud, simulando las condiciones de presión, temperatura y saturación del yacimiento. Se hace recircular el lodo contra del núcleo manteniendo un diferencial de presión similar al sobre balance existente entre la columna de fluido y la presión de yacimiento.

Procedimiento

1. Se tomó un núcleo de Berea con 3,5 pulgadas de longitud, 1,5 pulgadas de diámetro y una permeabilidad de aproximadamente 200 mD.
2. Luego fue lavado con 15% de HCl.
3. Posteriormente, este fue saturado con una solución de 3% de KCl para simular el agua connata bajo vacío por 24 horas.
4. Al núcleo se le suministró una presión de confinamiento de 1.000 lpc, a través de una bomba hidráulica, y luego fue colocado en la celda Hassler a una temperatura de 280 °F.

5. La movilidad inicial de un crudo de 22 °API fue determinada al desplazar un mínimo de 150 cm³ de crudo a través del núcleo. El crudo fue bombeado a través del núcleo de Berea a un caudal de 3 cm³/min, midiendo la presión y el volumen.
6. La presión y el volumen fueron medidos hasta que se alcanzó un estado de equilibrio.
7. Todo el fluido de perforación 100% aceite fue inyectado a la base del núcleo de Berea con el mismo caudal hasta que se alcanzó el estado de equilibrio. La presión y el volumen fueron medidos y registrados nuevamente.
8. La movilidad final del crudo de 22 °API fue determinada al desplazar el crudo a través del núcleo a un caudal mínimo de 200 cm³. El crudo fue bombeado a través el núcleo de Berea a un caudal de 3 cm³/min, midiendo la presión y el volumen. La presión y el volumen se midieron hasta alcanzar un estado de equilibrio.

El daño a la formación fue determinado utilizando la siguiente ecuación.

$$\% F.D = \frac{M_i - M_f}{M_i} * 100$$

(Ec. 3.1)

Mi: Movilidad inicial.

Mf: Movilidad final.

F.D: Daño a la formación.

CAPITULO IV

ANALISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 MEDICIÓN DE PROPIEDADES A CADA UNO DE LOS SISTEMAS ANTES Y DESPUÉS DE SER SOMETIDOS A ENVEJECIMIENTO DINÁMICO.

4.1.1 Densidad

La densidad del fluido es una de las propiedades más importantes al momento de referirse a las problemáticas presentadas por pérdida de circulación o arremetidas en los pozos, por tal motivo es necesario que esta ejerza una presión mayor a la presión de formación teniendo en cuenta que no exceda la presión de fractura, de no cumplirse este parámetro se estaría en presencia de una fractura en la formación provocando que la problemática sea mayor.

Las densidades obtenidas durante las formulaciones de los sistemas VASSA LP-120-0A y VASSA LP-120-0AE fueron de 12,3 y 12,2 lpg respectivamente (**Tabla 4.1**); dichos valores nos indican que el fluido tendrá más posibilidades de acarrear o suspender el material sólido dentro del hoyo e impedir una pérdida de fluidos por medio de una posible fractura causada por una alta densidad. Igualmente, se pudo observar que no se presentó una variación significativa de dicha propiedad con respecto a las dos formulaciones, por lo cual se puede decir, que estos son aceptables para el área en estudio, ya que dichos valores se encuentran dentro del rango utilizado en la mayoría de los campos en el oriente del país. Sin embargo, el peso del sistema se adaptará dependiendo del área donde se vaya a perforar. Después de haber sometido el fluido a envejecimiento dinámico, se pudo observar que la densidad no presentó variación considerable con respecto al fluido inicial, por ello se puede decir que dicha propiedad no se ve afectada significativamente por los cambios de presión

y temperatura; sino que va a depender de la cantidad de sólidos presentes en el sistema. De igual manera, los resultados obtenidos garantizan una buena capacidad de suspensión y transporte de los ripios a través del hoyo.

TABLA N° 4.1. DENSIDAD PARA CADA UNO DE LOS SISTEMAS

SISTEMA	VASSA-LP-120-0A	VASSA-LP-120-0AE
Densidad (A.E)	12,3	12,2
Densidad (D.E)	12,3	12,2

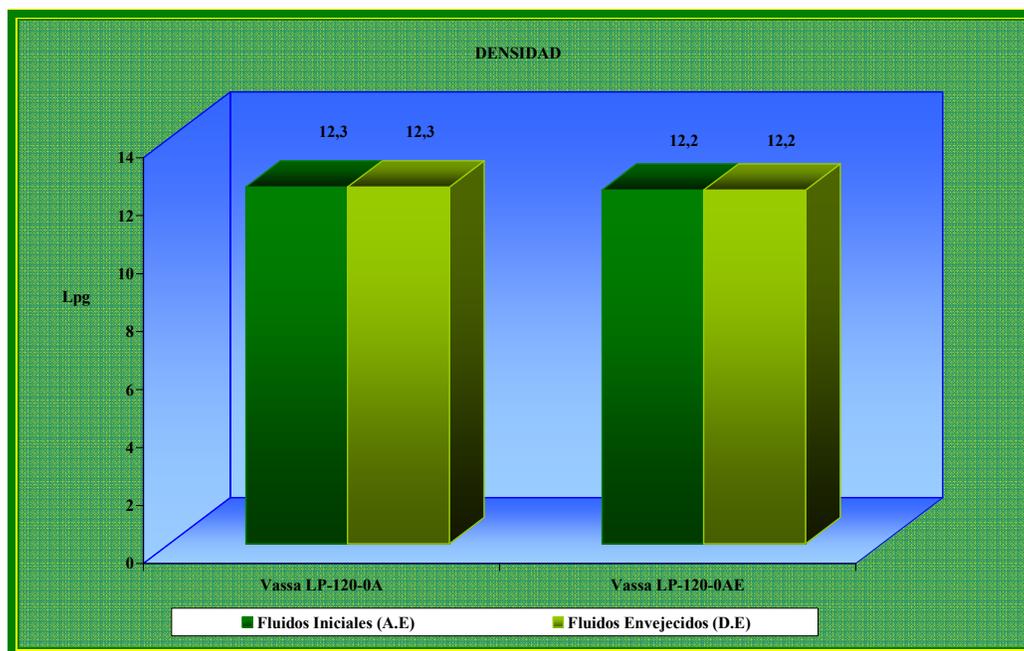


Figura 4.1 Densidad de los fluidos antes y después de envejecer

4.1.2 Reología

Viscosidad Plástica y Punto Cedente

La viscosidad plástica fue de 23 y 21 cps para las formulaciones de los sistemas VASSA LP-120-0A y VASSA LP-120-0AE respectivamente, los cuales se

encuentran dentro del rango establecido para dichos sistemas como se muestra en la **Tabla 4.2**. De acuerdo con dichos valores, se puede decir que el fluido tendrá una mayor capacidad de soporte del material sólido y de los recortes arrojados a medida que se avance en la perforación, ya que dicha propiedad depende de la cantidad, tamaño y forma de los sólidos presentes.

El punto cedente obtenido fue de 10 y 13 lbs/ft², para los dos sistemas en estudio nombrados anteriormente. Se puede decir, que para la alta cantidad de sólidos que posee el sistema dichos valores se consideran aceptables para cumplir eficientemente un acarreo de ripios y limpieza del hoyo al momento de la perforación. Esta propiedad se ve alterada con el incremento de sólidos arcillosos productos de los recortes obtenidos durante la perforación del pozo. Es importante destacar que un valor de punto cedente bajo ocasiona una mala limpieza del hoyo, lo cual trae como consecuencia que los sólidos decanten, causando así problemas operacionales al momento de la perforación. Luego de envejecidos, se pudo evidenciar que la viscosidad plástica presentó una leve disminución, mientras que el punto cedente incrementó, con respecto a lo obtenido con el fluido inicial. Este comportamiento es característico de una reología inversa (punto cedente mayor a la viscosidad plástica) como se puede observar en la **Tabla 4.3**, la cual es muy importante para lograr una mayor eficiencia en la capacidad de acarreo y suspensión de los sólidos presentes en el fluido.

