

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**EVALUACIÓN DEL USO DE ARCILLA ORGANOFÍLICA GASTADA
COMO ADITIVO REOLÓGICO PARA EL DISEÑO DE UN FLUIDO
DE PERFORACIÓN SINTÉTICO (SBM) PARA LA SECCIÓN DE
PRODUCCIÓN**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO-EXPERIMENTAL

FABIAN ALEJANDRO HIDALGO MALDONADO

fabian.hidalgo@epn.edu.ec

Director: MSc. PABLO DANIEL BENALCÁZAR FLORES

pablo.benalcazar@epn.edu.ec

Quito, abril 2020

DECLARACIÓN

Yo, Fabián Alejandro Hidalgo Maldonado, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional alguna; y, que las referencias bibliográficas mencionadas en este trabajo han sido consultadas.

A través de la presente declaración, cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y la normativa institucional vigente.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Fabián', is written over a horizontal line. The signature is stylized and cursive.

Fabián Alejandro Hidalgo Maldonado

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Fabián Alejandro Hidalgo Maldonado, bajo mi supervisión.

MSc. Pablo Daniel Benalcázar Flores
DIRECTOR DEL TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

Por todo el amor, sacrificio y esfuerzo entregado a todos sus hijos, agradezco infinitamente a mis padres; Fabián y Bety, quienes han estado presentes en todo momento y bajo cualquier circunstancia brindándome su apoyo incondicional. Gracias papás, los amo.

A mis hermanas, Andrea y María José, quienes siempre han creído en mí y han estado conmigo por sobre cualquier situación. Además, de permitirme ser el tío de 4 maravillosos pequeños Joshua, Alejandra, Ana Paula y Amelia, que llenan de alegría la casa. Los amo.

A los profesores que tuve durante la carrera y de los que aprendí tanto.

A mi director, Pablo. Quien sin su guía no habría sido posible culminar este trabajo.

Al Ing. William, quien me ofreció su ayuda durante la realización de la parte práctica del trabajo.

A la Escuela Politécnica Nacional, por convertirse en mi Alma Mater.

Y a cada una de las personas que formaron parte de esta etapa de mi vida.

Muchas gracias a todos.

Fabián Alejandro Hidalgo Maldonado

DEDICATORIA

Quiero dedicar este logro y todo mi esfuerzo a mis padres Fabián y Bety, quienes me enseñaron a valorar las cosas pequeñas que ofrece la vida y que llenan el alma.

Los amo con toda el alma.

Fabián Alejandro Hidalgo Maldonado

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	X
ÍNDICE DE TABLAS.....	XII
SIMBOLOGÍA.....	XIV
RESUMEN.....	XV
ABSTRACT.....	XVI
CAPITULO 1.....	2
1 INTRODUCCIÓN.....	2
1.1 PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN.....	2
1.2 JUSTIFICACIÓN TEÓRICA.....	2
1.3 JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA.....	2
1.4 JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA.....	2
1.5 OBJETIVO GENERAL.....	3
1.6 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
CAPITULO 2.....	4
2 MARCO TEÓRICO.....	4
2.1 PERFORACIÓN DE POZOS.....	4
2.1.1 ANTECEDENTES.....	4
2.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	7
2.2.1 SISTEMA DE CIRCULACIÓN DEL LODO.....	8
2.2.2 PROPIEDADES DEL LODO.....	9

2.2.3	FUNCIONES DEL LODO.....	18
2.2.4	CLASIFICACIÓN DE LOS LODOS.....	26
2.3	LODOS DE PERFORACIÓN DE BASE SINTÉTICA.....	34
2.3.1	COMPOSICIÓN QUÍMICA.....	35
2.3.2	PROPIEDADES.....	36
2.3.3	TIPOS DE FLUIDOS SINTÉTICOS (SBM)	38
2.4	BIODIESEL.....	41
2.4.1	BIOMASA.....	42
2.4.2	OBTENCIÓN DEL BIODIESEL.....	43
2.4.3	OTRAS FUENTES.....	50
2.5	ASPECTOS PRINCIPALES PARA EL DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN	51
2.5.1	CUENCA ORIENTE.....	52
2.5.2	FORMACIONES PRODUCTORAS	54
2.5.3	CONSTRUCCIÓN DE UN POZO	59
2.5.4	ADITIVOS.....	63
2.5.5	HIDRÁULICA.....	69
2.6	DISPOSICIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	73
2.6.1	IMPACTO AMBIENTAL.....	73
2.6.2	NORMATIVA	75
CAPITULO 3.....		78
3	DESCRIPCIÓN EXPERIMENTAL	78
3.1	PREPARACIÓN DE LAS PARTES	78
3.1.1	ACTIVACIÓN DE LA ARCILLA ORGANOFÍLICA GASTADA	79
3.1.2	PREPARACIÓN DE LA SALMUERA.....	80
3.1.3	PREPARACIÓN DE LAS MUESTRAS	82
3.2	ANÁLISIS DE LABORATORIO	84

3.2.1	Peso del lodo.....	84
3.2.2	Viscosidad de embudo	86
3.2.3	Filtrado	89
3.2.4	Contenido de solidos	91
3.2.5	Viscosímetro cilíndrico concéntrico.....	93
3.2.6	Cloruros.....	96
3.2.7	pH.....	98
CAPITULO 4.....		99
4	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	99
4.1	ARCILLA ORGANOFÍLICA	99
4.2	SELECCIÓN DEL VISCOSIFICANTE	100
4.2.1	CAB-O-SIL TS-610.....	100
4.2.2	CAB-O-SIL M-5	101
4.2.3	COMPARACIÓN	101
4.3	CANTIDAD DE ARCILLA	102
4.4	ANÁLISIS DE MUESTRAS	104
4.4.1	Densidad	105
4.4.2	Viscosidad de embudo	108
4.4.3	Contenido de sólidos	110
4.4.4	Reología	111
4.4.5	Filtrado	116
4.4.6	Cloruros.....	118
4.4.7	pH.....	121
CAPITULO 5.....		123
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	123
5.1	CONCLUSIONES	123
5.2	RECOMENDACIONES	124

6	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	125
	ANEXOS.....	130

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2-1. REPRESENTACIÓN DE UN TALADRO DE PERFORACIÓN EN LA CHINA ANTIGUA.....	5
FIGURA 2-2. TIPOS DE GELES.....	15
FIGURA 2-3. GRÁFICA PRESIÓN VS PROFUNDIDAD.....	20
FIGURA 2-4. FLUIDOS DE BASE TÍPICOS DE UN LODO DE PERFORACIÓN.....	27
FIGURA 2-5. FLUIDO DE BASE AIRE (DENSIDAD ENTRE 0.0012 Y 0.012 [g/cm ³]).....	29
FIGURA 2-6. VISCOSIDAD VS TEMPERATURA, COMPARACIÓN ENTRE FLUIDOS BASE.....	37
FIGURA 2-7. ESTRUCTURA MOLECULAR DE UN GLICÉRIDO.....	43
FIGURA 2-8. OBTENCIÓN DE UN TRIGLICÉRIDO.....	44
FIGURA 2-9. HIDRÓLISIS DE ÁCIDOS GRASOS.....	45
FIGURA 2-10. ESTRUCTURA MOLECULAR, MONOGLICÉRIDOS Y DIGLICÉRIDOS.....	46
FIGURA 2-11. TRANSESTERIFICACIÓN DE UNA GRASA.....	47
FIGURA 2-12. MAPA DE UBICACIÓN DE LA CUENCA ORIENTE.....	53
FIGURA 2-13. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE.....	55
FIGURA 2-14. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CRETÁCICO DE LA CUENCA ORIENTE.....	57
FIGURA 2-15. ESTRUCTURA DE LAS ARCILLAS.....	65
FIGURA 3-1. ARCILLA ORGANOFÍLICA ACTIVA.....	80
FIGURA 3-2. MEZCLADORAS.....	83
FIGURA 3-3. MUESTRAS DE LODO.....	84
FIGURA 3-4. BALANZA DE LODOS (VISTA SUPERIOR).....	86
FIGURA 3-5. BALANZA DE LODOS (VISTA FRONTAL).....	86
FIGURA 3-6. EMBUDO DE MARSH (VISTA SUPERIOR).....	88
FIGURA 3-7. EMBUDO DE MARSH (VISTA LATERAL).....	88
FIGURA 3-8. CÁMARA DE FILTRADO.....	90
FIGURA 3-9. COSTRA DE LODO.....	91
FIGURA 3-10. RETORTA (VISTA FRONTAL).....	93
FIGURA 3-11. VISCOSÍMETRO OFFITE 800.....	95

FIGURA 3-12. PRUEBA DE TITULACIÓN DE CLORUROS.....	97
FIGURA 3-13. MUESTRA TITULADA.....	97
FIGURA 3-14. MEDICIÓN DE PH.....	98
FIGURA 4-1. GRÁFICA COMPARATIVA ENTRE PRODUCTOS TS-610 Y M-5	102
FIGURA 4-2. EFECTO DE LA ARCILLA ORGANOFÍLICA EN LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO.....	104
FIGURA 4-3. GRÁFICA COMPARATIVA DE DENSIDADES DE LAS MUESTRAS	107
FIGURA 4-4. COMPARACIÓN DE LA VISCOSIDAD DE EMBUDO DE LAS MUESTRAS.....	109
FIGURA 4-5. PORCENTAJE DE SÓLIDOS DE LAS MUESTRAS ANALIZADAS	111
FIGURA 4-6. MUESTRAS CON SALMUERA DE 80 000 PPM.....	113
FIGURA 4-7. MUESTRAS CON SALMUERA DE 120 000 PPM.....	114
FIGURA 4-8. VISCOSIDAD PLÁSTICA Y YIELD POINT.....	115
FIGURA 4-9. VOLUMEN DE FILTRADO Y ESPESOR DE COSTRA DE LAS MUESTRAS.....	117
FIGURA 4-10. GRÁFICO COMPARATIVO DE RESULTADOS DE CLORUROS OBTENIDOS DE LAS MUESTRAS.....	120
FIGURA 4-11. GRÁFICO COMPARATIVO DE RESULTADOS DE PH OBTENIDOS DE LAS MUESTRAS.....	122

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2-1. DENSIDAD DE LOS COMPONENTES MÁS COMUNES DE UN LODO DE PERFORACIÓN	9
TABLA 2-2: COMPONENTES TÍPICOS DE UN LODO BASE ACEITE.....	33
TABLA 2-3. COMPARACIÓN DE PROPIEDADES DE UN FLUIDO SINTÉTICO Y ACEITE MINERAL DE BAJA TOXICIDAD	38
TABLA 2-4. REQUERIMIENTOS PARA EL BIODIESEL. ESTÁNDAR INTERNACIONAL (EN 14214).....	48
TABLA 2-5. PROPIEDADES DE LODO PARA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN SUPERFICIAL	61
TABLA 2-6. PROPIEDADES DEL LODO PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN INTERMEDIA.....	62
TABLA 2-7. PROPIEDADES DE LODO PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE INTERÉS	63
TABLA 2-8. CARACTERIZACIÓN FÍSICA DE LA ARCILLA DE BLANQUEO PURA Y USADA	66
TABLA 2-9. ANÁLISIS QUÍMICO DE LA ARCILLA DE BLANQUEO PURA Y USADA	67
TABLA 2-10. PROPIEDADES TÍPICAS, CAB-O-SIL M-5.....	68
TABLA 3-1. KCL BRINE DATA.....	81
TABLA 3-2. CARACTERÍSTICAS DE LAS MUESTRAS DE ANÁLISIS.....	83
TABLA 3-3. CARACTERÍSTICAS MUESTRA 1	92
TABLA 4-1. RESULTADOS OBTENIDOS DE LA RETORTA DE 50 ML PARA LA MUESTRA DE ARCILLA ORGANOFÍLICA	99
TABLA 4-2. RESULTADOS DE VISCOSIDAD DE EMBUDO PARA CAB-O-SIL TS-610.....	100
TABLA 4-3. RESULTADOS DE VISCOSIDAD DE EMBUDO PARA CAB-O-SIL M-5	101
TABLA 4-4. VISCOSIDAD DE EMBUDO PARA DIFERENTES AGREGADOS DE ARCILLA ORGANOFÍLICA	103
TABLA 4-5. DESCRIPCIÓN DE MUESTRAS ANALIZADAS.....	105
TABLA 4-6. DENSIDAD OBTENIDA DE LAS MUESTRAS	106

TABLA 4-7. VISCOSIDAD DE EMBUDO OBTENIDA DE LAS MUESTRAS	108
TABLA 4-8. CONTENIDO DE SÓLIDOS OBTENIDO DE LAS MUESTRAS	110
TABLA 4-9. VALORES DE VISCOSÍMETRO OBTENIDOS DE LAS MUESTRAS	112
TABLA 4-11. RESULTADOS DE FILTRADO OBTENIDOS DE LAS MUESTRAS	116
TABLA 4-12. RESULTADOS DE TITULACIÓN OBTENIDOS DE LAS MUESTRAS.....	119
TABLA 4-13. pH OBTENIDOS DE LAS MUESTRAS	121

SIMBOLOGÍA

WBM	Water Base Mud
OBM	Oil Base Mud
SBM	Synthetic Base Mud
VP	Viscosidad plástica
YP	Yeld Point
Cp	centipoise
mL	mililitros
SF	Synthetic fluids
ppm	partes por millón
ppg	pound per galon
lpg	libras por galón
Ph	Presión hidrstática
TVD	True Vertical Deep
MW	Mud weight
Ff	Factor de flotación
AO	Arcilla organofílica
AOH	Arcilla organofílica húmeda
AOS	Arcilla organofílica seca
GE	Gravedad específica
τ	Esfuerzo de corte
LAO	Linear Alpha Olephine
PAO	Poli Alpha Olephine
IO	Internal Olephine
LAB	Lineal Alquil-Bencene
FFA	Free Fatty Acids
LTMO	Low Toxicity Mineral Oil

RESUMEN

La perforación de un pozo de petróleo debe su éxito al sistema de circulación de fluido. La base de este sistema es el fluido de circulación o lodo de perforación el cual puede tener como fase continua una diversidad de opciones (agua, aceite, gas) y su elección dependerá de las necesidades y posibilidades existentes.