TABLA 4.2. LECTURAS DEL VISCOSÍMETRO ANTES DEL ENVEJECIMIENTO

Formulación	θ_{600}	θ_{300}	θ_{200}	θ_{100}	θ_6	θ_3	Vp (cps)	Pc (lbs/100 ft ²)
Vassa LP-120-0A	56	33	28	20	12	9	23	10
Vassa LP-120-0AE	55	34	21	14	7	5	21	13

TABLA 4.3. LECTURAS DEL VISCOSÍMETRO DESPUÉS DEL ENVEJECIMIENTO

Formulación	O_{600}	O_{300}	O_{200}	O_{100}	O_6	O_3	Vp (cps)	Pc (lbs/100 ft ²)
Vassa LP-120-0A	63	44	41	35	30	27	19	25
Vassa LP-120-0AE	56	38	31	26	22	19	18	20

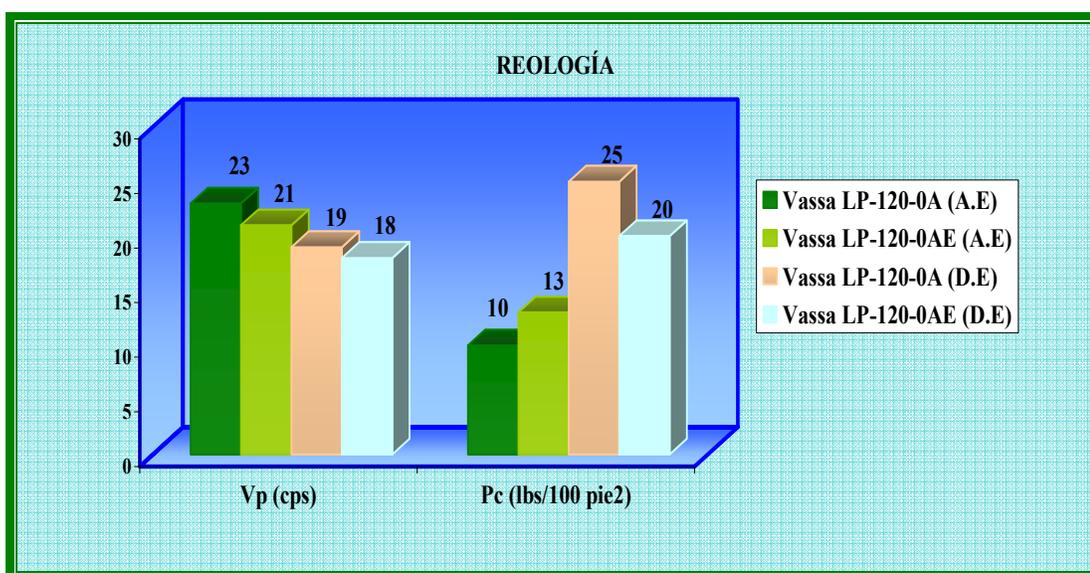


Figura 4.2. Comportamiento reológico de los fluidos antes y después de envejecidos.

Geles

El estudio de los geles aporta una información muy importante respecto al comportamiento que tendrá el fluido una vez que se detenga la circulación. La estructura de gel se forma cuando el fluido está en reposo y es la que permite que los sólidos no decanten al fondo del pozo, sino más bien queden suspendidos en el fluido hasta que este se encuentre nuevamente en movimiento. Como se puede observar en la **Tabla 4.4** para el sistema VASSA LP-120-0A los geles obtenidos fueron de 17 y 30 lbs/100 ft² para 10 segundos y 10 minutos respectivamente, lo que indica la

formación de geles progresivos debido a que se existe una diferencia considerable entre ambos valores, y para el sistema VASSA LP-120-0AE fueron de 9 y 15 lbs/100 ft² respectivamente, encontrándose estos dentro del rango requerido e indicando la formación de geles instantáneos.

Es necesario acotar que un valor muy bajo de los mismos traería como consecuencia que parte de los sólidos del sistema se precipitaran al fondo del pozo; por el contrario un valor muy alto no es recomendable, ya que de ser así se requeriría de una presión de bomba bastante alta para reanudar la circulación lo que podría ocasionar una pérdida de circulación inducida por la sobrepresión.

Luego de someter el fluido a elevadas presiones y temperaturas, se puede observar el mismo comportamiento presentado inicialmente, geles instantáneos para el sistema preparado con el aceite VASSA LP-120-0AE y geles progresivos para el sistema VASSA LP-120-0A, el cual no es recomendable, ya que se requeriría de una presión de bomba bastante alta para reanudar la circulación lo que podría ocasionar una pérdida de circulación inducida por la sobrepresión. **Tabla 4.5**

TABLA 4.4. LECTURAS DEL VISCOSÍMETRO ANTES DEL ENVEJECIMIENTO

Formulación	O_{600}	O_{300}	O_{200}	O_{100}	O_6	O_3	Gel 10" (lbs/100 ft ²)	Gel 10' (lbs/100 ft ²)
Vassa LP-120-0A	56	33	28	20	12	9	17	30
Vassa LP-120-0AE	55	34	21	14	7	5	9	15

TABLA 4.5. LECTURAS DEL VISCOSÍMETRO DESPUÉS DEL ENVEJECIMIENTO

Formulación	O_6 00	O_{300}	O_{200}	O_{100}	O_6	O_3	Gel 10" (lbs/100 ft ²)	Gel 10' (lbs/100 ft ²)
Vassa LP-120-0A	63	44	41	35	30	27	33	45
Vassa LP-120-0AE	56	38	31	26	22	19	12	24

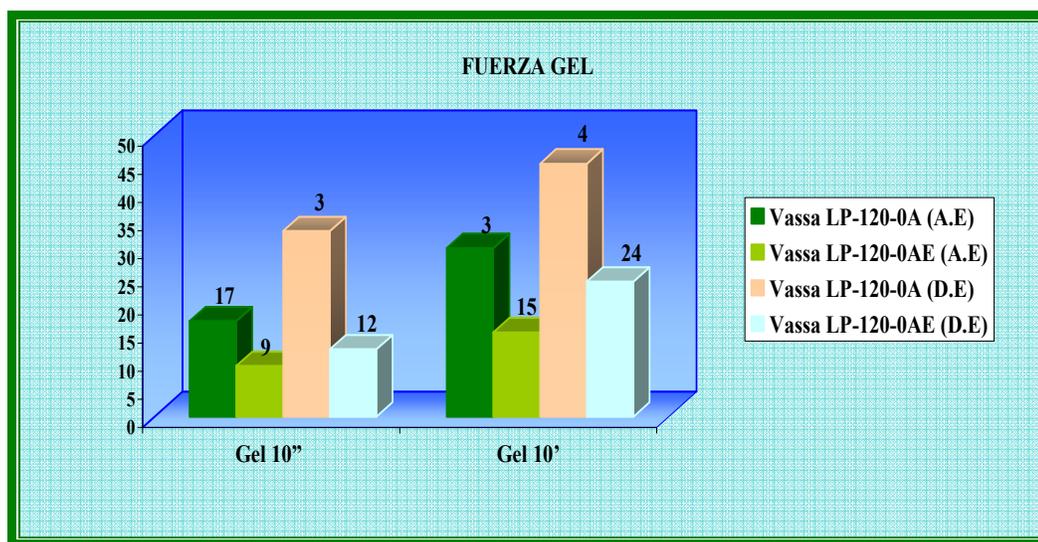


Figura 4.3. Comportamiento de los geles antes y después de envejecidos

4.1.3 Viscosidad Brookfield

El estudio de esta propiedad para el fluido es primordial, ya que se podría determinar cual será la capacidad del lodo para permitir una excelente limpieza en el hoyo. Las lecturas de viscosidad a bajas tasas de corte para el VASSA LP 120-0A y 0AE fueron de 41.394 y de 45.647 cps respectivamente (**Tabla 4.6**). Después de haberse sometido a envejecimiento las lecturas de viscosidad a bajas tasas de corte para el VASSA LP 120-0A y 0AE fueron de 38.492 y de 34.193 cps respectivamente (**Tabla 4.7**), lo cual permite corroborar que los sistemas son altamente estables y por

ende proporcionarán una mejor capacidad de suspensión de sólidos y mejor limpieza del hoyo en el espacio anular.