En los últimos años se han realizado grandes esfuerzos por mitigar la contaminación industrial. En la industria petrolera, no ha sido la excepción y se realizan innumerables investigaciones relacionadas a este tema de gran importancia.

Así, se ha planteado introducir en la perforación fluidos sintéticos, provenientes de grasas animales o vegetales, como base para la elaboración de lodos de circulación. Los estudios demuestran que estos fluidos facilitan la perforación de pozos por sus cualidades similares a las de un fluido base aceite de origen mineral o derivado de hidrocarburos. Diferenciados de estos últimos por sus propiedades amigables al ambiente que contribuyen enormemente a minimizar el impacto ambiental generado en esta fase de la obtención de hidrocarburos.

A estos beneficios de los aceites sintéticos se busca evaluar su afinidad con materiales reciclados; en este caso con arcilla organofílica gastada, usada como filtro de blanqueamiento de aceites comestibles. De esta manera, dar un nuevo uso a un desecho que es generado en altos volúmenes diariamente.

Palabras clave: Fluido de perforación sintético, arcilla organofílica, impacto ambiental, perforación rotatoria, análisis de laboratorio.

ABSTRACT

Drilling an oil well owes its success to the fluid circulation system. The basis of this system is the circulating fluid or drilling mud, which can have as a continuous phase a variety of options (water, oil, gas) and its choice will depend on the existing needs and possibilities.

In recent years, great efforts have been made to mitigate industrial pollution. In the oil industry, it has not been the exception and several investigations related to this topic of great importance are carried out.

Thus, it has been proposed to introduce synthetic fluids, derived from animal or vegetable fats, into drilling as a basis to elaborate synthetic base muds. Studies indicate that these fluids improve well drilling due to their qualities similar to those of an oil-based fluid of mineral origin or derived from hydrocarbons. Differentiated from the latter by their environmentally friendly properties that greatly contribute to minimizing the environmental impact generated in this phase of hydrocarbons production.

To evaluate these benefits of synthetic oils affinity with recycled materials; in this case with spent organophilic clay, used as a whitening filter for edible oils. In this way, give a new use to a waste that is generated in high volumes daily.

Keywords: Synthetic base mud, organophilic clay, environmental impact, rotary drilling, laboratory analysis.

CAPITULO 1

1 INTRODUCCIÓN

1.1 PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

¿Es viable el uso de arcilla organofílica gastada como aditivo reológico para el diseño de un fluido de perforación sintético (SBM) en la sección de producción?

1.2 JUSTIFICACIÓN TEÓRICA

En cualquier proyecto de perforación, los operadores deben lograr un equilibrio entre la minimización del impacto ambiental, el mantenimiento de la estabilidad del pozo y la maximización de la eficiencia de la perforación (Schlumberger, 2007).

Las arcillas organofílicas usadas en la refinación de aceites vegetales son aditivos recuperables que podrían reutilizarse como materiales para la preparación de fluidos de perforación sintéticos. Este es el principal objetivo en el cual se basará el trabajo de titulación.

1.3 JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA

Los fluidos de perforación deben presentar un conjunto de características que permitan servir a varios propósitos como suspensión de recortes, control de presión, estabilización de la formación, lubricar y enfriar la broca, entre otros (Dankwa, et al. 2018).

La Acidez o Alcalinidad de un fluido afecta drásticamente en las propiedades estáticas y de flujo, en la resistencia del gel, en el control de la corrosión, en el rendimiento de las arcillas, en las pérdidas de filtrado, etc. (Miranda, 2016).

Por estas razones, resulta necesario que las muestras de fluido sean sometidas a pruebas y ensayos de laboratorio como pruebas de filtrado y pH, entre otras. De esta manera obtener información valiosa que permitirá conocer las características del fluido y en qué medida puede ser mejor para alcanzar su máximo potencial.

También es importante analizar la reología y tixotropía del fluido con la finalidad de: Determinar los cambios de presión en el interior del pozo durante un viaje y el tipo de flujo; Analizar la contaminación del fluido de perforación; Calcular pérdidas de presión por fricción. (Miranda, 2016)

Debido a que en el país no se han realizado perforaciones con fluidos sintéticos no podemos hacer una comparación de parámetros para avalar que el fluido base elaborado demuestre capacidad de limpieza del agujero. Así, con los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio se analizará la hidráulica de una operación hipotética bajo condiciones estándar y con un ensamblaje de fondo utilizado en la perforación de un pozo en la cuenca oriente.

1.4 JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA

El diseño de fluidos sintéticos empleando arcilla organofílica gastada facilitará una alternativa viable para minimizar el impacto ambiental que genera el desecho de los fluidos utilizados en la perforación de pozos de petróleo. Además, brindará un aporte bibliográfico sobre los fluidos de perforación sintéticos y su diseño.

El reciclaje de residuos producidos en operaciones anteriores es una opción importante en la actualidad. Por lo que demostrar que es viable la reutilización de arcilla organofílica gastada para la elaboración de fluidos de perforación sintéticos significaría un gran aporte para la disminución del impacto ambiental generado por la industria hidrocarburífera.

1.5 OBJETIVO GENERAL

Evaluar si el uso de arcilla organofílica gastada como aditivo reológico para el diseño de un fluido de perforación sintético (SBM) en la sección de producción es viable.

1.6 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Investigar e identificar el impacto ambiental generado por el desecho de fluidos de perforación.
- Resaltar el aporte del biodiesel para la mitigación del impacto ambiental.
- Describir las características y propiedades de la arcilla.
- Evaluar el estado de la arcilla organofílica gastada.
- Desarrollar pruebas de laboratorio y observación del comportamiento del fluido

CAPITULO 2

2 MARCO TEÓRICO

2.1 PERFORACIÓN DE POZOS

2.1.1 ANTECEDENTES

La perforación de pozos se ha llevado a cabo durante miles de años. Desde los años 1700 a.c. los chinos desarrollaron una amplia experiencia en la obtención de sal. Existe evidencia que para la época se habían perforado más de 10,000 pozos de profundidades mayores a los 500 metros. Se le conoce como "cable de percusión" a esta tecnología usada durante esta época (Alafita, 1990).

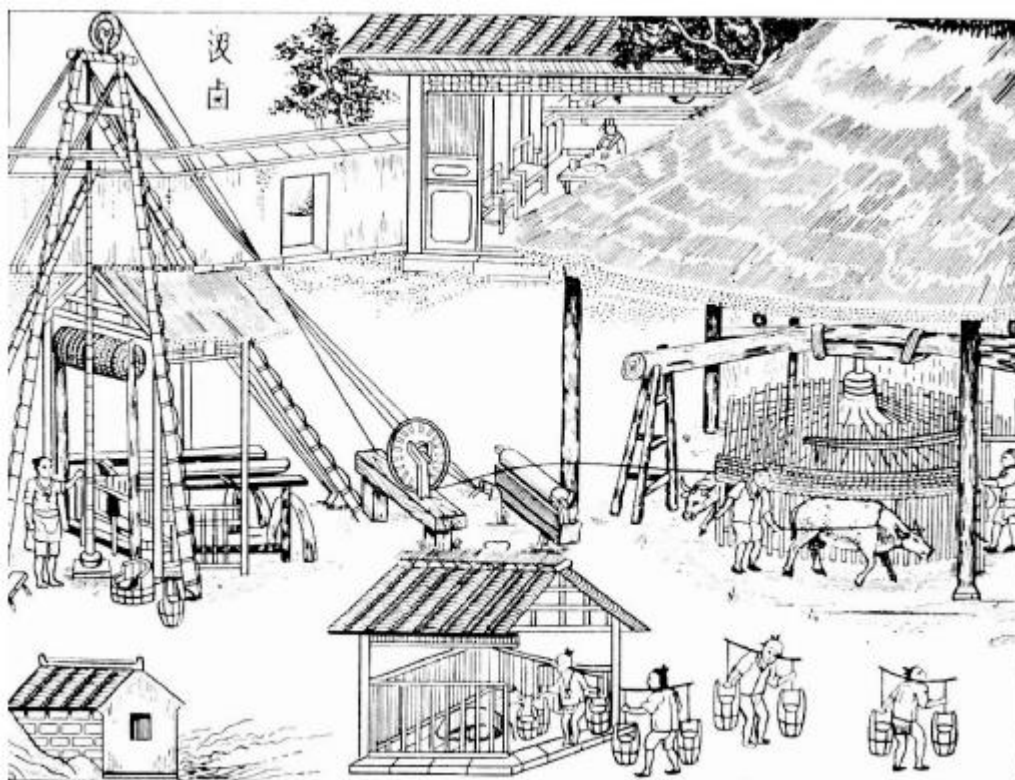
En la figura 2.1 se muestra una representación de lo que fue un taladro de perforación en la china antigua.

Este método de fracturar o desgastar por rozamiento fue heredado por la industria petrolera en el siglo XIX, sin embargo, para alcanzar los estratos de aceite se hizo con adelantos en la perforación ya logrados por la revolución industrial (Alafita, 1990).

Los sistemas para perforar los diferentes estratos del subsuelo, hasta alcanzar las formaciones o depósitos donde se hallan los mantos petrolíferos, se necesitó simultáneamente del trabajo de una operación paralela. Estos trabajos en paralelo consisten en proteger las paredes del pozo para evitar derrumbes y para aislar las formaciones de la columna estratigráfica que son perforadas, de una eventual perturbación ocasionada por agua o gas (Alafita, 1990).

El sistema para impedir derrumbes en la excavación también evolucionó, desde el más antiguo revestimiento en el que se protegía las paredes del pozo con largas barreras de bambú, hasta un sistema de corrida de tubería de mayor diámetro que etapa tras etapa va alcanzando mayor profundidad a la par de la columna que va perforando las formaciones del subsuelo (Alafita, 1990).

FIGURA 2-1. REPRESENTACIÓN DE UN TALADRO DE PERFORACIÓN EN LA CHINA ANTIGUA



Fuente: (Kopey, 2007)

2.1.1.1 Perforación rotatoria

Las formaciones perforadas y en especial las arenas que no están bien consolidadas se derrumbaban cuando son sometidas a la vibración producto del

funcionamiento de las herramientas de percusión. Para impedir que los derrumbes bloquearan los trabajos se desarrollaron herramientas que aplicaran una fuerza transversal sobre las formaciones y así reducir notablemente la vibración brusca resultado de la perforación mediante percusión. (Alafita, 1990)

La apertura para el uso de sistemas rotatorios en la perforación de pozos se dio en el año 1901, en el campo Spindletop, cerca de Beaumont Texas, EEUU. El sistema rotatorio de perforación consiste en el accionar en espiral de herramientas de raspa y astillado, que por efecto de la presión hacia abajo, y el corte y molienda de una barrena giratoria que es impulsada por la "sarta de perforación" (tubería de acero que se extiende a lo largo desde el extremo superior de la torre hasta la punta de la barrena) (Alafita, 1990).

Su aplicación permitió la corrida de tubería a grandes profundidades con pérdidas mínimas del diámetro de perforación y un ahorro notable en tubería de revestimiento; además fue una gran ventaja para adentrar en formaciones no consolidadas en las que se prohibió el empleo de herramientas de cable de percusión. (Alafita, 1990)

2.1.1.2 *Fluido de perforación*

Según (Pozo, 2015); la intervención de los lodos de perforación data de 1833 cuando Flauvile, un ingeniero francés, en una operación de perforación con cable de percusión observó que el pozo alcanzó un acuífero y el agua que brotaba sacaba los recortes fuera del hoyo. Flauvile ideó un sistema para bombear agua dentro del pozo a través de la tubería de perforación y que esta retorne a superficie por las paredes del agujero.

De esta manera, se sustituyen los anticuados métodos usados para evitar derrumbes y lograr la protección del hoyo perforado.

En el año 1900, durante la perforación de un pozo de petróleo en Spindletop, Texas, los trabajadores bombearon una mezcla viscosa de agua y arcilla al interior del pozo obteniendo resultados favorables. Razón suficiente para que se incorporara el uso de mezclas de agua y arcilla, en un inicio sin control de sus propiedades. (Pozo, 2015)

La primera vez que el fluido de perforación fue introducido como tal fue alrededor del año 1913 para el control de la presión en el pozo. En la época de 1920 y 1930 surgen las primeras empresas estadounidenses que se especializan en el desarrollo, distribución e ingeniería de los fluidos y componentes de los lodos de perforación. En las siguientes décadas, las empresas de fluidos de perforación incluyeron desarrollos e investigaciones en materia de química que entregaron mejoras importantes en la eficiencia y estabilidad de la perforación y la productividad de los pozos. (Schlumberger, 2013)

2.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación, mejor conocido en la industria como lodo de perforación aludiendo a las características resultantes de la mezcla de sus componentes, es definido por el instituto americano del petróleo (API) como un fluido de circulación, usado en la perforación rotatoria, para cumplir algunas o todas las funciones requeridas por la operación. (Benitez, 1982)

El lodo puede estar constituido por cualquier sustancia o mezcla de sustancias con propiedades físicas y químicas adecuadas, como: aire o gas, agua, petróleo o combinaciones de agua y aceite con un porcentaje de sólidos definido. El fluido no debe ser tóxico, corrosivo o inflamable, y debe ser inerte a la contaminación por sales solubles o minerales, inmune al desarrollo de bacterias y estable a las altas

temperaturas. Además, debe mantener sus características según el requerimiento de la operación. (Lomas & Calderón, 2015)

Es un punto crítico para lograr una operación exitosa. El propósito fundamental del lodo es brindar seguridad a las operaciones ejecutadas al momento de penetrar las diferentes formaciones o estratos necesarios para alcanzar las reservas de gas o petróleo. Y permitir la construcción del pozo a la mayor rapidez posible.

2.2.1 SISTEMA DE CIRCULACIÓN DEL LODO

El lodo cumple un circuito desde el momento en que se mezclan sus componentes, es inyectado a través de la sarta de perforación al pozo y retorna a superficie por el espacio que existe entre la pared del hoyo y la sarta conocido como espacio anular. Luego pasa por etapas de limpieza o purificación del fluido, en las que se trata de recuperar las propiedades iniciales para posteriormente ser nuevamente inyectado y repetir el ciclo de operación.

Las propiedades del lodo influyen en gran medida en la tasa de penetración de la broca y esto en el número de días necesarios para alcanzar la profundidad objetivo. Existen además otros factores que pueden afectar la perforación y que pueden ser eludidos con un correcto diseño del fluido, como: retrasos provocados por zonas de lutitas inestables, pega de tubería, pérdida de circulación, entre otros. Añadiendo que el fluido afectará a la evaluación de la formación y su consecuente producción. (Darley & Gray, 1988)

En el anexo 1 se representa un esquema en general del recorrido o circuito típico que realiza el lodo de perforación durante una operación.

2.2.2 PROPIEDADES DEL LODO

El lodo de perforación posee propiedades fisicoquímicas que deben ser debidamente controladas conforme avanza la perforación del pozo. Como son:

2.2.2.1 Densidad

Se define como el peso por unidad de volumen. Dimensionalmente es la relación entre unidad de masa y unidad de volumen (M/L^3).

Usualmente expresada en libras por galón (lb/gal), ppg por sus siglas en inglés (pound per gallon), en libras por pie cúbico (lb/ft^3) o comparada con el peso de un volumen igual de agua para obtener la gravedad específica (GE). (Darley & Gray, 1988)

El control de esta propiedad es muy importante ya que junto a la profundidad vertical verdadera (TVD) del pozo se calcula la presión hidrostática de la columna de fluido. Debido a esto resulta conveniente expresar la densidad en términos de libras por pulgada cuadrada por pie (psi/ft).

TABLA 2-1. DENSIDAD DE LOS COMPONENTES MÁS COMUNES DE UN LODO DE PERFORACIÓN

Material	Unidad				
	gr/cm ³	lb/gal	lb/ft ³	lb/bbl	kg/m ³
Agua	1	8.33	62.4	350	1000
Aceite	0.8	6.66	50	280	800
Barita	4.3	35.8	268	1500	4300
Arcilla	2.5	20.8	156	874	2500
Sal	2.2	18.3	137	770	2200

Fuente: (Darley & Gray, 1988)

En la tabla 2.1 podemos encontrar valores de densidad de los compuestos mayormente utilizados para la elaboración de fluidos de perforación, con sus respectivas equivalencias en diferentes unidades. Entre los que destaca la densidad del agua, 8.33 ppg, que es un referente para la medición de la densidad de los fluidos.

2.2.2.2 Reología

Denominado así al estudio de la deformación y las características de flujo de las sustancias. (Mott, 2006)

Según Benitez (1982), de acuerdo con esta ciencia los fluidos resisten al flujo principalmente por:

- Fricción por resbalamiento entre las capas moleculares del fluido.
- Fuerzas que se forman en la estructura del fluido, que tratan de formar estructuras semirrígidas, que se quiebran temporalmente durante la agitación inducida por el flujo actual.

2.2.2.3 Viscosidad

En términos generales, la viscosidad es una medida a la resistencia al flujo que presentan los fluidos. Ahondando un poco más, la viscosidad es la oposición interna del fluido originada por la atracción de las moléculas del líquido; entre mayor sea la resistencia, mayor será la viscosidad. Esta propiedad debe ser suficientemente alta para que el lodo pueda cumplir con las funciones requeridas. (Datalog, 2001)

2.2.2.3.1 Esfuerzo de Corte y Velocidad de Corte

En términos técnicos la viscosidad (μ) se puede describir como la relación del esfuerzo de corte (τ) a la velocidad de corte (γ). Por definición:

$$\text{Viscosidad } (\mu) = \frac{\text{esfuerzo de corte } (\tau)}{\text{velocidad de corte } (\gamma)} \quad (1)$$

- **Esfuerzo de corte:** Denotado con la letra griega tau (τ). Se define a esta variable como la fuerza requerida para que una unidad de área de una sustancia se deslice sobre otra. (Mott, 2006)

Dimensionalmente es la relación de una fuerza para un área (F/L^2), medida en unidades (N/m^2) que es igual a 1 pascal (Pa) o en (lb/ft^2).

- **Velocidad de corte:** Un fluido presenta múltiples capas dependiendo de su espesor. Las capas fluyen a distintas velocidades dependiendo de la superficie en contacto. Un ejemplo de ello es que el corte o movimiento ocurre más fácilmente entre capas de fluido que entre la capa exterior del fluido y la pared de una tubería, el fluido que está en contacto con la pared fluye a una velocidad menor a la que fluyen las capas internas. La velocidad de corte es la velocidad a la cual una capa pasa por delante de la otra. (Villarroel, 2014)

2.2.2.3.2 Viscosidad Plástica

Se define como viscosidad plástica a la viscosidad que resulta de la fricción mecánica entre: Sólidos, Sólidos y Líquidos, Líquidos. (Muñoz & Manrique, 2012)

Es obtenida de la diferencia que existe entre las medidas del viscosímetro a 600 RPM (Θ_{600}) y 300 RPM (Θ_{300}). (Muñoz & Manrique, 2012)

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (2)$$

Descrito por (Villarreal, 2014), la viscosidad plástica es afectada principalmente por:

- La concentración de sólidos
- El tamaño y la forma de los sólidos
- La viscosidad de la fase fluida
- La presencia de algunos polímeros de cadena larga
- Las relaciones Aceite-Agua (A/A) o Sintético-Agua (S/A) en los fluidos de emulsión inversa.

2.2.2.3.3 *Viscosidad Aparente*

La viscosidad aparente (μ_a) es una medida relativa a la resistencia del fluido a entrar en movimiento. Por efectos de adhesión y cohesión ocasionados por la atracción entre las moléculas y el comportamiento de las partículas suspendidas en el fluido de perforación. (Muñoz & Manrique, 2012)

La viscosidad aparente se mide a partir de los resultados obtenidos en el viscosímetro. A 300 RPM (Θ_{300}) o la mitad de la indicación del viscosímetro a 600 RPM (Θ_{600})

$$\mu_a = \frac{\theta_{600}}{2} = \theta_{300} \quad (3)$$

2.2.2.3.4 *Viscosidad Efectiva*

La viscosidad efectiva (μ_e) hace referencia a la viscosidad de un fluido bajo condiciones de flujo específicas. Dentro de estas condiciones se incluyen: la velocidad de corte, la geometría de la superficie de flujo, la presión y la temperatura. (Villarreal L. C., 2014)

2.2.2.4 *Punto cedente*

El punto cedente (Yield Point) indica las fuerzas coloidales entre las partículas del fluido, lo que permite estimar su capacidad para arrastrar los recortes de la formación en condiciones dinámicas. (García & Hernández, 2017)

Citando a Muñoz & Manrique (2012) estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas. El punto cedente es una medida de estas fuerzas bajo las condiciones de flujo, y depende de:

- Las propiedades de la superficie de los sólidos contenidos en el lodo,
- La concentración en volumen de estos sólidos,
- El ambiente iónico del líquido que rodea los sólidos

La capacidad de limpieza del fluido de perforación se relaciona estrechamente con el punto cedente y generalmente se incrementa su valor por efecto de la acción de los contaminantes solubles como el carbonato, calcio, y por los sólidos reactivos de las formaciones perforadas. El punto cedente se mide con la ayuda del viscosímetro y sus unidades son $lb/100\text{ ft}^2$. (Lomas & Calderón, 2015)

$$YP = \theta 300 - \mu_p \quad (4)$$

2.2.2.5 Tixotropía y Esfuerzos de gel

De acuerdo con (Villarroel, 2014), la tixotropía es una propiedad demostrada por algunos fluidos que presentan comportamientos distintos cuando están en reposo o en movimiento. Los fluidos con características tixotrópicas forman estructuras moleculares de gel cuando están estáticos, recuperando su estructura natural al entrar en movimiento cuando se aplica un esfuerzo de corte. Se relaciona esta propiedad con la capacidad de suspensión del fluido y se controla, en la misma forma, como se controla el punto cedente.

Esta fuerza debe ser lo suficientemente baja para:

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

La resistencia de gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, tiempo y temperatura.

Los esfuerzos de gel excesivos pueden causar complicaciones, tales como:

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

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

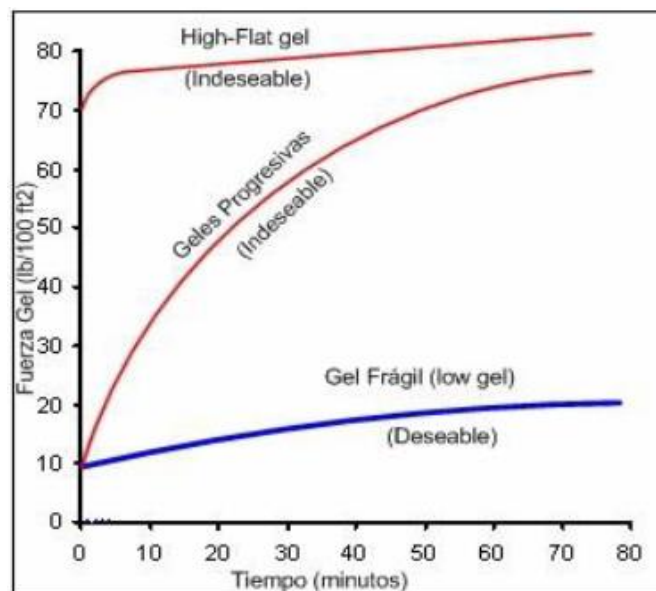
El equipo utilizado para su medición es el viscosímetro rotacional de indicación directa y su unidad de medida es $lb/100\text{ ft}^2$. (García & Hernández, 2017)

Siguiendo la norma API 13B-1, para equipos con 3 rpm se registra como esfuerzo de gel a 10 segundos el máximo valor alcanzado después de 3 rpm. Para el registro de esfuerzo de gel a 10 minutos requiere agitar la muestra a 600 rpm por 10 segundos y un reposo por 10 minutos y tomar la medida después de 3 rpm.

Se calcula utilizando:

$$\text{Esfuerzo de gel} = \tau_{10\text{ min}} - \tau_{10\text{ seg}} \quad (5)$$

FIGURA 2-2. TIPOS DE GELES



Fuente: (Muñoz & Manrique, 2012)

La figura 2-2 describe los posibles comportamientos que se puede obtener en la gelificación del lodo de perforación. Los 2 primeros tipos resultan indeseables debido a que a medida que la fuerza de gel aumenta será necesaria una fuerza mayor para vencer el punto cedente del fluido e iniciar el movimiento nuevamente.

2.2.2.6 Filtrado

Es otro requerimiento de gran importancia para una perforación exitosa que el lodo posea la habilidad de sellar las formaciones permeables expuestas por la barrena con una delgada y de baja permeabilidad costra de lodo. (Darley & Gray, 1988)

Comúnmente la perforación de pozos se opera en condiciones de sobre balance con el objetivo de prevenir arremetidas del pozo. Esto quiere decir que la presión ejercida por la columna de fluido será mayor que la presión de poro de la formación. Si el lodo no tuviese a la operación esta propiedad invadiría continuamente las formaciones permeables causando daños y provocando perdidas de circulación.

El volumen de filtrado es un indicador de la calidad de la costra de lodo. Esto permite estimar el daño provocado en las formaciones permeables. Esta característica es afectada por los siguientes factores:

- Presión
- Dispersión
- Temperatura
- Tiempo

Su medición se realiza a condiciones estáticas, a baja temperatura y presión para los fluidos base agua y a alta presión (HP) y alta temperatura (HT) para los fluidos base aceite. Su control depende del tipo de formación prevista para perforar. (Lomas & Calderón, 2015)

2.2.2.7 *pH*

El valor de pH del lodo debe ser constantemente monitoreado con el propósito de mitigar la corrosión en la tubería. Es común adicionar soda caustica al lodo de perforación para controlar su pH. Un beneficio adicional de monitorear el pH del lodo es la detección temprana de sulfuro de hidrógeno(H_2S). (Datalog, 2001)

En caso de detectarse la presencia de H_2S , se añaden al lodo aditivos limpiadores como pueden ser carbonato de cobre, compuestos de zinc y derivados de hierro. Estos aditivos reaccionan y como consecuencia se forman sulfuros y sulfatos y se liberan iones de hidrógeno. Los iones libres de hidrógeno disminuyen el pH del lodo. (Datalog, 2001)

2.2.2.8 *Salinidad*

Cambios en la concentración de sal del lodo de perforación puede tener varios significados. Si el fluido presenta fluctuaciones menores puede ser un indicativo de cambios en la presión de la formación. Si la concentración de sal en el fluido aumenta significativamente es un indicativo de que posiblemente se ha penetrado en una formación salina, ocasionando el lavado de las paredes del pozo como consecuencia de que la formación se ha empezado a disolver en el lodo. En ese caso se debe estabilizar el lodo y la formación aumentando la salinidad del fluido, preferentemente con el mismo tipo de sal de la formación. (Datalog, 2001)

2.2.3 FUNCIONES DEL LODO

En principio, la función esencial del fluido de perforación era el de llevar consigo los recortes de perforación desde el fondo del hoyo hasta superficie. Hoy en día, su diseño envuelve muchas otras funciones que el fluido puede aportar a la operación. Si bien la lista es extensa, las características de rendimiento clave son las siguientes:

2.2.3.1 *Enfriamiento y lubricación de la barrena*

La perforación de un pozo se logra mediante el movimiento rotatorio de la broca y la sarta de perforación que al entrar en contacto con el suelo se abre camino triturando las diferentes formaciones.