TABLA 4.6. LECTURAS DEL VISCOSÍMETRO BROOKFIELD ANTES DEL ENVEJECIMIENTO

SISTEMA	VASSA-LP-120-0A	VASSA-LP-120-0AE
Viscosidad Brookfield.	41.394	45.647

TABLA N° 4.7. VISCOSIDAD BROOKFIELD DESPUÉS DEL ENVEJECIMIENTO

SISTEMA	VASSA-LP-120-0A	VASSA-LP-120-0AE
Viscosidad Brookfield.	38.492	34.193

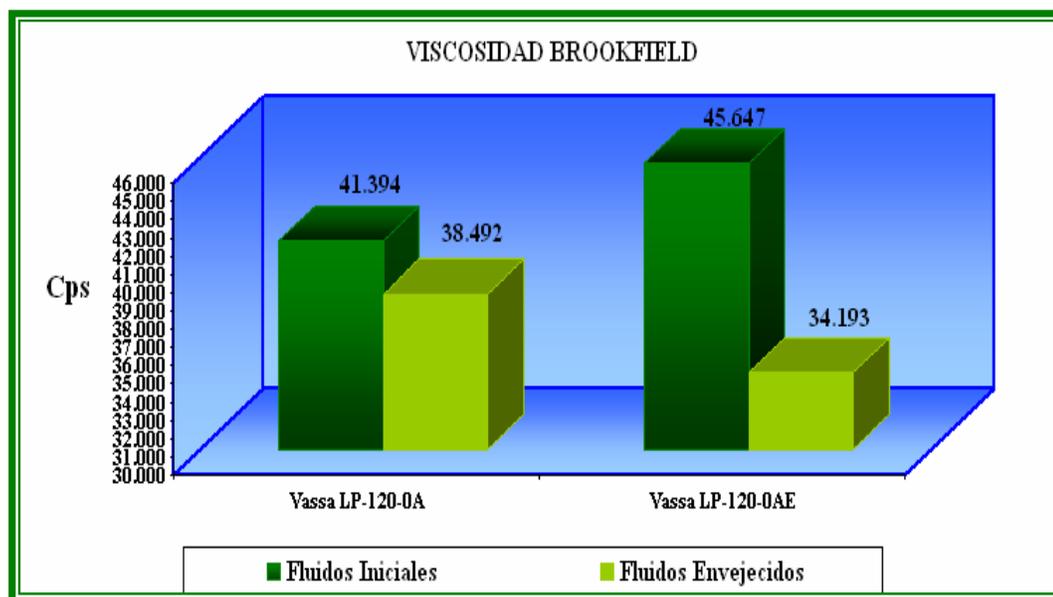


Figura 4.4. Viscosidad Brookfield de los fluidos antes y después de envejecidos

4.1.4 Filtrado HP-HT

En ambos sistemas el filtrado HP-HT realizado a 300 °F de temperatura y 500 lpc de presión no es capaz de controlar eficazmente las pérdidas de fluido hacia las formaciones, ya que los valores arrojados fueron muy altos, **Tabla 4.8**, esto puede deberse a que los aditivos utilizados en las formulaciones no contaban con la temperatura adecuada para activarse y actuar eficazmente o que haya existido una fuga durante la manipulación del equipo.

Los valores de filtrado para los sistemas envejecidos se muestran en la **Tabla 4.9**, como se puede observar estos disminuyeron, lo cual era de esperarse ya que los aditivos empleados para su formulación se activan en presencia de elevadas presiones y temperaturas; sin embargo, el volumen de filtrado para el sistema VASSA LP-120-0A es elevado en comparación al obtenido con el VASSA LP-120-0AE, siendo este último el más óptimo para ser utilizado en la zona en estudio, debido a que es capaz de controlar eficazmente las pérdidas de fluido hacia las formaciones productoras.

TABLA 4.8. VALORES DE FILTRADO ANTES DEL ENVEJECIMIENTO

SISTEMA	VASSA-LP-120-0A	VASSA-LP-120-0AE
Filtrado HP-HT.	50	32

TABLA 4.9. VALORES DE FILTRADO DESPUÉS DEL ENVEJECIMIENTO

SISTEMA	VASSA-LP-120-0A	VASSA-LP-120-0AE
Filtrado HP-HT.	15	2,8

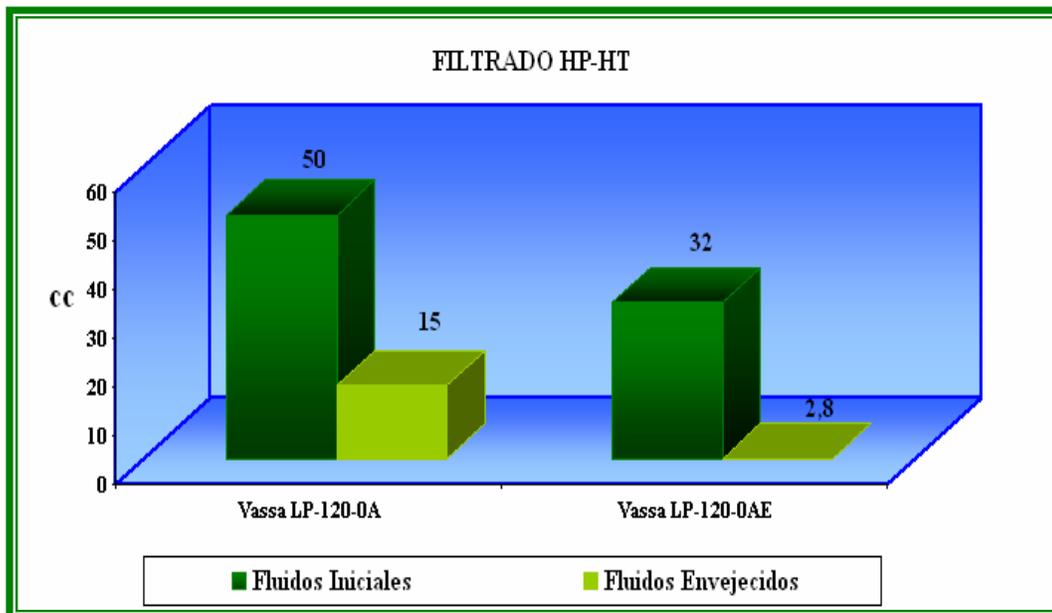


Figura 4.5. Filtrado HP-HT de los fluidos antes y después de envejecidos

4.1.5 Prueba de Retorno de Permeabilidad

En la **Tabla 4.10** se puede observar que el sistema VASSA LP-120-0AE arrojó un porcentaje de daño a la formación de 7,38%, siendo este aceptable y por ende no causará daño significativo a la formación. Sin embargo, esta muestra no es representativa de la formación, ya que la formación productora de la zona en estudio es de gas seco. Es por esta condición que la información obtenida a través de esta prueba sirve solo como una referencia para medir el impacto que podría causar sobre una formación productora la utilización de un fluido 100% aceite VASSA LP-120-0AE y su interacción con un crudo.

TABLA 4.10. RETORNO DE PERMEABILIDAD

SISTEMA VASSA-LP-120-0AE	
%D.F	7,38

La movilidad inicial y final fueron determinadas utilizando la siguiente relacion:

$$M = \frac{K}{\mu}$$

(Ec. 4.1)

La movilidad final fue determinante en el flujo de retorno de crudo para eliminar el revoque en la cara del núcleo. El núcleo de Berea fue seleccionado debido a su consistencia y disponibilidad. Antes de la prueba, el núcleo fue pretratado con 15% de HCl para reducir al mínimo la disolución de minerales solubles en el núcleo que pueden afectar a la permeabilidad. En la **tabla 4.11** se muestran los volúmenes inyectados y las movilidades obtenidas.

TABLA 4.11. VOLUMEN INYECTADO Y MOVILIDAD

Vol. Crudo (cm ³)	Mi (K/μ)	Vol. Lodo (cm ³)	Movilidad. Lodo (K/μ)	Vol. Crudo (cm ³)	Mf (K/μ)
10	13,80	10	9,60	10	12,50
20	13,80	20	8,84	20	12,60
30	13,90	30	8,20	30	12,60
40	14,00	40	8,20	40	12,80
50	14,00	50	8,00	50	12,85
60	14,20	60	8,00	60	13,30
70	14,20	70	7,80	70	13,30
80	14,60	80	7,60	80	13,50
90	14,80	90	7,40	90	13,68
100	14,80	100	7,30	100	13,70
110	14,85	110	7,20	110	13,75
120	14,85	120	7,15	120	13,75
130	14,90	130	7,10	130	13,80