Resultado de este contacto entre herramientas y formación se desprende energía en forma de calor producto de la fricción que se genera. Además, las formaciones poseen un gradiente geotérmico provocando el aumento de la temperatura conforme se alcanzan mayores profundidades.

El fluido de perforación debe poseer suficiente capacidad y conductividad térmica para absorber y transportar toda esta energía a superficie donde puede disiparse en el ambiente. También debe actuar como lubricante que facilite la rotación de las herramientas y disminuya así, el desgaste y la fricción generados por dicha rotación. (VPG, 2017)

2.2.3.2 *Limpieza del fondo del pozo*

El fluido de perforación tiene como función principal transportar los recortes triturados a superficie. El lodo circula a través de las boquillas de la broca para remover los cortes de la perforación y llevarlos a través del anular hasta la

superficie. Lo que permite mantener el fondo del pozo limpio de cortes, buscando prevenir un posible empacamiento de la broca. De esta manera se conserva la vida útil de la broca y se acrecienta la eficiencia de la operación. La efectividad del fluido de perforación en el proceso depende de factores como la velocidad de impacto al pasar por las boquillas, y la densidad y la viscosidad del lodo. (Datalog, 2001)

2.2.3.3 Control de presiones de fondo

El control de la presión del hoyo se logra mediante el control del peso del fluido. La densidad mínima del lodo es aquella que permita obtener ratas de perforación rápidas y que ayude a minimizar el riesgo de daño a la formación y pérdida de circulación.

En la perforación convencional, el lodo debe presentar la densidad suficiente para proteger el pozo contra las presiones de la formación y evitar posibles arremetidas. (Datalog, 2001)

La columna de lodo que se forma conforme avanza la perforación genera una cierta presión producto de su propio peso. Se conoce a esta fuerza como presión hidrostática del lodo.

Se expresa matemáticamente con la siguiente ecuación: (Alafita, 1990)

$$Ph=0.052*TVD*MW \quad (6)$$

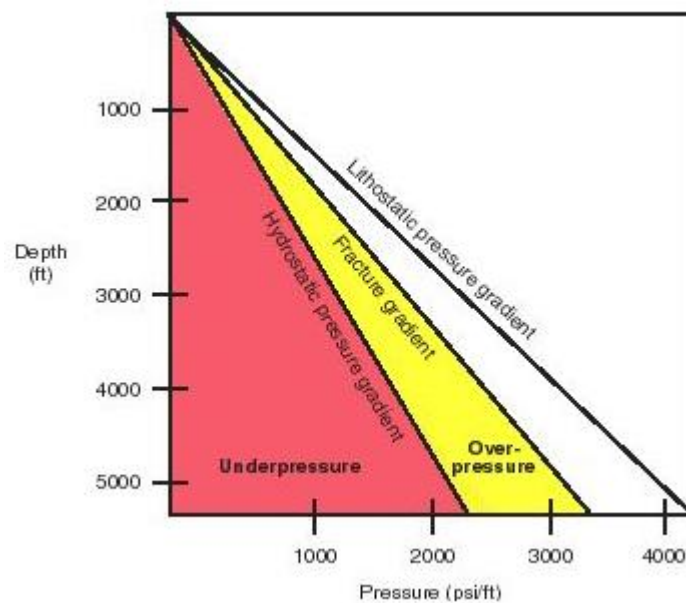
Donde:

Ph es la Presión Hidrostática en psi,
MW es el Peso del lodo en lpg,

TVD es la Profundidad Vertical Verdadera en ft

Como se muestra en la figura 2-3 las formaciones presentan un gradiente de presión y un gradiente de fractura que nos entrega un margen de operación en el que se puede trabajar sin alterar significativamente las propiedades de las formaciones.

FIGURA 2-3. GRÁFICA PRESIÓN VS PROFUNDIDAD



Fuente: Oilfield Glossary (Schlumberger, 2020)

Si la presión hidrostática es igual a la presión de la formación se define como perforación en balance, si las presiones no son iguales, entonces el flujo se dirigirá hacia donde la presión sea menor. (Datalog, 2001)

Si la presión hidrostática es menor que la presión de formación se define como perforación bajo balance. En este caso existe una tendencia de flujo de la formación hacia el pozo, siendo susceptible a influjos de los fluidos de la formación que pueden resultar en patadas y en casos extremos en reventones. (Datalog, 2001)

Si la presión de la columna hidrostática es mayor que la presión de formación se define como perforación sobre balance. En este caso la perforación está protegida contra influjos de fluidos de la formación. Sin embargo, se debe procurar el equilibrio en las presiones, un sobre balance muy grande puede resultar en una fuerte invasión del lodo a la formación provocando pérdida de circulación, daño elevado en la formación y hasta fracturar formaciones frágiles.

2.2.3.3.1 Presión de formación

También conocida como presión de poro, alude a la presión ejercida por los fluidos que saturan las formaciones rocosas. Esta aumenta con la profundidad de acuerdo con el gradiente de presión hidrostática igual a 0,433 psi/pie para el agua fresca. Los desvíos en el gradiente de presión asociado a una profundidad dada son considerados presión anormal.

2.2.3.3.2 Presiones anormales

Es una condición subterránea en la que la presión de poro de una formación geológica no sigue la tendencia de presión de formación esperada o normal.

Cuando las rocas impermeables, tales como las lutitas, son compactadas rápidamente, sus fluidos intersticiales no siempre pueden filtrarse y, por consiguiente, deben sustentar toda la columna de roca suprayacente, lo que genera presiones de formación anormalmente altas. El exceso de presión, que se conoce como sobrepresión o geopresión, puede producir la explosión o el descontrol de un pozo durante la perforación. La existencia de condiciones de subpresión severas puede causar el atascamiento de la columna de perforación en la formación subpresionada. (Schlumberger Ltd., 2019)

2.2.3.4 *Formación de la costra de lodo*

En medida que se alcanzan mayores profundidades en la perforación, la parte líquida del lodo (filtrado) invade las formaciones permeables. Esto no es bueno para la operación porque puede ocasionar inestabilidad y daño en las formaciones. Cuando esto ocurre, las partículas de sólidos en el lodo quedan en la pared del pozo. Estas partículas se acumulan cubriendo la pared con una delgada capa impermeable conocida como costra de lodo que se consolida con la formación e impide la invasión del fluido a la formación. (Datalog, 2001)

La adición de bentonita y disolventes químicos al fluido puede mejorar la formación y la textura de la costra de lodo incrementando los sólidos reactivos en el lodo y para mejorar la distribución de los sólidos respectivamente. En ocasiones puede ser necesaria la adición de cascarillas u otros aditivos para el control de pérdidas de circulación. (Datalog, 2001)

La costra de lodo que se forma debe tener un tamaño apropiado, una costra de lodo muy gruesa indica un filtrado excesivo, lo que ocasiona una reducción del diámetro efectivo del pozo, incrementando de esta manera la posibilidad de una pega de tubería o de suaveo (swabbing) e incrementando el daño a la formación. (Datalog, 2001)

2.2.3.5 *Ayudar a soportar el peso de la sarta*

El lodo también provee un factor de flotación a la sarta de perforación; es decir el peso de la sarta será soportado en parte por el fluido de circulación. Para alcanzar mayor profundidad en el pozo hace falta la conexión de nuevas juntas de tuberías, aumentando el peso de la sarta y exigiendo cada vez más al taladro. Debido al desplazamiento en el fluido de perforación, la sarta experimenta un efecto de boyancia o flotación, lo cual implica una reducción del peso que ha de soportar el

equipo de perforación. Entonces al subir la densidad del lodo se puede reducir la carga en superficie en grandes profundidades. (Datalog, 2001)

$$Wsarta_{lodo} = Wsarta_{aire} \times \text{Factor de flotación} \quad (7)$$

$$Ff = 0.015 \times \rho \left(\frac{lb}{gal} \right) \quad (8)$$

$$Ff = 0.002 \times \rho \left(\frac{lb}{ft^3} \right) \quad (9)$$

2.2.3.6 *Transportar y remover los cortes de perforación*

La remoción de los recortes de perforación es importante para prevenir que se acumulen en el espacio anular, provocando interrupción del libre movimiento y rotación de la sarta de perforación. La importancia de transportar los recortes a superficie no solo es operacional también son indicadores técnicos usados para el análisis geológico de la litología del pozo. (Datalog, 2001)

Pueden presentarse situaciones no deseadas como una nula suspensión de sólidos en el fluido ocasionando la caída de los cortes de perforación (cutting slip) y se manifiesta cuando la densidad de los cortes es superior a la del lodo. El fluido de perforación debe ser tixotrópico, poseer propiedades de gel para controlar este escenario y conseguir que los cortes sean suspendidos y correctamente acarreados a través del espacio anular hasta la superficie. (Datalog, 2001)

Los fluidos con características tixotrópicas tienen diferentes comportamientos dependiendo del estado en que se encuentran. Actúan como líquidos cuando están en circulación, pero lo suficientemente espesos como para arrastrar los cortes hasta superficie. Actúan como gel, se gelifican cuando están en reposo para que los cortes queden suspendidos y evitar que descendan otra vez hasta la broca. (Datalog, 2001)

Se necesita que el fluido ejerza una fuerza de gel adecuada, lo suficientemente baja para permitir la separación de los cortes y otros fluidos (gas) del lodo, esta fuerza de gel se controla también para reducir el efecto de suaveo cuando se realizan viajes de tubería, y para retomar la circulación sin elevar demasiado la presión en las bombas. (Datalog, 2001)

2.2.3.7 Transmitir energía hidráulica a la broca

Es de las funciones principales en la actualidad, la energía del fluido de perforación acciona los motores de fondo y otros equipos entre los que se mencionan herramientas de direccionamiento para la barrena y herramientas de obtención de datos de perforación o de la formación en tiempo real. El fluido es eyectado a través de los canales de la broca (jets) golpeando contra la formación, lo que ablanda la superficie y despeja el espacio debajo la broca. (Schlumberger, 2013)

El lodo de perforación además de transmitir energía hacia el fondo del pozo también es utilizado como medio para la transmisión de pulsos de presión para la recolección de datos del fondo del pozo (Schlumberger, 2013)

2.2.3.8 Mantenimiento de la estabilidad del pozo

Todos los esfuerzos realizados son para proteger la integridad del pozo y lograr una operación exitosa. La regulación de la densidad, la minimización de la erosión hidráulica y el control de arcillas son aspectos de gran importancia para considerar y lograr la estabilidad del pozo.

2.2.3.8.1 Regulación de la densidad

La manera más segura de perforar un pozo es mantener la densidad en tal punto que la presión ejercida por la columna hidrostática se encuentre ligeramente sobrebalance respecto a la presión de poro ejercida por la formación. (Schlumberger, 2013)

2.2.3.8.2 Erosión hidráulica

La erosión hidráulica se ve influenciada por varios factores entre los que se pueden mencionar los requerimientos de limpieza, la capacidad de transporte de fluidos y la velocidad de flujo anular. (Schlumberger, 2013)

La excesiva erosión de las paredes del pozo provoca inestabilidad e inseguridad operacional por lo que es importante mantener el balance de la geometría del pozo.

2.2.3.8.3 Control de arcillas

La complejidad del control de arcillas se presenta porque no todas las arcillas reaccionan de la misma forma. Algunas arcillas presentes en las formaciones se expanden en contacto con el agua, mientras que otras se dispersan. Es posible controlar estos efectos modificando las propiedades del fluido de perforación. (Schlumberger, 2013)

2.2.3.9 Protección y Evaluación de las formaciones

La protección de las formaciones perforadas es un ámbito muy importante para el diseño de un fluido de perforación. Sin embargo, hay ocasiones en las que es necesario sacrificar algunos parámetros y propiedades con el objetivo de realizar análisis más profundos de las formaciones intervenidas. (Datalog, 2001)

La elección del fluido de perforación depende mucho del tipo de formación que se desea perforar. Por ejemplo, los fluidos de base aceite son efectivos para mantener el agua fuera de una formación productora. Pero en formaciones con gas, pueden ser incluso más dañinos que fluidos de perforación salinos. Por otro lado, fluidos con alto contenido de calcio son usados efectivamente para reducir el daño a la formación. (Datalog, 2001)

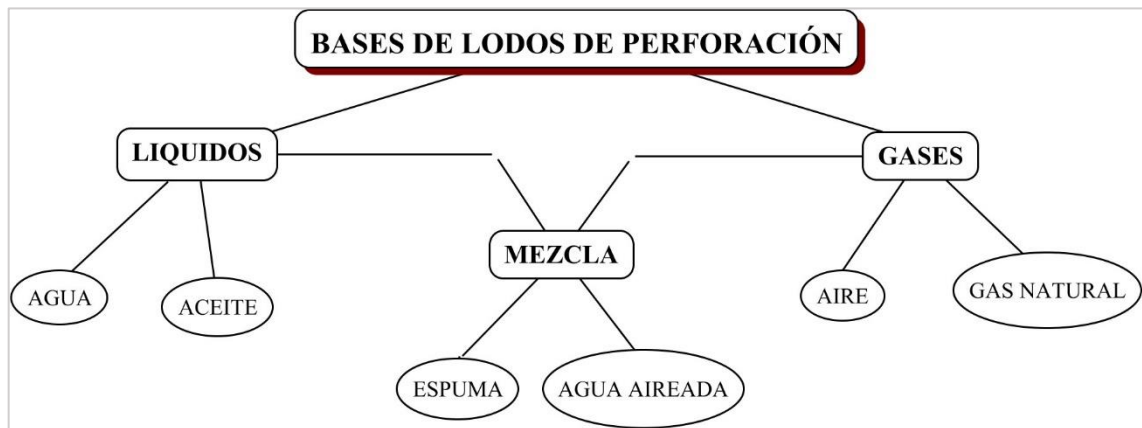
Otro parámetro que afecta el estado de las formaciones perforadas es el tipo de patrón de flujo dentro del espacio anular. Su control puede reducir el daño a la formación y la erosión de los cortes durante su transporte a superficie. Se prefiere que el flujo sea laminar por ser menos brusco y descontrolado que flujos turbulentos. (Datalog, 2001)

2.2.4 CLASIFICACIÓN DE LOS LODOS

Los fluidos de perforación son conformados de una fase continua que constituirá la base del lodo y una fase dispersa que provee al lodo de ciertas características. Dependiendo del fluido que se utiliza como base para la fabricación del lodo, estos pueden ser:

- Base gas
- Base agua
- Base aceite

Un esquema resumido de las clases de fluidos de perforación de acuerdo con el tipo de bases típicamente usadas en la industria se presenta en la figura 2-4.