140	14,90	140	7,10	140	13,80
150	14,90	150	7,10	150	13,80

Movilidad inicial (M_i)= 14,90

Movilidad final (M_f)= 13,80

%F.D= 7,38

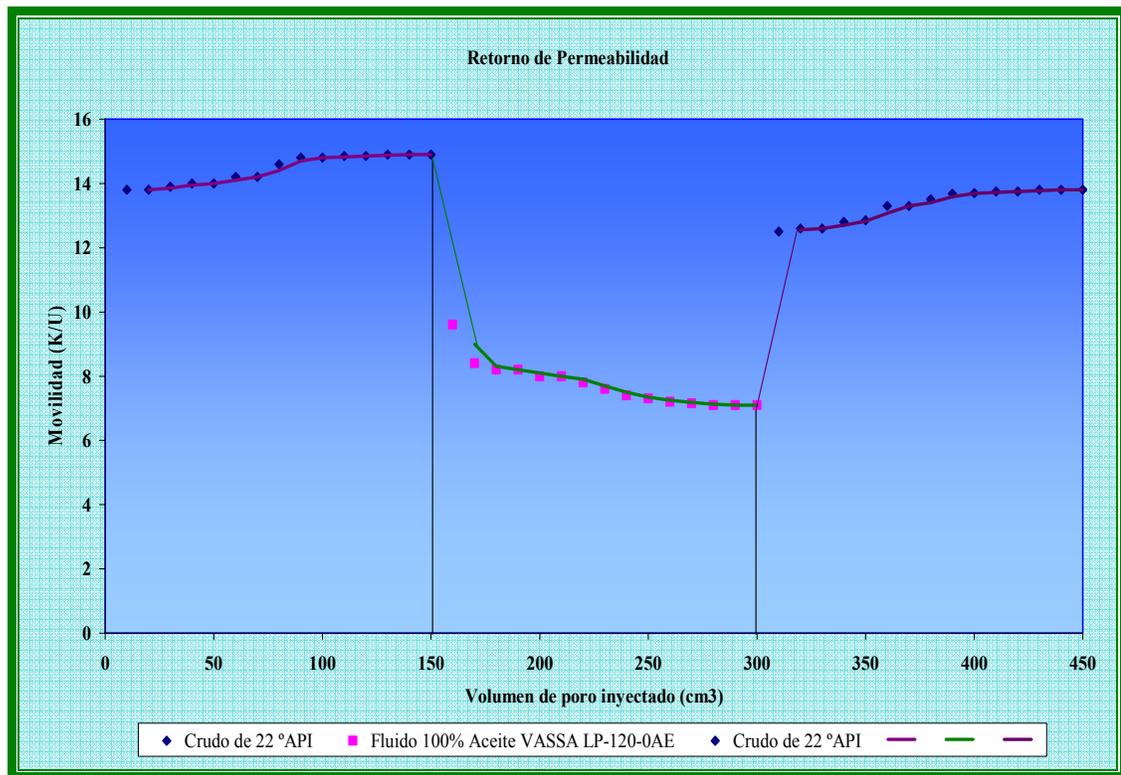


Figura 4.6. Comportamiento de la Movilidad durante la inyección de fluidos a una temperatura de 280 °F, en un núcleo de Berea.

CONCLUSIONES

1. Los aditivos utilizados cumplen con las especificaciones para las cuales fueron diseñados.
2. La densidad del fluido para ambos sistemas, no presentó variación significativa luego de ser sometidos a la prueba de envejecimiento dinámico.
3. Los fluidos iniciales presentan densidades de 12,3 lpg para el sistema VASSA LP-120-0A y de 12,2 lpg para el sistema VASSA LP-120-0AE.
4. Se observa excelente comportamiento reológico de los sistemas antes y después de envejecer.
5. Tanto el fluido preparado con el aceite LP-120-0A como el preparado con el LP-120-0AE, presentan reología inversa luego de ser sometidos a envejecimiento.
6. El sistema VASSA LP-120-0A presenta geles progresivos, mientras que el formulado con el VASSA LP-120-0AE presenta geles instantáneos y de fácil ruptura, facilitando este último la circulación del fluido cuando se reinicien las labores de perforación.
7. Los dos fluidos elaborados garantizan una excelente limpieza del hoyo, al presentar reología óptima.

8. Los fluidos iniciales (antes de envejecer), presentan altas viscosidades a bajas tasas de corte, mientras que al ser sometidos al proceso de envejecimiento dinámico a 150 psi y 300 °F dicha propiedad disminuyó.
9. El volumen de filtrado para el fluido VASSA LP-120-0A fue de 50 y 15 antes y después de envejecer respectivamente, mientras que para el preparado con el VASSA LP-120-0AE fue de 32 y 2,8 cc antes y después de envejecer.
10. El fluido preparado con el aceite VASSA LP-120-0AE presenta mayor control de las pérdidas de filtrado en comparación con el preparado con el aceite VASSA LP-120-0A.
11. El envejecimiento de los fluidos permite la activación de algunos aditivos tales como el controlador de filtrado y la arcilla organofílica.
12. El fluido preparado con el aceite VASSA LP-120-0AE presenta mejores resultados en las propiedades evaluadas en comparación con el diseñado con el VASSA LP-120-0A.
13. El sistema diseñado con el aceite VASSA LP-120-0AE se considera el más óptimo para ser usado en perforaciones Costa Afuera.
14. El porcentaje de daño fue de 7.38%.
15. El fluido formulado con el aceite mineral VASSA LP-120-0AE con densidad de 12,2 lpg no causa daño significativo a la formación.

RECOMENDACIONES

1. Mantener un monitoreo constante de las propiedades reológicas del fluido, para verificar que las mismas no sufran cambios significativos a medida que se avance en el proceso de perforación, para así asegurar una buena limpieza del hoyo.
2. Verificar que los aditivos a utilizar cumplan con las especificaciones y requerimientos mínimos de calidad, para asegurar el buen funcionamiento del sistema.
3. Respetar el orden de agregación y tiempos de agitación de cada uno de los aditivos del sistema, para lograr que estos se activen y cumplan sus funciones.
4. Para el sistema preparado con el aceite mineral VASSA LP-120-0A, se recomienda el uso de un activador polar para tener un mejor control de las pérdidas de filtrado.
5. Para pruebas posteriores, se deben realizar análisis de filtración dinámica para evaluar las propiedades del filtrado, bajo condiciones especiales de presión y temperatura.
6. Realizar la prueba de coeficiente de lubricidad a las formulaciones propuestas.
7. Realizar pruebas de estabilidad eléctrica, para verificar la existencia de agua libre y en caso de existir, determinar que tan estable es la misma.
8. Realizar pruebas de Retorno de Permeabilidad, con un equipo apropiado para medir la interacción líquido-líquido y roca-líquido, mediante la inyección de gas

de la formación con un núcleo preservado de la formación productora del campo Dragón.

9. La prueba de Retorno de Permeabilidad debe aplicarse para determinar daños reales a la formación, ya que cualquier fluido de perforación puede afectar la productividad del yacimiento.
10. Usar núcleos tomados de la formación o campos vecinos, preservados y cortados de acuerdo a la inclinación de la formación.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ordaz, V y Bompart, J; **“Diseño de un Sistema Viscoelástico Pretratado Químicamente para la Reducción de los Efectos Contaminantes Presentes Durante la Perforación de Pozos”**, Trabajo de Grado, Departamento de Petróleo, U.D.O-Anzoátegui, Barcelona (2008).
2. Vicierra, H.; Libro de Trabajos Técnicos. **“VII Seminario de Fluidos de Perforación y Cementación de Pozos”**, Isla de Margarita, Mayo (2008).
3. Flores, R y González, J; **“Determinación del Comportamiento de las Propiedades Físicas y Químicas del Aceite Vegetal al ser utilizado como Fase Continua en Fluidos de Perforación”**, Trabajo de Grado, Departamento de Petróleo, U.D.O-Anzoátegui, Barcelona (2006).
4. Pinto, D; **“Diseño de un Fluido de Perforación para la Zona Productora del Miembro Morichal, Yacimiento Morichal-91, del Campo Carabobo, Distrito Morichal, Estado Monagas”**, Trabajo de Grado, Departamento de Petróleo, U.D.O-Anzoátegui, Barcelona (2006).
5. Morón, Y; **“Determinación de la Distribución y Tamaño de Partículas para Fluidos 100% Aceite Mineral Densificados con Carbonato de Calcio y Barita, utilizados durante la Perforación de la Zona Productora (Formación Capaya) en el Campo Tacata, Norte de Monagas”**, Trabajo de Grado, Departamento de Petróleo, U.D.O-Anzoátegui, Barcelona (2006).
6. VASSA, Departamento de SHA. (2006).

7. Celta, S; **“Determinación de la Distribución del Tamaño de Partículas Obturantes en los Fluidos 100% Aceite en Pozos del Campo San Joaquín”**, Trabajo de Grado, Departamento de Petróleo, U.D.O.-Anzoátegui, Barcelona (2004).
8. Valdez, A.; **“Diseño de un Fluido 100% Aceite Mineral de Bajo Contenido Sólidos Densificantes para Zonas Productoras del Campo el Furrrial”**, Trabajo de Grado, Departamento de Petróleo, U.D.O.-Anzoátegui, Barcelona (2004).
9. Rendón, J; **“Determinación de la Relación Densidad-Volumen en Función de temperatura en Fluidos de Perforación 100% Aceite durante los Viajes de Tuberías”**, Trabajo de Grado, Departamento de Petróleo, U.D.O.-Anzoátegui, Barcelona (2003).
10. Cedeño, D; **“Evaluación de Sistemas Viscoelásticos Comerciales para la Perforación de Pozos”**, Trabajo de Grado, Departamento de Petróleo, U.D.O.-Anzoátegui, Barcelona (2001).
11. Salas, R; **“Fluidos de Perforación”**. Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui (2000).
12. Cardozo, N; **“Mil Términos de Perforación”**, Universidad del Zulia. Maracaibo, Mayo (1983).

APÉNDICE

Tabla A.1. Propiedades Físicas y Químicas del Aceite Mineral VASSA LP-120-0A



RIF: J-30066111-3

REPORTE DE ANALISIS
VASSA LP-120(0A)
LOTE A-120(0A)-009-08

ACEITE DE BAJA TOXICIDAD

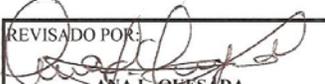
CLIENTE: *UDO*
FECHA: *Octubre 27,08* FECHA DE PRODUCCION: *Octubre 10, 08*

CARACTERISTICAS FISICAS	METODO		ESPECIFIC.		RESULT.
	ASTM	COVENIN	MIN.	MAX.	
ASPECTO VISUAL	VISUAL		C&B		C&B
COLOR	D-6045		+20		+30
DENSIDAD a 15° C, Kg/l	D-1298	1143	0,8100	0,8300	0,8152
PUNTO DE ANILINA, °C	D-611	1090	80,0	95,0	89,1
PUNTO DE FLUIDEZ, °C	D-6749			-9	-15
PUNTO DE INFLAMACION, °C	D-93	425	115		130
VISCOSIDAD, cSt a 40 °C	D-445	424	3,10	4,50	3,42
DESTILACION, °F	D-86	850			
	PIE		480	520	480
	50		520	560	533
	PFE		610	660	610

CARACTERISTICAS QUIMICAS	METODO		ESPECIFIC.		RESULT.
	ASTM	COVENIN	MIN.	MAX.	
CONTENIDO DE AZUFRE, ppm	D-5453			20,00	0,00
AROMÁTICOS HPLC, % v/v	D-6591			0	0,00

F-GDC-013-03
Ene-07

EDITADO POR: F. MOLINA

REVISADO POR:

ANA L. QUESADA
Jefe de Laboratorio

APROBADO POR:

FRANCISCO BUENDICHO
Gerente de Planta

COD: 015/08

NOTA: Válido sin Enmendaduras



Registro de Industrialización M.E.P. Nro. DRP/S-016

Tabla A.2. Propiedades Físicas y Químicas del Aceite Mineral VASSA LP-120-0AE



RIF: J-30066111-3

REPORTE DE ANALISIS
VASSA LP-120 (0A)E
MUESTRA

CLIENTE: *UDO*
FECHA: *Abril 23, 08* FECHA DE PRODUCCION: *Abril 22, 08*

CARACTERISTICAS FISICAS	METODO		ESPECIFIC.		RESULT.
	ASTM	COVENIN	MIN.	MAX.	
ASPECTO VISUAL	VISUAL		REPORTAR		TURBIO
COLOR SAYBOLT	D-156	894	+20		+27
DENSIDAD a 15° C.Kg/l	D-1298	1143	0,8100	0,8300	0,8175
PUNTO DE ANILINA, °C	D-611	1090	80,0	95,0	90,9
PUNTO DE FLUIDEZ, °C	D-6749			-9	-9
PUNTO DE INFLAMACION, °C	D-93	425	115		132
VISCOSIDAD, cSt a 40 °C	D-445	424	3,10	4,50	3,80
DESTILACION, °F	D-86	850			
	PIE		480	520	489
	50		520	560	547
	PFE		610	660	620

CARACTERISTICAS QUIMICAS	METODO		ESPECIFIC.		RESULT.
	ASTM	COVENIN	MIN.	MAX.	
CONTENIDO DE AZUFRE, ppm	D-5453			20,00	2,37
AROMÁTICOS FIA, % v/v	D-1319	887		0,00	0

F-GDC-013-03
Ene-07

EDITADO POR: A. QUESADA

REVISADO POR:
[Signature]
ANA L. QUESADA
Jefe de Laboratorio

APROBADO POR:
[Signature]
FRANCISCO BUENDICHO
Gerente de Planta

NOTA: Válido sin Enmendaduras



Tabla A.3. Ficha Técnica del Carbonato de Calcio (10-15)



CALCINADOS MINERCA, C.A.

HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD (MSDS)

1.- INFORMACIÓN GENERAL.

Nombre de la compañía :	CALCINADOS MINERCA, C.A.
Dirección :	Calle 1-b con carrera 1 zona industrial II Barqto.-Edo. Lara
Teléfonos :	(0251) 4413556
Facsimil :	(0251) 4413556.
e-mail :	minerca @ cantv.net
Nombre comercial del producto :	INTECARB ®
Código del producto :	10-15 , 20-25 , 30-35 , 40-45
Sinónimos :	Carbonato de Calcio.

2.- COMPOSICIÓN / INFORMACIÓN DE LOS INGREDIENTES.

INGREDIENTE	PORCENTAJE	DATO DE PELIGROSIDAD
Carbonato de Calcio (CaCO ₃):	60 %	Oral LD50 6,45 g / Kg. Piel, 0,35 g /24 h
Carbonato de Magnesio (MgCO ₃):	39 %	Oral LD50 6,45 g / Kg. Piel, 0,35 g /24 h
Hierro (Fe):	<0,5 %	No Data.
Aluminio (Al):	<0,1 %	No Data.
Silíce (Si):	< 0,1 %	No Data.

3.- IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS.

Contacto con los ojos :	Poco irritante.
Contacto con la piel :	Poco irritante.
Absorción de la piel :	Poco irritante.
Ingestión :	Muy baja toxicidad.
Inhalación :	Poco irritante.
Efectos sistemáticos y de otro tipo :	Ninguno.

Tabla A.4. Medidas Preventivas para la utilización del Carbonato de Calcio (10-15)



CALCINADOS MINERCA, C.A.

4.- MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS.

Inhalación :	Llevar a lugar ventilado.
Contacto con los ojos :	Lave con abundante agua separando los parpados.
Contacto con la piel :	Lave la parte afectada con agua y jabón.
Ingestión :	Suministre uno o dos vasos de agua. Dosis mayores de 6,45 g/kg solicite ayuda médica.
Inyección :	Solicitar ayuda médica.
Observaciones al Medico :	Tratamiento sintomático.

5.-MEDIDAS CONTRA INCENDIOS.

Medios de extinción :	CO2, polvo químico seco, espuma, agua.
Procedimiento especial :	Eliminar toda fuente de ignición, usar protección respiratoria, enfriar los recipientes expuestos con agua.
Peligro inusual de incendio o explosión :	Emite humos tóxicos, enfriar los recipientes expuestos al fuego con agua en forma de neblina.
Protección del personal :	Use equipos de protección respiratoria autónoma y ropa que protega todo el cuerpo.

6.- MEDIDAS CONTRA FUGAS ACCIDENTALES.

Precauciones personales :	Eliminar posibles fuentes de calor. Proporcionar ventilación adecuada, detener la fuga.
Precauciones ambientales :	Evitar suspensión de polvos.
Método de limpieza :	Pequeñas fugas : Recoger el producto por medios mecánicos y colocar en bolsa para posterior disposición. Grandes fugas : Hacer diques de tierra y aislar para posterior recuperación.

7.- MANEJO Y ALMACENAMIENTO.

Preveniones de exposiciones del usuario :	Use ropa que proteja todo el cuerpo, evite exposiciones prolongadas.
Preveniones ante incendio o explosión :	Usar ventilación local por aspiración en áreas confinadas y ventilación general por dilución en áreas abiertas.
Condiciones de Almacenamiento :	Lugares secos y ventilados, evite espacios confinados.
Productos incompatibles :	Agentes oxidantes y ácidos fuertes.

Tabla A.5. Propiedades Físicas y Químicas del Carbonato de Calcio (10-15)



CALCINADOS MINERCA, C.A.

8.- CONTROL DE EXPOSICIONES / PROTECCION PERSONAL.

Umbral permitido de concentraciones en aire :	TLV-TWA: 10 mg / m ³ . OSHA-PEL: 5 mg / m ³
Protección respiratoria :	Equipo de respiración aprobado y adecuado.
Protección en las manos :	Guantes normales.
Protección de los ojos :	Lentes de seguridad.
Protección cutánea y corporal :	Bragas y botas de seguridad.
Información de protecciones especiales :	Fuentes lava ojos y duchas.
Medidas de higiene :	Retire la ropa contaminada, lave la parte afectada con agua y jabón.

9.- PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS.

Combustible : No.	Gas Comprimido : No.	Oxidante : No.
Inflamable : No.	Peróxido Orgánico : No.	Reactividad : No.
Explosivo : No.	Pirofórico : No.	Estable : Si.
Solubilidad : Muy poco soluble.	Peso específico: 2,86 (H ₂ O=1)	Dureza: (3,5 - 4) escala de MOSH.

10.- ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD.

Incompatibilidad :	Acidos, formaldehídos y aluminio.
Condiciones que contribuyen a la inestabilidad :	Calor excesivo.
Descomposición en productos peligrosos :	Cuando es calentado a descomposición emite humos tóxicos.
Condiciones que contribuyen a polimerización peligrosa :	Ninguna

11.- INFORMACION TOXICOLOGICA.