FIGURA 2-4. FLUIDOS DE BASE TÍPICOS DE UN LODO DE PERFORACIÓN

Fuente: (Villarroel L. C., 2014)

Elaborado por: (Hidalgo, 2020)

2.2.4.1 *Lodos base gas*

Son aquellos fluidos en los que su base o fase continua es aire, gas o mezcla de gases con aditivos y otros fluidos cuyas propiedades resulten beneficiosas para la operación.

De manera que la perforación puede ejecutarse de las siguientes formas:

2.2.4.1.1 *Fluidos de base aire/gas*

Un fluido de perforación a base de gas se vale de la inyección de gas comprimido a grandes velocidades para limpiar el pozo, un esquema del uso de este tipo de fluido se ve representado en la figura 2.5.

El aire es usualmente el gas que más se utiliza para la elaboración de estos fluidos,

aunque pueden utilizarse otros tipos de gases como el gas natural, entre otros. (Benitez, 1982)

Algunos inconvenientes que se pueden presentar en operaciones de perforación con gas incluyen:

- Regulación de la presión del gas
- Afluencia de fluidos de la formación
- Erosión de las paredes del pozo

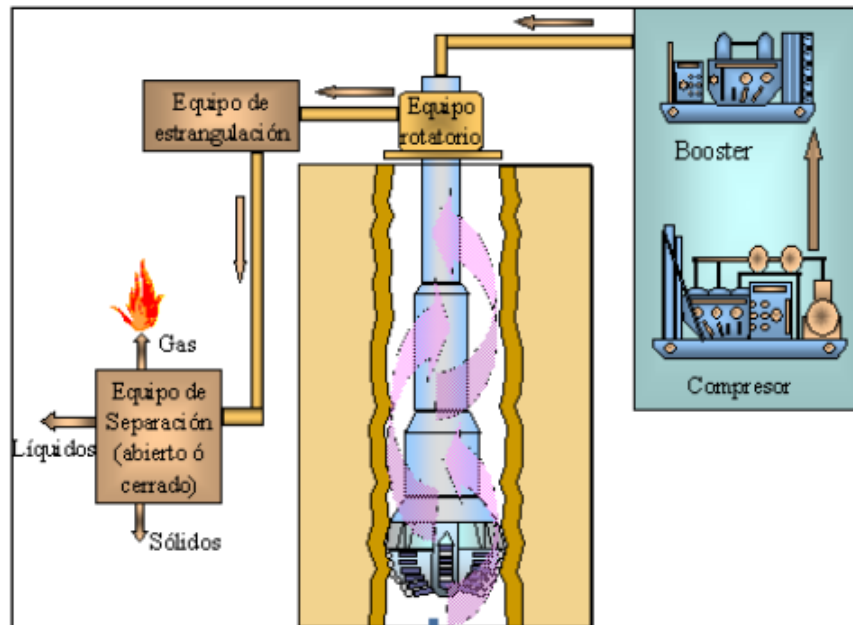
Mientras que la corriente de gas y los recortes de perforación desgastan las paredes del hoyo, ensanchando el espacio anular, es necesario aumentar cada cierto tiempo el volumen de gas para mantener la velocidad del sistema de circulación. En ocasiones se rocía una neblina de agua o lodo en el interior del pozo por propiedades inhibitorias de lutitas y para reducir el torque y arrastre. (Baroid, 2000)

El aire o gas seco han demostrado proporcionar la mayor tasa de penetración cotejado con otros tipos de fluidos de perforación, los recortes son generalmente convertidos en polvo mientras fluyen hacia la superficie, debido a las altas velocidades. Es una gran alternativa para perforar formaciones duras y secas y para mitigar pérdidas de circulación. Su uso es inusual costa afuera, exceptuando en perforación de pozos bajo balance o en perforación con tubería flexible o de producción. (Muñoz & Manrique, 2012)

En operaciones de perforación con gas lo más importante es sostener una velocidad anular optima. En caso de presentarse una caída de la velocidad anular que provoque una deficiente limpieza del pozo, se acumularán los recortes causando problemas en la operación como pega de la tubería. Normalmente se

requiere una velocidad anular de 3,000 pies/min para perforación con aire. (Baroid, 2000)

FIGURA 2-5.FLUIDO DE BASE AIRE (DENSIDAD ENTRE 0.0012 Y 0.012 [g/cm³])



Fuente: (Sepúlveda, 2010)

2.2.4.1.2 Fluidos de base espuma

A diferencia de la perforación con aire, la espuma mantiene en suspensión los recortes con mayor facilidad por lo que no requiere velocidades de circulación tan altas. El volumen de fluido también será menor que en la perforación con aire, la fuerza de las burbujas permite eliminar los recortes y no depende de tasas de flujo extremadamente altas. La evidencia de flujo continuo y regular de espuma en la línea de descarga es un indicador de eficacia del sistema. (Baroid, 2000)

La espuma también forma una costra fina sobre las paredes del hoyo mejorando su estabilidad. Es común el uso de polímeros o bentonita para espesar la espuma, mejorar la limpieza del pozo y su tolerancia al agua. (Baroid, 2000)

Cualquier cambio en la cantidad de espuma inyectada se hace en base a:

- Cambios en el carácter de la espuma en la línea de descarga
- Cambios en el torque
- Cambios en la presión

2.2.4.2 Fluidos de base agua

Los fluidos base agua (WBM) están formados por agua como su fase continua a la que se adicionan arcilla y otros sólidos suspendidos (reactivos e inertes). (Miranda, 2016)

Normalmente se usa agua fresca para la elaboración de este tipo de fluidos, es fácilmente asequible, su uso genera un bajo costo, es fácil de controlar aún con sólidos, y es el mejor líquido para la evaluación formaciones.

En operaciones costa fuera es normal que para la elaboración del lodo se utilice agua salada, por su fácil acceso. Pero no solo es utilizada costa afuera, también es común el uso de salmuera saturada para perforar formaciones en presencia de domos salinos con el objetivo de estabilizar la formación y reducir la erosión de las paredes del hoyo. (Lomas & Calderón, 2015)

2.2.4.2.1 Lodos no dispersos

Son denominados “lodos primarios” ya que su composición es la base para otros tipos de lodos. (Villarroel, 2014)

Estos lodos no contienen adelgazantes y están compuestos por agua y bentonita

sódica. Este tipo de lodos no son buenos para trabajar en altas temperaturas, lo que quiere decir que su uso se limita a la perforación de pozos poco profundos. Tampoco son recomendables para la perforación de formaciones de arcillas sensibles por su inestabilidad. (Villarroel, 2014)

2.2.4.2.2 Lodos calados

Se denomina a este tipo de fluidos “lodos calados” debido a que para su elaboración se adicionan altas concentraciones de cal $Ca(OH)_2$ y yeso a lodos no dispersos. (Villarroel, 2014)

Estos elementos reaccionan con la arcilla bentonítica sódica transformándose en arcilla cálcica. Este tipo de fluido es beneficioso especialmente para controlar la perforación de pozos de gas. (Villarroel, 2014)

2.2.4.2.3 Lodos dispersos

Al contrario de los lodos no dispersos estos lodos contienen adelgazantes. Se adicionan lignitos que disminuyen la viscosidad del fluido. (Villarroel, 2014)

Son recomendables para perforar pozos a grandes profundidades, demostrando un buen desempeño a altas temperaturas, o en formaciones altamente riesgosas o inestables. (Villarroel, 2014)

2.2.4.2.4 Lodos salinos

Son aquellos lodos cuya base o fase continua es agua salada (salmuera). Presentan una concentración mínima de 10,000 ppm de NaCl (1% en peso) y como fase dispersa se utiliza atapulgita. (Benitez, 1982)

Este tipo de lodo se lo utiliza para perforar formaciones salinas o formaciones afectadas por la presencia de agua dulce. (Sepúlveda, 2010) Se pueden clasificar en:

- Salobres: con una concentración entre 10,000 y 35,000 ppm.
- Salados: con una concentración entre 35,000 y 350,000 ppm
- Saturados con sal: con una concentración más de 350,000 ppm

2.2.4.3 Lodos de base aceite

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

La popularidad de los lodos de base aceite (OBM) para la perforación de pozos de petróleo se generalizó en el año 1942. Por sus favorables cualidades en operación estos lodos se convirtieron en los favoritos. Ayudaron a estabilizar las zonas de lutitas sensibles al agua, proporcionaron una mejor lubricidad para las herramientas y contribuyeron eficazmente a minimizar el daño a la formación. (M-I SWACO, 2007)

Los fluidos de base aceite son económicamente más costosos que los fluidos de base agua. Sin embargo, por su excelente desempeño operacional y velocidad de la rata de perforación se convirtieron en la mejor opción para operar a partir de cierta profundidad. (García & Hernández, 2017)

Comparados con los lodos de base agua, estos fluidos entregan una mayor

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

En la tabla 2-2 se enlistan algunos de los componentes típicos para la elaboración de un barril de lodo base aceite de 82.3 lb/ft^3 (11 ppg).

TABLA 2-2: COMPONENTES TÍPICOS DE UN LODO BASE ACEITE

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

Fuente: (García & Hernández, 2017)

En un intento por mitigar el impacto ambiental que generan los fluidos de base aceite, suelen usarse aceites minerales a base de parafina, altamente procesados, ya que estos son menos perjudiciales al medio ambiente. (Molina, 2017)

Sin embargo, existen aceites que son aún más afines con el medio ambiente, son aceites no derivados del petróleo. Estos aceites son ésteres derivados del aceite vegetal y como principal ventaja de un fluido de base aceite vegetal presentan biodegradable. (Molina, 2017)

2.3 LODOS DE PERFORACIÓN DE BASE SINTÉTICA

A finales de la década de 1980 empezaba la era de la perforación direccional y con ello se disparó el uso de los OBM los cuales demostraron tener cualidades muy favorables para este tipo de operación. (M-I SWACO, 2007)

Los esfuerzos de torsión y arrastre se redujeron significativamente con respecto a otros lodos. Esto permitió a los perforadores llegar a mayores distancias y perforar trayectorias curvas con mejores resultados.

La capacidad inhibitoria de los OBM ayudó a los perforadores a reducir el riesgo de fallas del pozo asociados a la perforación de pozos horizontales largos. Estos fluidos deben su calidad inhibitoria a su naturaleza mojable al petróleo; el contacto del agua con las arcillas de formación se elimina en un ambiente humedecido con petróleo. En consecuencia, las formaciones perforadas con lodos de base aceite tienden a experimentar menos dispersión química. (M-I SWACO, 2007)

Estas características favorables para la perforación empujaron el desarrollo de fluidos de base sintética (SBMs) como una alternativa para minimizar el impacto ambiental que genera el uso de lodos a base de aceites derivados del petróleo. (Growcock, et al, 1994)

El fluido base sintético es una mezcla altamente refinada de hidrocarburos sintéticos no derivados del petróleo, excluyendo específicamente los contaminantes tales como hidrocarburos poliaromáticos que se sabe que tienen un potencial tóxico considerable. (McKee, et al, 1995)

A pesar de que cada fluido sintético es químicamente único, exhiben tendencias

comunes en sus propiedades fisicoquímicas. (Growcock, et al, 1994)

Desde la década de 1990 hasta la actualidad, la industria de perforación ha sido testigo de una revolución en el manejo de fluidos OBM y residuos de petróleo. Los lodos de base sintética (SBM), menos tóxicos para el medio ambiente, son ahora una mejor opción que los lodos de base diesel o aceite mineral. Los SBMs ofrecen las ventajas de los OBM tradicionales, menos contaminantes y altos grados de biodegradabilidad. (M-I SWACO, 2007)

Comercialmente los fluidos sintéticos pueden tener costos de hasta 3 veces el costo de un típico aceite mineral de baja toxicidad (LTMO por sus siglas en inglés). Sin embargo, con la aplicación un eficiente control de sólidos los SBMs pueden ser utilizados repetidamente a tal grado que el costo del fluido por pozo resulta siendo menor que el costo de un LTMO. (Growcock, et al, 1994)

Citando a Growcock, et al (1994) los SBMs poseen la composición y propiedades siguientes:

2.3.1 COMPOSICIÓN QUÍMICA

- A diferencia de los OBM donde los fluidos usados como base del lodo son refinados del petróleo crudo, en los SBMs son componentes orgánicos sintetizados que actúan como un aceite derivado del petróleo durante la perforación, pero con la característica de ser biodegradable.
- Como en los OBM en los SBMs se efectúa una emulsión inversa entre la fase externa o continua (fluido sintético) y la fase interna (salmuera).
- La gran mayoría de los fluidos sintéticos usados están en el rango de C_{18} a C_{24} .