Cancerígeno : No.	Mutagénico : No.	Corrosivo : No.
Cancerígeno animal : No.	Altamente tóxico : No.	Irritante : No.
Sospecha de cancerígeno : No.	Tóxico : No.	Sensibilizador : No.
Teratogénico : No.	Organo atacado : Pulmones.	-



Tabla A.6. Información Ecológica del Carbonato de Calcio (10-15)



CALCINADOS MINERCA, C.A.

12.- INFORMACION ECOLOGICA.

Persistencia y Degradación:	No aplicable.
Potencial Bioacumulativo:	No aplicable.
Comentarios Adicionales:	No aplicable.

13.- CONSIDERACIONES PARA LA ELIMINACION:

Producto	
Comentario:	Puede ser reutilizado si se recoge seco.

14.- INFORMACION PARA EL TRANSPORTE.

Transporte Terrestre ADR/RID y GGUS/GGVE.	No aplicable
Transporte Interno ADN/ADR	No aplicable
Transporte Marítimo IMDG/GGVSEA	No aplicable
Transporte Aéreo ICAO-TI y IATA-DGR	No aplicable

15.- INFORMACION REGLAMENTARIA.

Marcar según directivas EEC	
Símbolo y clasificación de la sustancia:	No aplicable.
Frases de Riesgo:	No aplicable.
Frases de Seguridad:	No aplicable.

16.- OTRA INFORMACIÓN:

Para información más detallada, ponerse en contacto con la Gerencia Técnica.
--



Tabla A.7. Distribución del Tamaño de las Partículas



PARTICLE SIZE DISTRIBUTION

CILAS 920 Liquid

Range : 0.30 mu - 400.00 mu / 30 Classes

Sample Ref	: 10-15	Ultrasounds	: 20	s
Type produit	: 081001	Concentration	: 95	
Client	: 1	Diameter at 10%	: 1.12	mu
Comments	: INTECARB	Diameter at 50%	: 10.73	mu
Liquid	: AGUA	Diameter at 90%	: 35.64	mu
Dispersing agent	: NO	Fraunhofer		
Operator	: Marco A. Espinoza O.	Density/Factor	-----	
Company	: Calcinados Minerca C.A.	Specific surface	-----	
Location	: Barquisimeto, Edo.Lara.	Automatic dilution	: No / No	
Date : 01/08/2008	Time : 08:45:41AM	Meas./Rins.	: 20/20/4	
Index meas.	: 3394	SOP : Carbonato		

Customer defined classes		in volume / undersize									
x	1.00	2.00	5.00	10.00	15.00	25.00	40.00	50.00	60.00	70.00	
Q3	8.95	15.44	29.71	47.56	62.51	81.30	92.33	96.12	98.35	99.42	
x	80.00	90.00	100.0	110.0	120.0	130.0	160.0	180.0	200.0	250.0	
Q3	99.85	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	

x : diameter / mu Q3 : cumulative value / % q3 : population density / %

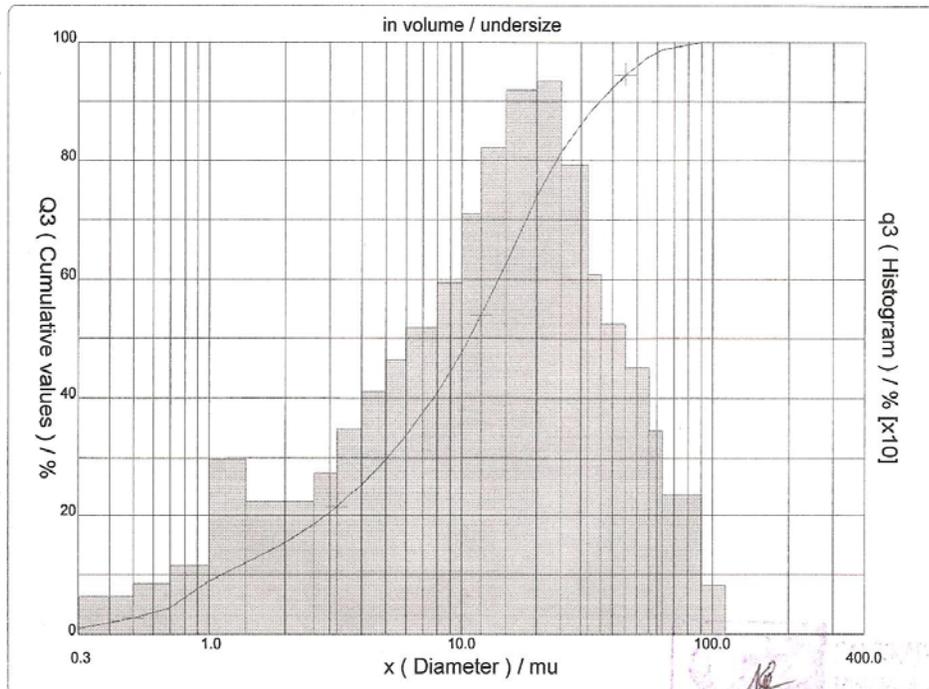


Tabla A.8. Especificaciones Técnicas Generales del Carbonato de Calcio (10-15)



CALCINADOS MINERCA, C.A.
 Planta Zona Industrial II Calle 110 con Avenida 1
 Zona Industrial II Barquisimeto - Estado Lara
 Tel (0251) 4433556

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

CARBONATO DE CALCIO Y MAGNESIO **Intecarb®**

- Mineral = Dolomita. $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$
- Dureza = (3,5 - 4,0) escala de mosh.
- Gravedad Específica = 2,8 (H_2O).
- Densidad = 2,3 lb./gal.
- Carbonatos Totales (Ca, Mg) = 99 % mínimo.
- Impurezas Totales (Al, Si, Fe) = 1 % máximo.

Análisis químico:

Calcio,	como óxido (CaO)	36.5 %	Como carbonato (CaCO_3)	65.0 %
Magnesio,	como óxido (MgO)	16.5 %	Como carbonato (MgCO_3)	35.0 %
Hierro,	como óxido (Fe_2O_3)	<0.05 %		
Silice,	como óxido (SiO_2)	<0.05 %		



Tabla A.9. Ficha Técnica del Carbonato de Calcio (30-35)



CALCINADOS MINERCA, C.A.

HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD (MSDS)

1.- INFORMACIÓN GENERAL.

Nombre de la compañía :	CALCINADOS MINERCA, C.A.
Dirección :	Calle 1-b con carrera 1 zona industrial II Barqto.-Edo. Lara
Teléfonos :	(0251) 4413556
Facsimil :	(0251) 4413556.
e-mail :	minerca@cantv.net
Nombre comercial del producto :	INTECARB ®
Código del producto :	10-15 , 20-25 , 30-35 , 40-45
Sinónimos :	Carbonato de Calcio.

2.- COMPOSICIÓN / INFORMACIÓN DE LOS INGREDIENTES.

INGREDIENTE	PORCENTAJE	DATO DE PELIGROSIDAD
Carbonato de Calcio (CaCO ₃):	60 %	Oral LD50 6,45 g / Kg. Piel, 0,35 g /24 h
Carbonato de Magnesio (MgCO ₃):	39 %	Oral LD50 6,45 g / Kg. Piel, 0,35 g /24 h
Hierro (Fe):	<0,5 %	No Data.
Aluminio (Al):	<0,1 %	No Data.
Silíce (Si):	< 0,1 %	No Data.

3.- IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS.

Contacto con los ojos :	Poco irritante.
Contacto con la piel :	Poco irritante.
Absorción de la piel :	Poco irritante.
Ingestión :	Muy baja toxicidad.
Inhalación :	Poco irritante.
Efectos sistemáticos y de otro tipo :	Ninguno.

**Tabla A.10. Medidas Preventivas para la utilización del Carbonato de Calcio
(30-35)**



CALCINADOS MINERCA, C.A.

4.- MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS.

Inhalación :	Llevar a lugar ventilado.
Contacto con los ojos :	Lave con abundante agua separando los parpados.
Contacto con la piel :	Lave la parte afectada con agua y jabón.
Ingestión :	Suministre uno o dos vasos de agua. Dosis mayores de 6.45 g /kg solicite ayuda médica.
Inyección :	Solicitar ayuda médica.
Observaciones al Medico :	Tratamiento sintomático.

5.-MEDIDAS CONTRA INCENDIOS.

Medios de extinción :	CO ₂ , polvo químico seco, espuma, agua.
Procedimiento especial :	Eliminar toda fuente de ignición, usar protección respiratoria, enfriar los recipientes expuestos con agua.
Peligro inusual de incendio o explosión :	Emite humos tóxicos, enfriar los recipientes expuestos al fuego con agua en forma de neblina.
Protección del personal :	Use equipos de protección respiratoria autónoma y ropa que protega todo el cuerpo.

6.- MEDIDAS CONTRA FUGAS ACCIDENTALES.

Precauciones personales :	Eliminar posibles fuentes de calor. Proporcionar ventilación adecuada, detener la fuga.
Precauciones ambientales :	Evitar suspensión de polvos.
Método de limpieza :	Pequeñas fugas : Recoger el producto por medios mecánicos y colocar en bolsa para posterior disposición. Grandes fugas : Hacer diques de tierra y aislar para posterior recuperación.

7.- MANEJO Y ALMACENAMIENTO.

Prevencciones de exposiciones del usuario :	Use ropa que proteja todo el cuerpo, evite exposiciones prolongadas.
Prevencciones ante incendio o explosión :	Usar ventilación local por aspiración en áreas confinadas y ventilación general por dilución en áreas abiertas.
Condiciones de Almacenamiento :	Lugares secos y ventilados, evite espacios confinados.
Productos incompatibles :	Agentes oxidantes y ácidos fuertes.

Tabla A.11. Propiedades Físicas y Químicas del Carbonato de Calcio (30-35)



CALCINADOS MINERCA, C.A.

8.- CONTROL DE EXPOSICIONES / PROTECCION PERSONAL.

Umbral permitido de concentraciones en aire :	TLV-TWA: 10 mg / m ³ . OSHA-PEL: 5 mg / m ³
Protección respiratoria :	Equipo de respiración aprobado y adecuado.
Protección en las manos :	Guantes normales.
Protección de los ojos :	Lentes de seguridad.
Protección cutánea y corporal :	Bragas y botas de seguridad.
Información de protecciones especiales :	Fuentes lava ojos y duchas.
Medidas de higiene :	Retire la ropa contaminada, lave la parte afectada con agua y jabón.

9.- PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS.

Combustible : No.	Gas Comprimido : No.	Oxidante : No.
Inflamable : No.	Peróxido Orgánico : No.	Reactividad : No.
Explosivo : No.	Pirofórico : No.	Estable : Si.
Solubilidad : Muy poco soluble.	Peso específico: 2,86 (H ₂ O=1)	Dureza: (3,5 - 4) escala de MOSH.

10.- ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD.

Incompatibilidad :	Acidos, formaldehídos y aluminio.
Condiciones que contribuyen a la inestabilidad :	Calor excesivo.
Descomposición en productos peligrosos :	Cuando es calentado a descomposición emite humos tóxicos.
Condiciones que contribuyen a polimerización peligrosa :	Ninguna

11.- INFORMACION TOXICOLOGICA.

Cancerígeno : No.	Mutagénico : No.	Corrosivo : No.
Cancerígeno animal : No.	Altamente tóxico : No.	Irritante : No.
Sospecha de cancerígeno : No.	Tóxico : No.	Sensibilizador : No.
Teratogénico : No.	Organo atacado : Pulmones.	-

Tabla A.12. Información Ecológica del Carbonato de Calcio (30-35)



CALCINADOS MINERCA, C.A.

12.- INFORMACION ECOLOGICA.

Persistencia y Degradación:	No aplicable.
Potencial Bioacumulativo:	No aplicable.
Comentarios Adicionales:	No aplicable.

13.- CONSIDERACIONES PARA LA ELIMINACION:

Producto	
Comentario:	Puede ser reutilizado si se recoge seco.

14.- INFORMACION PARA EL TRANSPORTE.

Transporte Terrestre ADR/RID y GGUS/GGVE.	No aplicable
Transporte Interno ADN/ADR	No aplicable
Transporte Marítimo IMDG/GGVSEA	No aplicable
Transporte Aereo ICAO-TI y IATA-DGR	No aplicable

15.- INFORMACION REGLAMENTARIA.

Marcar según directivas EEC	
Símbolo y clasificación de la sustancia:	No aplicable.
Frases de Riesgo:	No aplicable.
Frases de Seguridad:	No aplicable.

16.- OTRA INFORMACIÓN:

Para información más detallada, ponerse en contacto con la Gerencia Técnica.
--

NE

Tabla A.13. Distribución del Tamaño de las Partículas



PARTICLE SIZE DISTRIBUTION

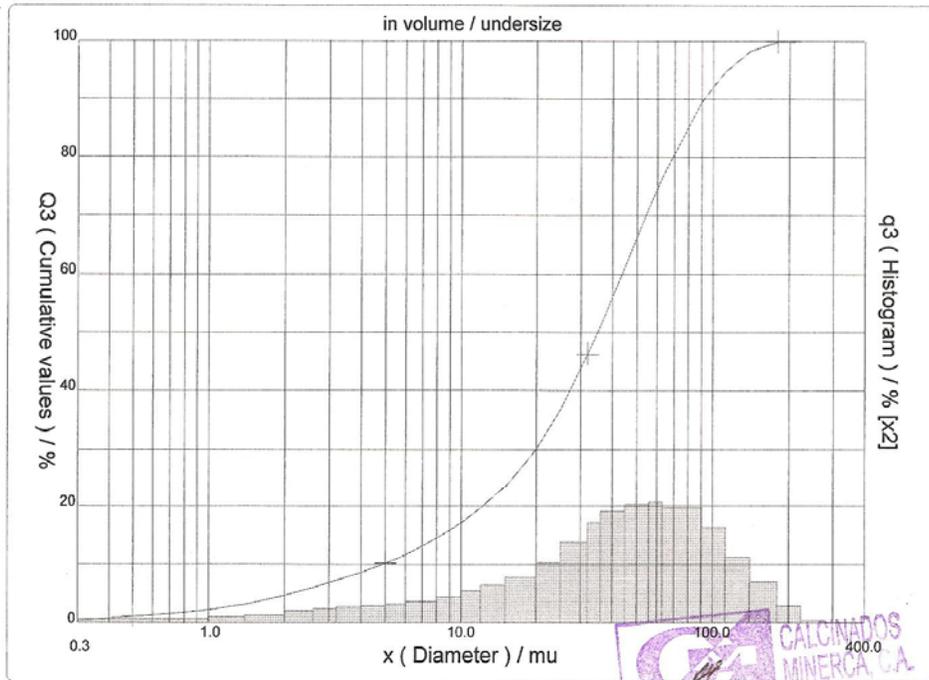
CILAS 920 Liquid

Range : 0.30 mu - 400.00 mu / 30 Classes

Sample Ref : Muestra 30-35	Ultrasounds : 20 s
Type produit : 083016	Concentration : 56
Client : 1	Diameter at 10% : 4.88 mu
Comments : INTECARB	Diameter at 50% : 34.98 mu
Liquid : AGUA	Diameter at 90% : 92.10 mu
Dispersing agent : NO	Fraunhofer
Operator : Marco A. Espinoza O.	Density/Factor -----
Company : Calcinados Minerca C.A.	Specific surface -----
Location : Barquisimeto, Edo.Lara.	Automatic dilution : No / No
Date : 31/07/2008 Time : 09:17:41PM	Meas./Rins. : 20/20/4
Index meas. : 3391	SOP : Carbonato

Customer defined classes										in volume / undersize											
x	1.00	2.00	5.00	10.00	15.00	25.00	40.00	50.00	60.00	70.00	Q3	2.32	4.74	10.17	17.04	23.44	36.81	55.91	66.17	74.45	80.87
x	80.00	90.00	100.0	110.0	120.0	130.0	160.0	180.0	200.0	250.0	Q3	85.73	89.43	92.28	94.47	96.13	97.38	99.35	99.82	99.96	100.00

x : diameter / mu Q3 : cumulative value / % q3 : population density / %



Serial nb : 867 Ref : 2.r116.m14.66A0000/3.30/3391/m26.4.5.10.1Fh.20.5.10.Bh/Q-.0.0.0/70.0.15.g60.2.9.10.1.10.P1900.1.10.N.0/V.5.12/830

Tabla A.14. Especificaciones Técnicas Generales del Carbonato de Calcio (30-35)



CALCINADOS MINERCA, C.A.
 Planta: Zona Industrial II Calle 5 y Sector 7 Barroa 3
 Zona Industrial II Barquisimeto Estado Lara
 Tel: (0254) 4413256

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

CARBONATO DE CALCIO Y MAGNESIO **Intecarb®**

- Mineral = Dolomita. $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$
- Dureza = (3,5 – 4,0) escala de mosh.
- Gravedad Específica = 2,8 (H_2O).
- Densidad = 2,3 lb./gal.
- Carbonatos Totales (Ca, Mg) = 99% mínimo.
- Impurezas Totales (Al, Si, Fe) = 1% máximo.