2.3.2 PROPIEDADES

- A pesar de su similar comportamiento de operación en campo los OBMs y SBMs tienen diferencias significativas:
- Los SBMs son menos tóxicos para la vida y presentan puntos de ebullición más altos que los OBMs (290-340 °F comparado con 135-240 °F). Por lo que existe mayor seguridad al trabajar con SBMs.
- Es biodegradable, simulaciones sugieren que gran parte de las pérdidas de SBMs son consecuencia de la disolución o dispersión del fluido sintético. El fluido parcialmente degradado es probablemente más polar, por tanto, es más dispersable en agua. La parte no degradada es también dispersable y en especial comparada con aceite mineral.
- Pruebas de dispersabilidad sobre lecho marino mostraron la siguiente tendencia:

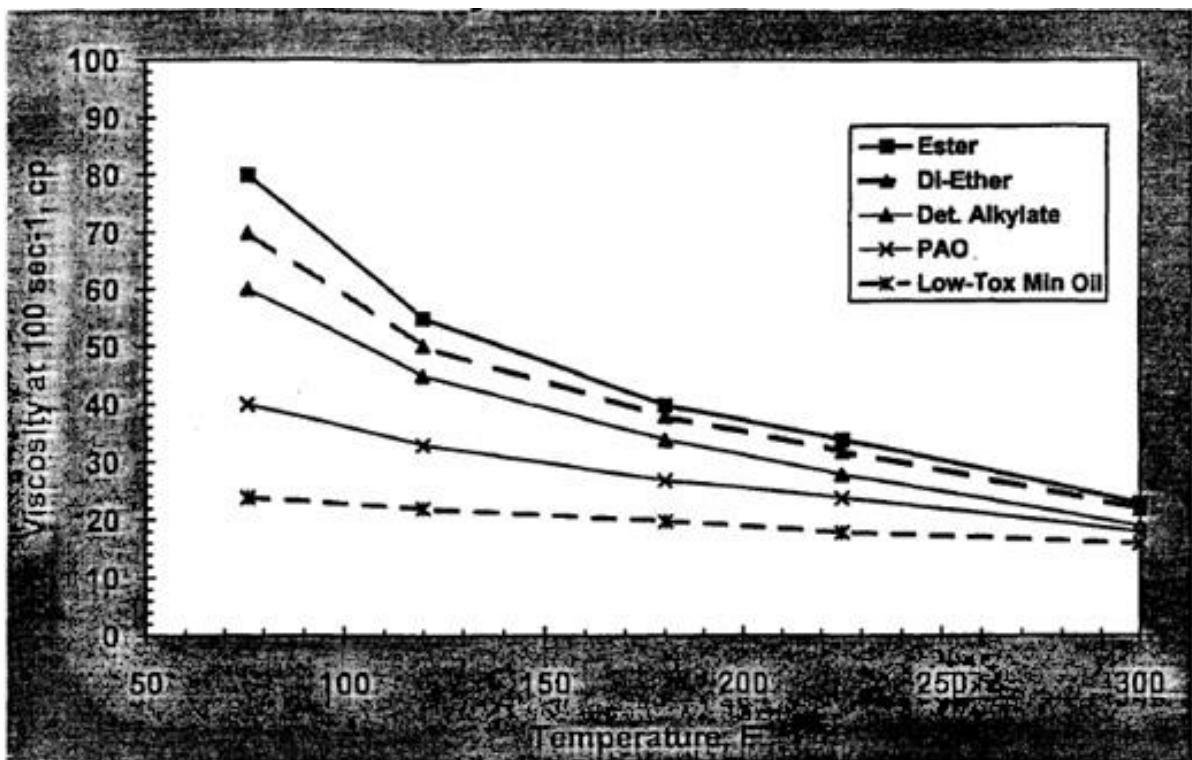
$$\text{Ester} > \text{Di} - \text{Eter} \gg \text{PAO} > \text{LTMO}$$

- Los SBMs poseen una satisfactoria capacidad de transportabilidad a altas temperaturas y es aún bombeable a bajas temperaturas.
- Tiene potencial para deshidratar lutitas ya que para lograr la emulsión inversa se emplean concentraciones de sal que disminuyen la actividad del agua. Lo que deshidrata la arcilla lo suficiente como para aumentar su resistencia y estabilizar el pozo. Un beneficio adicional de la deshidratación es que produce un ligero sobredimensionamiento del agujero del pozo generando mayor espacio para la sarta de perforación.
- A temperatura ambiente, los fluidos sintéticos son de 2 a 4 veces más

viscosos que los LTMOs (3 a 5 cp comparado con 1 a 2 cp). Sin embargo, la viscosidad de los FSs se ve afectada en mayor grado por el cambio de temperatura.

En la figura 2.6 es posible observar el comportamiento de la viscosidad respecto a la temperatura de diferentes aceites sintéticos y el aceite mineral de baja toxicidad.

FIGURA 2-6. VISCOSIDAD VS TEMPERATURA, COMPARACIÓN ENTRE FLUIDOS BASE



Fuente: (Growcock, et al, 1994)

En la investigación realizada por (McKee, et al, 1995) se evaluaron y se compararon fluidos de base sintética y fluidos de base aceite mineral de baja toxicidad. Los resultados obtenidos de sus propiedades se muestran en la tabla 2-3.

TABLA 2-3. COMPARACIÓN DE PROPIEDADES DE UN FLUIDO SINTÉTICO Y ACEITE MINERAL DE BAJA TOXICIDAD

PROPIEDADES	SBF	LTMO
<i>Gravedad Específica (SG)</i>	0.776	0.8
<i>Viscosidad @ 40°C (cSt)</i>	2.26	2
<i>Punto de ebullición (°C)</i>	113	93
<i>Punto de anilina (°C)</i>	69	78
<i>Punto de fluidez (°C)</i>	-14	-20
<i>Límite de estabilidad a alta temperatura</i>	>200	>200
<i>Contenido de aromáticos (% w/w)</i>	0	1.5
<i>Biodegradación aeróbica</i>	Si	?
<i>Biodegradación anaeróbica</i>	Si	No
<i>Bioacumulación</i>	No	?

Fuente: (McKee, et al, 1995)

Elaborado por: (Hidalgo, 2020)

2.3.3 TIPOS DE FLUIDOS SINTÉTICOS (SBM)

Siguiendo el trabajo de Neff & et al (2000), los fluidos de base sintética pueden ser clasificados en cuatro categorías generales desglosadas a continuación:

2.3.3.1 *Hidrocarburos sintéticos*

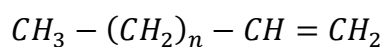
Son comúnmente utilizadas olefinas polimerizadas para la elaboración de fluidos

de perforación sintéticos. Se incluyen en esta categoría; Alfa Olefinas Lineales (LAOs), Poli Alfa Olefinas (PAOs) y Olefinas Internas (IOs).

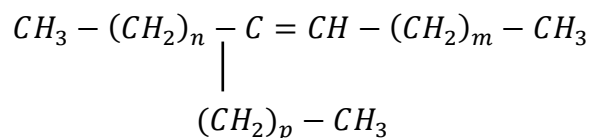
Se incluían también en esta categoría alquilbencenos lineales (LABs) hasta que fueron catalogados como ambientalmente inaceptables por contener una molécula de benceno.

Estructura química

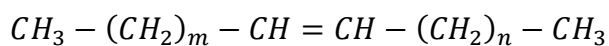
- Alfa Olefinas Lineales (LAOs)



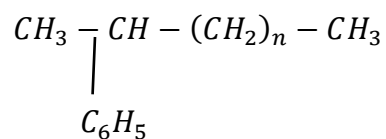
- Poli Alfa Olefinas (PAOs)



- Olefinas Internas (IOs)



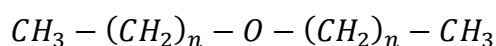
- Alquilbenceno Lineal (LAB)



2.3.3.2 Éteres

Diferentes longitudes de cadenas de alcoholes que se condensan y son parcialmente oxidadas para producir mono y di-éteres. Los éteres son hidrocarburos saturados con un átomo de oxígeno en el centro. Se seleccionan la longitud de la cadena y sus ramificaciones para optimizar las propiedades de perforación y minimizar su toxicidad. Los éteres son también más estables química y biológicamente respecto a los ésteres y acetales.

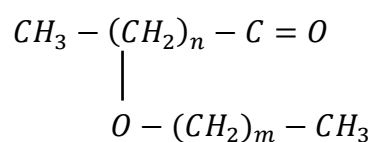
Estructura química



2.3.3.3 Ésteres

Los ésteres son formados mediante la reacción de ácido carboxílico con un alcohol bajo condiciones de acidez. Los ésteres usados para elaborar fluidos sintéticos incluyen ácidos carboxílicos de 8 a 24 carbonos y cadenas de alcohol de diferentes longitudes. El 2-Etilhexanol ($C_8H_{18}O$) es el alcohol usado con mayor frecuencia, aunque son también usados los gliceroles para este propósito. Un ejemplo de éster usado en fluidos de perforación sintéticos es una mezcla de ácidos carboxílicos de C_8 a C_{14} . Un éster típico tiene un peso molecular de 396.4 g/mol y una formula química $C_{26}H_{52}O_2$. Son más polares y solubles al agua de lo que se esperaría por su peso molecular.

Estructura química

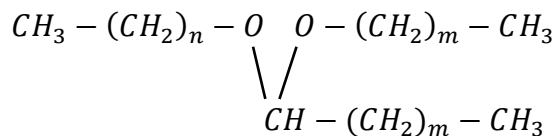


2.3.3.4 *Acetales*

Los acetales son di-alquil-éteres que están estrechamente relacionados con los éteres. Se forman de la reacción ácido-catalizada de un aldehído con un alcohol o compuesto carbonilo.

Un típico acetal para SBMs tiene la fórmula $C_{20}H_{42}O_2$ y un peso molecular de 314.3 g/mol.

Estructura química



2.4 BIODIESEL

La ASTM (American Society for Testing and Material Standard) describe al biodiesel como ésteres monoalquílicos de ácidos grasos de cadena larga, derivados de lípidos tales como aceites vegetales o grasas de animales, y que se pueden emplear en motores de ignición, de compresión o en motores del tipo “Diesel”. (ASTM, 2009)

Desde mediados del siglo XX comenzó a crecer la preocupación por el agotamiento de las reservas de petróleo y por el deterioro ambiental. Desde entonces se impulsó el desarrollo de energías alternativas basadas en recursos naturales renovables y menos contaminantes, como la luz solar, las mareas, el agua y la biomasa. (Gandón, et al, 2017)

Entre los varios tipos de energías alternativas, el biodiesel puede ser usado directamente en los motores a Diesel actuales y posee grandes beneficios como son: su baja contaminación, su afinidad al medio ambiente y su sustentabilidad. Convirtiéndose en la opción más prometedora de energía alternativa. (Kao-Chia, et al, 2014)

En la actualidad, aproximadamente el 90% de la energía utilizada en el mundo proviene de combustibles fósiles por lo que no será fácil reemplazarlos completamente en futuro cercano. Aunque nadie es ajeno a su futuro e ineludible agotamiento. (Dorado, 2001)

La sustitución del Diesel convencional por ésteres metílicos de ácidos grasos ya constituye una actividad comercial en muchos países del mundo. Sin embargo, el uso de biodiesel no se ha expandido a los países en desarrollo por su costo superior al del Diesel convencional. (Nawaz, et al, 2008)

El alto costo del biodiésel se debe a que se produce principalmente a partir de aceite virgen de alta calidad. El uso de materias primas de bajo costo, como aceites utilizados en frituras y aceites no comestibles en un proceso catalizado con ácido, debería ayudar a que el biodiesel sea competitivo con el precio del Diesel. (Nawaz, et al, 2008)

2.4.1 BIOMASA

La biomasa es la materia orgánica que constituye todos los seres vivos, sus productos y desechos. Se dice que es una fuente de energía renovable pues su formación no lleva miles de años, siendo su tasa de utilización no mucho mayor que la de su formación. (Gandón, et al, 2017)

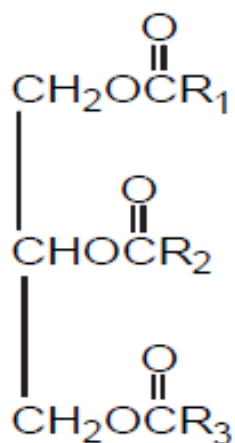
La biomasa siempre ha sido considerada como una importante fuente energética. El mayor uso lo hacen los países en vías de desarrollo (33% del total de su suministro energético), mientras que su contribución en los países industrializados se sitúa en torno al 3%. (Dorado, 2001)

2.4.2 OBTENCIÓN DEL BIODIESEL

El biodiesel puede ser obtenido de grasas animales y plantas. Las grasas animales, los aceites de pescado y vegetales son ésteres de ácidos carboxílicos de cadena larga y de triol denominados glicerina o también llamados glicéridos. (Dorado, 2001)

En la figura 2-7 se esquematiza la estructura molecular de un glicérido. Los radicales R1, R2 y R3 representan las cadenas de hidrocarburos de ácidos grasos que pueden ser idénticas dependiendo del tipo de aceite. Aunque generalmente poseen distinta longitud y número de enlaces dobles. (Dorado, 2001)

FIGURA 2-7. ESTRUCTURA MOLECULAR DE UN GLICÉRIDO

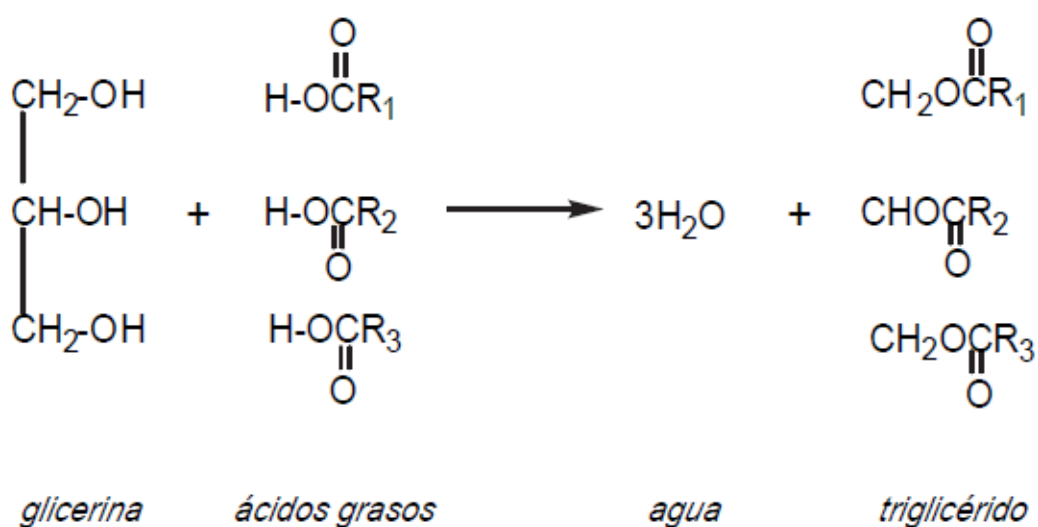


Fuente: (Dorado, 2001)

Las grasas naturales son, por lo general, mezclas complejas de triésteres de glicerina o también llamados triglicéridos, siendo estos los lípidos más importantes para la obtención de biodiesel. (Dorado, 2001)

Los aceites vegetales están compuestos casi en su totalidad por estos triglicéridos. (Dorado, 2001)

FIGURA 2-8. OBTENCIÓN DE UN TRIGLICÉRIDO



Fuente: (Dorado, 2001)

Un ejemplo de obtención de un triglicérido se muestra en la figura 2-8. En la que se aprecia la reacción que se da entre la glicerina y los ácidos grasos para formar un triglicérido.