Análisis químico:

Calcio,	como óxido (CaO)	36,5 %	Como carbonato (CaCO_3)	65,0 %
Magnesio,	como óxido (MgO)	16,5 %	Como carbonato (MgCO_3)	35,0 %
Hierro,	como óxido (Fe_2O_3)	<0,05 %		
Silice,	como óxido (SiO_2)	<0,05 %		



SUSTANCIAS UTILIZADAS

B.1. Aceite Mineral

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

Gravedad Específica: 0,80-0,81.

B.2. Brinvert FLP

Descripción del producto.

Copolímero de origen sintético, compuesto de 25 % de estireno y 75 % de butadieno (hule sintético).

Aplicaciones.

Empleado como agente viscosificante y controlador de filtrado en fluidos base aceite o emulsionados.

Características.

Sólidos en formas de migajas con mayor capacidad de disolución del polímero que las formas bala o molida, por presentar mayor porosidad. Posee una gravedad específica de 0,99.

B.3. Arcilla Organofílica

Este es un aditivo viscosificador y gelificante. Esta bentonita tratada con aminos aumenta la capacidad de acarreo y de suspensión, a tiempo que refuerza los materiales densificantes y mejora la remoción de ripios.

Propiedades Físico-Químicas.

Aspecto físico..... Polvo color blancuzco/acanelado

Gravedad específica..... 1,57

Densidad a granel..... 528 Kg/m³ (33 lbs/ft³)

Aplicaciones

La arcilla organofílica se usa para aumentar la viscosidad y la resistencia del gel en los lodos Versa, con base en aceite, y de los Nova, con base sintética. Este es también eficaz para empaques de tubería revestidora, fluidos de empacadores y píldoras. Esta no se activa plenamente con el cizallamiento ni con la temperatura que generan los tanques. Debe tenerse sumo cuidado de no tratar excesivamente con la arcilla organofílica sino después que el lodo haya circulado por el pozo.

Ventajas

- Proporciona la estructura del gel y la viscosidad que se requieren para suspender los materiales densificantes.
- Mejora la calidad del revoque y las características del filtrado.
- Aumenta la viscosidad del lodo y por consiguiente la capacidad para acarrea y desalojar el ripio.
- Es un eficaz agente gelificante en empaques de tubería revestidora y en fluidos de empacador.

Dosificación

Las concentraciones típicas varían de 5,7 a 28,5 Kg/m³ (2 a 10 lbs/bl) en casi todas las aplicaciones de lodos de perforación, según sea el fluido base y los requisitos del sistema. El aceite mineral generalmente requiere concentraciones más altas que el aceite diesel.

Para aplicaciones especiales, tales como de tubería revestidoras suelen usarse concentraciones de 28,5 a 43 Kg/m³ (10 a 15 lbs/bls).

Toxicidad y Manejo

La arcilla organofilica se debe manejar como cualquier otro producto químico industrial, con equipo de protección personal y observando las precauciones que indica la hoja de datos de Seguridad de Transporte y Materiales. La ARCILLA ORGANOFÍLICA mojado es resbaladiza. Contiene sílice cristalino.

B.4. Lignito

Es un aditivo utilizado para mejorar las propiedades del fluido de perforación. Tiene como función principal el control del filtrado y la estabilización de las propiedades de los lodos a altas temperaturas.

B.5. Carbonato de Calcio (CaCO₃)

Es un aditivo densificante y de puenteo soluble en agua para fluidos de perforación y de reparación/terminación de pozos. Es una caliza muy pura, pulverizada, cuya gravedad específica (GE) es de aproximadamente 2,8. Se puede usar para formular fluidos de hasta 14 lbs/gal.

Propiedades Físico-Químicas

Aspecto físico..... Polvo de color blanco a crema.

Gravedad específica..... 2,7 a 2,9.

Solubilidad en ácido..... 90% en HCl al 15% a temperatura ambiente.

B.6. Barita

Es un mineral de Sulfato de Bario (BaSO₄) que se encuentra en la naturaleza como tal, es el agente densificante que se emplea más comúnmente para lodos. Su

peso específico de 4,2 a 4,3 lo hace más denso que la mayoría de los sólidos de perforación.

Propiedades Físicas

Aspecto físico..... Polvo de varios colores claros: gris, rosado y canelado

Densidad a granel..... 1,714-2,162 Kg/m³ (107-135 lbs/ft³)

Especificaciones API

Gravedad específica..... Mínima de 420 gr/cm³

Solubilidad de material duro (calcio)..... Máxima de 250 mg/Kg

Partículas >75 micras (malla mojada)..... Máximo de 3% en peso

Partículas de < 6 micras (sedimentación)... Máximo de 30% en peso

La barita se usa para aumentar la densidad de cualquier sistema de lodo. En casi todos los fluidos de perforación se pueden alcanzar pesos de hasta 20 lbs/gal sin afectar su aptitud para fluir bien. También es excelente en operaciones de control de pozos para formular fluidos de matar pozos y tapones de barita cuyo peso puede llegar a 22 lbs/gal.

Ventajas

- Es esencialmente densificante.
- Material químico inerte e insoluble.
- Su función es solamente física.
- No reacciona con otros aditivos del fluido de perforación ni interfiere con su desempeño.
- Su abrasividad es mínima.

B.7. Versacoat

Es un surfactante orgánico multipropósito que actúa como aditivo emulsificante y humectante en sistemas a base de aceite. Sus funciones secundarias son el aumento de la estabilidad térmica y el control del filtrado a temperaturas y presiones altas. El Versacoat es eficaz en amplia escala de temperaturas y en presencia de contaminantes, y disminuye los efectos adversos de la contaminación por agua.

Propiedades

Aspecto físico.....	Líquido viscoso color ambarino oscuro
Gravedad específica.....	0,90-0,97
Punto de flama.....	28 °C (83 °C) (PMCC)
Punto de fluidez.....	-28,9 °C (-20 °F)

Ventajas

- Es un aditivo de múltiples aplicaciones.
- Mejora la estabilidad de la emulsión.
- Mejora la humectación con aceite y evita que el agua moje las partículas sólidas.
- Mantiene la estabilidad de las emulsiones de aceite en agua y evita la filtración en presencia de temperaturas y presiones altas.
- Incrementa la estabilidad térmica, la estabilidad de las propiedades reológicas, el control de la filtración y la resistencia a la contaminación de los lodos a base de aceite.

Limitaciones

- Bajo ciertas condiciones, el tratamiento excesivo con VERSACOAT puede diluir los sistemas de lodo.

- Deben tenerse en cuenta las restricciones ambientales locales concernientes al uso de aceites y de fluidos a base aceite, ya que el versacoat se usa conjuntamente con aceite.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

TÍTULO	“EVALUACIÓN DE LOS ACEITES MINERALES VASSA LP-120-0A Y VASSA LP-120-0AE, PARA LA PREPARACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN 100% ACEITE DESEÑADOS PARA LAS PERFORACIONES COSTA AFUERA EN EL CAMPO DRAGÓN-NORTE DE PARIA”.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
DÍAZ N; LIG SARET DEL V.	CVLAC: 16.490.771 E MAIL: ligsaretdiaz@gmail.com
MOTA R; MADGLORYS A.	CVLAC: 17.654.419 E MAIL: lulimr18@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Aceites Minerales.

Diseño.

Fluidos 100% Aceite.

Campo Dragón.

Perforaciones Costa Afuera.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

La presente investigación permitió evaluar los aceites minerales VASSA LP-120-0A y VASSA LP-120-OAE, con la finalidad de diseñar un fluido de perforación 100% aceite para ser utilizado en las perforaciones Costa Afuera en el Campo Dragón-Norte de Paria. El desarrollo del proyecto se inició con las formulaciones de los sistemas de fluidos de perforación 100% aceite que se adaptaran a las condiciones operacionales Costa Afuera. Posteriormente, se comprobó la estabilidad térmica de los sistemas y sus propiedades reológicas a través del envejecimiento de los fluidos a 300 °F de temperatura y 150 lpc de presión durante 16 horas continuas. Una vez finalizadas las pruebas y de acuerdo a los resultados obtenidos se pudo concluir que el fluido preparado con el aceite mineral VASSA LP-120-OAE presento mejor comportamiento reológico y un mejor control en las pérdidas de filtrado, por tal motivo resulta éste el más óptimo para ser usado en perforaciones Costa Afuera.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Salas, Roberto.	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	3.413.775			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Patiño, Rayda.	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	8.456.765			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Galindo, María.	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	9.768.098			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	10	20
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Aceites Minerales.doc	Aplicación / msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x
y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ **3 MESES** _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo _____

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre-Grado. _____

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo. _____

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui. _____

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS:

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 44 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO: LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO.

AUTOR 1

Díaz N; Lig Saret Del V

AUTOR 2

Mota R; Madglorys A.

TUTOR

Salas , Roberto

JURADO

Patiño, Rayda

JURADO

Galindo, María

COORDINADORA DE LA SUBCOMISION DE TESIS

Ing. Rayda Patiño