Los triglicéridos son, por tanto, ésteres de ácidos orgánicos compuestos por una molécula de glicerina y tres de ácidos grasos unidos por enlaces de ésteres. Si los ácidos grasos son idénticos, obtenemos un triglicérido simple; en caso contrario, un

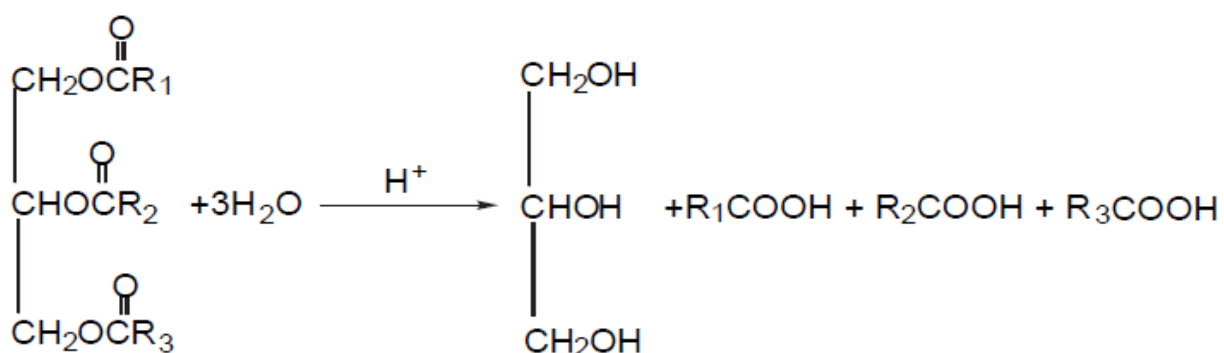
triglicérido mixto. (Dorado, 2001)

Dependiendo de si los grupos R estén o no formando parte de ácidos grasos saturados, tendremos sustancias sólidas o líquidas a temperatura ambiente. En general, las grasas están constituidas principalmente por triglicéridos de ácidos grasos saturados, mientras que en los aceites tales ácidos son en su mayoría insaturados. (Dorado, 2001)

2.4.2.1 Hidrólisis

Para que ocurra la hidrólisis, los aceites vegetales han de reaccionar con agua en presencia de un catalizador ácido, formando ácidos grasos libres y glicerina, según la reacción que se muestra en la figura 2-9:

FIGURA 2-9. HIDRÓLISIS DE ÁCIDOS GRASOS



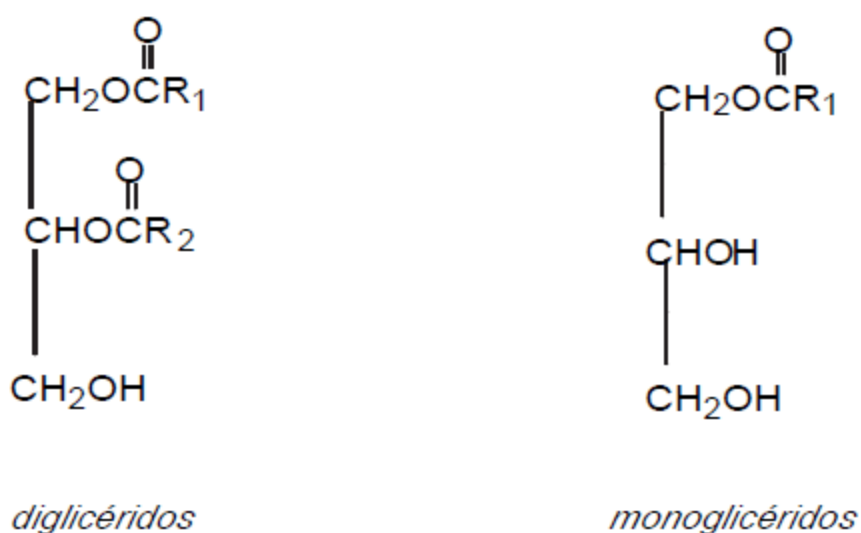
Fuente: (Dorado, 2001)

Frecuentemente, como resultado de la reacción de la hidrólisis enzimática de los triglicéridos de los aceites vegetales se forman moléculas que pueden contener una

o dos cadenas de ácidos grasos.

Estas moléculas son denominadas monoglicéridos o diglicéridos y se esquematizan en la figura 2-10. (Dorado, 2001)

FIGURA 2-10. ESTRUCTURA MOLECULAR, MONOGLICÉRIDOS Y DIGLICÉRIDOS



Fuente: (Dorado, 2001)

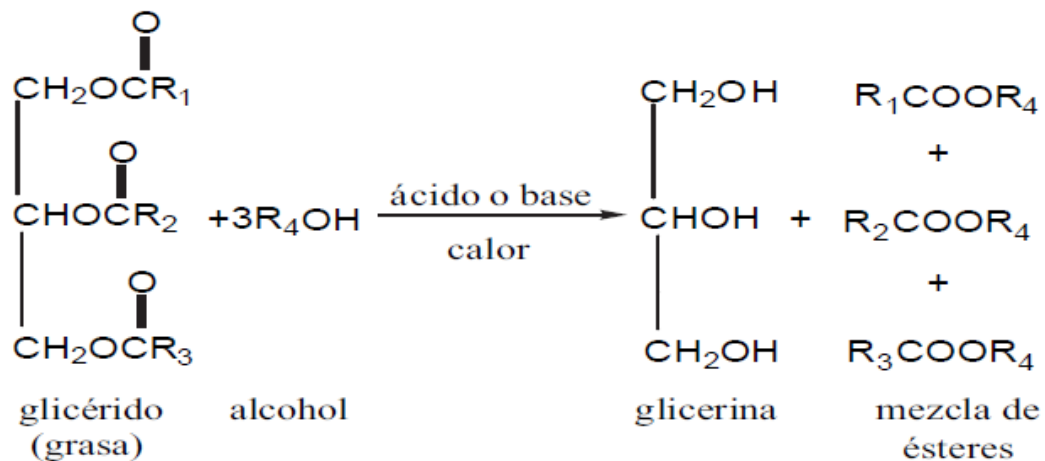
2.4.2.2 *Transesterificación*

La transesterificación es un proceso químico que convierte un éster de ácido orgánico (aceite) en otro éster del mismo ácido con la intervención de un catalizador.

Este método permite romper las moléculas de cadena larga en otras menores a un bajo costo, por esta razón es adoptada para la producción comercial de biodiesel.

Un ejemplo de transesterificación de un ácido graso se representa en la figura 2-11.

FIGURA 2-11. TRANSESTERIFICACIÓN DE UNA GRASA



Fuente: (Dorado, 2001)

La reacción puede ser catalizada usando catalizadores homogéneos (ácidos o bases) o catalizadores heterogéneos (ácidos, bases o enzimas). El uso de catalizadores homogéneos alcalinos especialmente hidróxidos de potasio e hidróxidos de sodio proveen tasas mayores de reacción y conversión que los catalizadores homogéneos ácidos. La reacción es alrededor de 4000 veces más rápida. (Atadashi, et al, 2010)

La aplicación de catalizadores heterogéneos como el óxido de metal sólido para evitar problemas en la purificación se contrasta con la necesidad de elevadas temperaturas de reacción y altos costos de inversión. (Atadashi, et al, 2010)

En el caso de catalizadores enzimáticos a pesar de que las tasas de conversión de

triglicéridos a ácidos grasos alquil-ésteres son bajas, la aplicación del proceso es razonable por las ventajas en los procesos de refinación del producto; son simples y ocurre a bajas temperaturas de reacción. Su mayor problema es su alto costo. (Atadashi, et al, 2010)

2.4.2.3 Especificaciones

La pureza y la calidad del biodiesel pueden estar significativamente influenciadas por numerosos factores entre los que se incluyen: la calidad de la materia prima, la composición de los ácidos grasos de aceites vegetales, grasas animales y aceites gastados, tipo de producción y proceso de refinación y parámetros de post producción. (Atadashi, et al, 2010)

A continuación, se tabulan los estándares internacionales que se deben cumplir para la fabricación y comercialización de biodiesel.

TABLA 2-4. REQUERIMIENTOS PARA EL BIODIESEL. ESTÁNDAR INTERNACIONAL (EN 14214)

Propiedades	Unidades	Límite inferior	Límite superior	Método de prueba
Contenido de ésteres	$\%(m/m)$	96.5	-	Pr 14103 d
Densidad a 15°C	Kg /m^3	860	900	EN ISO 3675 / EN ISO 12185
Viscosidad a 40°C	mm^2/s	3.5	5	EN ISO 3104
Punto de ignición	°C	>101	-	ISO CD 3679e

Continuación Tabla 2.4				
Propiedades	Unidades	Límite inferior	Límite superior	Método de prueba
Contenido de azufre	<i>mg/Kg</i>	-	10	-
Brea remanente (a 10% destilación remanente)	% (<i>m/m</i>)	-	0.3	EN ISO 10370
Número de cetanos	-	51	-	EN ISO 5165
Contenido de ceniza	%(<i>m/m</i>)	-	0.02	ISO 3987
Contenido de agua	<i>mg/Kg</i>	-	500	EN ISO 12937
Contaminación total	<i>mg/Kg</i>	-	24	EN 12662
Corrosión banda de cobre (3h a 50°C)	<i>clase</i>	Clase 1	Clase 1	EN ISO 2160
Estabilidad de oxidación a 110°C	<i>h</i>	6	-	pr EN 14112 k
Índice de acidez	<i>mgKOH/g</i>	-	0.5	pr EN 14104
Índice de yodo	-	-	120	pr EN 14111
Ácido metil éster linoleico	%(<i>m/m</i>)	-	12	pr EN 14103d
Metil éster	%(<i>m/m</i>)	-	1	-

Continuación Tabla 2.4				
Propiedades	Unidades	Límite inferior	Límite superior	Método de prueba
Contenido de metanol	%(<i>m/m</i>)	-	0.2	pr EN 141101m
Contenido de monoglicéridos	%(<i>m/m</i>)	-	0.8	pr EN 14105m
Contenido de diglicéridos	%(<i>m/m</i>)	-	0.2	pr EN 14105m
Contenido de triglicéridos	%(<i>m/m</i>)	-	0.2	pr EN 14105m
Glicerina libre	%(<i>m/m</i>)	-	0.02	pr EN 14105m / pr EN 14106
Glicerina total	%(<i>m/m</i>)	-	0.25	pr EN 14105m
Metales alcalinos (Na+K)	<i>mg/Kg</i>	-	5	pr EN 14108 / pr EN 14109
Contenido de fósforo	<i>mg/Kg</i>	-	10	pr EN 14107p

Fuente: (Atadashi, et al, 2010)

Elaborado por: (Hidalgo,2020)

2.4.3 OTRAS FUENTES

El aceite de cocina gastado usado para frituras de alimentos es una de las mejores fuentes para la obtención de biodiesel.

Para Kawentar & Budiman (2012) hay 2 tipos de aceites de cocina gastados. El primero son los aceites vegetales provenientes comúnmente de restaurantes de

comida rápida. Mientras el segundo son los aceites usados por vendedores de comida callejeros. Siendo ambas opciones prometedoras fuentes de materia prima para la producción de biodiesel por su bajo costo de inversión.

Estas categorías se diferencian entre sí por el número de frituras realizadas en el aceite, que en el primer caso suele ser una sola fritura mientras que para la segunda el aceite suele ser usado hasta 4 veces más.

El uso de esta materia prima puede presentar problemas al realizarse la transesterificación debido su alto contenido de ácidos grasos libres (Free Fatty Acids FFA). Por lo que es necesario un pretratamiento para lograr una producción de biodiesel de alta eficiencia a partir de estos aceites. Una fase de esterificación puede ser contemplada para reducir el contenido de FFAs antes de conducir a la fase transesterificación donde los triglicéridos serán convertidos en biodiesel. (Kao-Chia, et al, 2014)

2.5 ASPECTOS PRINCIPALES PARA EL DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación son diseñados cuidadosamente para que cumplan de manera eficiente con diferentes propósitos, entre ellos, para proteger y mantener la integridad de las formaciones expuestas a él.

El fluido de perforación es parte fundamental para la construcción de pozos y el éxito operacional del proyecto. Siendo aún más importante su aporte en medida del aumento de la profundidad deseada y la complejidad del diseño del pozo.

El lodo es diseñado en base a varios factores que en primera instancia incidirán en

la elección del tipo de lodo, el fluido base y en la concentración de aditivos usados en su elaboración.

Cada pozo es diferente a cualquier otro. Lo que quiere decir que el fluido de perforación debe ser adaptado a las necesidades que se van presentando en campo.

Para el diseño de un lodo de perforación es necesario partir de un análisis de la litología del campo para tener una referencia del tipo de lodo que debemos diseñar para controlar el escenario litológico. (Valverde, 2019)

2.5.1 CUENCA ORIENTE

La Cuenca Oriente está en una posición de cuenca de ante-país de transarco de los Andes ecuatorianos. Se ubica en una zona estructuralmente muy compleja, justo al norte de la charnela entre los Andes centrales y los Andes septentrionales. (Baby, et al, 2004)

La Cuenca Oriente se desarrolla como resultado de esfuerzos transpresivos presentes a partir del Cretácico Terminal, los que provocan la emersión de la Cordillera Real y la formación de la cuenca de ante-país de transarco propiamente dicha. (Baby, et al, 2004)

Su deformación y la estructuración de sus campos petrolíferos resultan de la inversión tectónica de antiguas fallas normales ligadas a un sistema de rift de edad triásico y/o jurásico inferior. (Baby, et al, 2004)

FIGURA 2-12. MAPA DE UBICACIÓN DE LA CUENCA ORIENTE

Fuente: (Baby, et al, 2004)

Como se muestra en la figura 2.12, la cuenca oriente se localiza al oriente de la Cordillera de Los Andes con un área aproximada de $100\ 000\ Km^2$. Alcanza la región subandina al oeste y la llanura amazónica en el este. (Tuz & León, 2013)

Tectónicamente, la Cuenca Oriente es parte de una gran provincia geológica petrolera conformada por las Cuencas Putumayo en Colombia, Oriente en Ecuador y Maraón en Perú. (Tuz & León, 2013)

2.5.2 FORMACIONES PRODUCTORAS

Las formaciones pertenecientes a la sección cretácica de la Cuenca Oriente son principalmente producidas y tienen un interés económico para las empresas de explotación de petróleo y gas.

La sección cretácica de la Cuenca Oriente está conformada por las formaciones Hollín, Napo y Tena Basal. (Baby, et al, 2004)

Sus fracciones elásticas reflejan drásticos cambios paleogeográficos, variaciones laterales de facies y fluctuaciones de la línea de costa de hasta 200 km dentro de la plataforma marina somera Oriente. Se diferencian al menos cinco secuencias depositacionales, en un marco de estratigrafía secuencial de segundo orden. (Baby, et al, 2004)

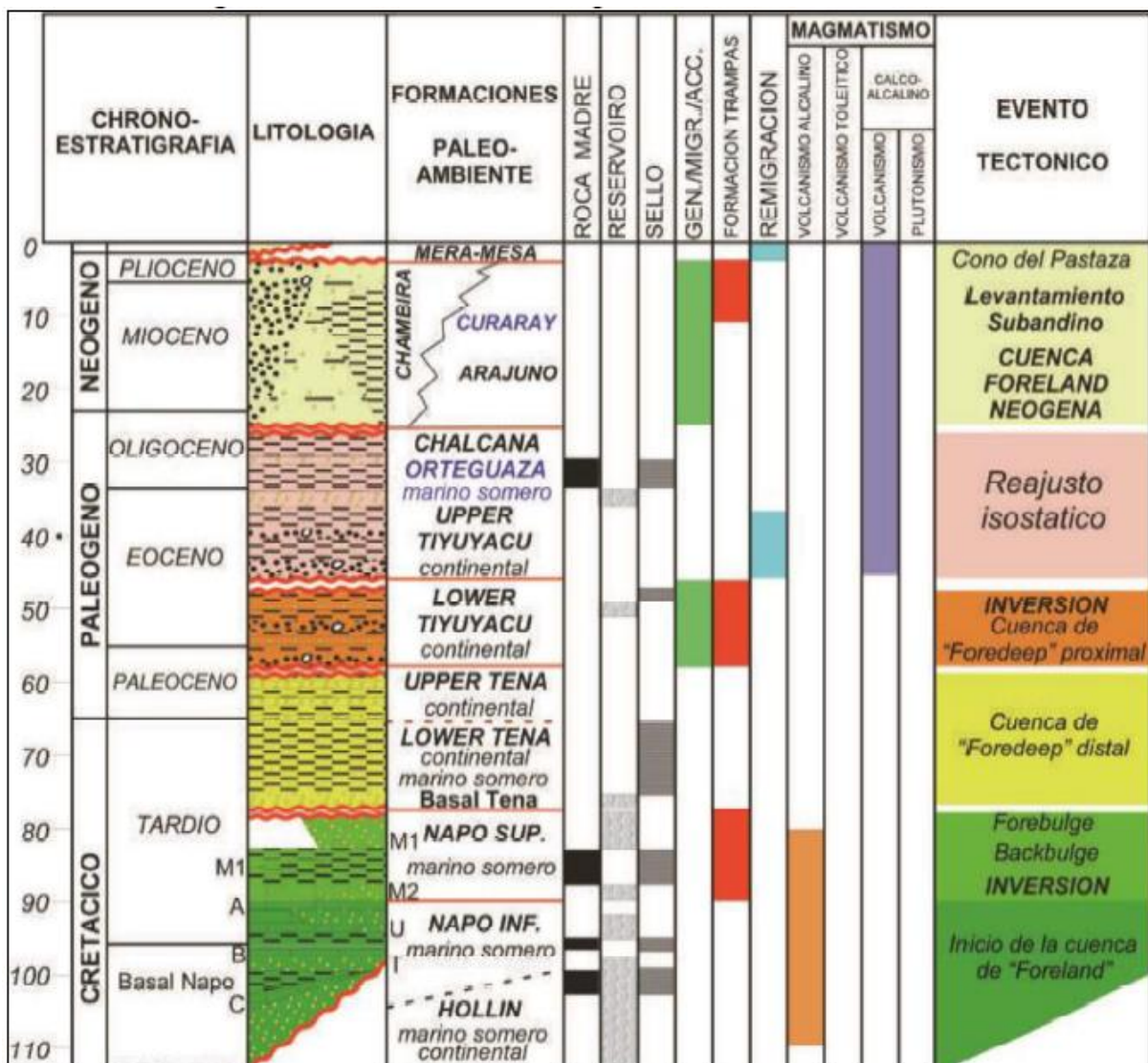
La sección sedimentaria Hollín-Napo-Basal Tena muestra características bien definidas dentro de un modelo de estratigrafía secuencial. Dichas formaciones exhiben variaciones bruscas de la línea de costa en la plataforma marina-somera de la Cuenca Oriente en el Cretácico, y muestran cambios verticales y laterales de facies a lo largo de la cuenca que interrumpen la sedimentación marina de baja energía. (Baby, et al, 2004)

Dentro de un modelo de estratigrafía secuencial, variaciones relativas del nivel del mar controlan el espacio disponible para la acomodación de sedimentos, y por lo

tanto, ejercen un control regional sobre la distribución de facies sedimentarias en la cuenca. (Baby, et al, 2004)

La progradación de facies sedimentarias elásticas fluviales y de playa sobre facies de plataforma marina-somera. causada por las caídas del nivel del mar, son ejemplos claros de regresiones forzadas. (Baby, et al, 2004)

FIGURA 2-13. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE



Fuente: (Baby, et al, 2004)

En la figura 2.13 encontramos los estratos que forman parte de la columna estratigráfica de la Cuenca Oriente. De los que detallaremos las formaciones Hollín, Napo y Tena por su interés productivo.

2.5.2.1 Formación Hollín

Fue definida por Watson y Sinclair, 1927 y subdivida en dos miembros litológicos: Hollín Inferior y Hollín Superior. (Tuz & León, 2013)

Está compuesta por rocas ricas en sílice de la clase cuarzarenita y arenitas de cuarzo, de grano fino a medio, clasificación regular preferentemente; matriz arcilla caolinita, en menor proporción ilita y puntualmente clorita en 0% al 5% para las cuarzarenitas y del 8% para las arenitas; el cemento es silíceo y calcáreo, puntualmente siderítico, < 4%. La porosidad es primaria y va del 4% al 14%; el diámetro de poros es de 30 a 100 micras. (Villarroel, 2014)

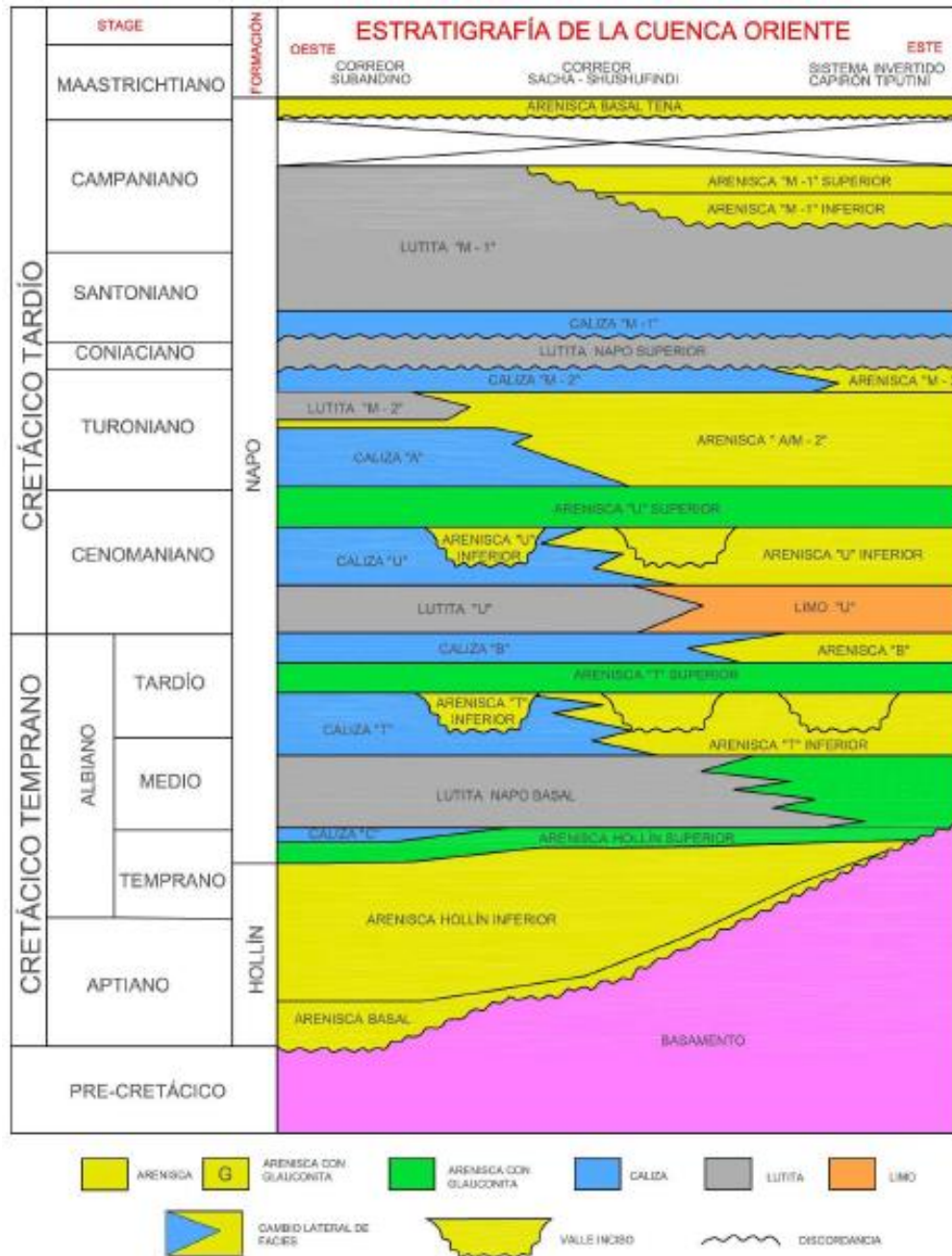
Hollín Superior contiene glauconita, mientras que el estrato inferior está formado solo por areniscas cuarzosas limpias. La Formación Hollín reposa en discordancia angular o para-concordancia sobre las Formaciones Chapiza y Misahuallí del Jurásico y sobre las Formaciones Macuma y Pumbuiza del Paleozoico. Estos depósitos son diacrónicos y retrógrados y se acuñan hacia el Este de la Cuenca Oriente. (Tuz & León, 2013)

2.5.2.2 Formación Napo

Fue definida por Watson y Sinclair en 1927. Es la Formación económicamente más importante de la Cuenca Oriente, se constituye de areniscas cuarzosas a menudo glauconíticas con o sin bioturbación, calizas bioclásticas, margas depositadas en

una plataforma marina somera y lutitas laminadas. (Tuz & León, 2013)

FIGURA 2-14. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CRETÁCICO DE LA CUENCA ORIENTE



Fuente: (Tuz & León, 2013)

La Formación Napo se caracteriza por ser heterolítica, como resultado de

variaciones relativas del nivel del mar y del desplazamiento de la línea costera. (Tuz & León, 2013) Como lo muestra en la figura 2.14 está dividida en diferentes unidades:

- Caliza C
- Lutitas Napo Basal
- Caliza T
- Arenisca T inferior
- Arenisca T superior
- Caliza B
- Lutita U
- Arenisca U inferior
- Arenisca U superior
- Caliza A
- Calizas y areniscas M-2
- Caliza M-1
- Lutita M-1
- Arenisca M-1 inferior
- Arenisca M-1 superior

2.5.2.3 *Formación Basal Tena*

Corresponde a la secuencia depositacional más joven del sistema sedimentario Hollín-Napo-Basal Tena. (Baby, et al, 2004)

La arenisca Basal Tena se deposita en progradación sobre la arenisca M1 en la parte este de la Cuenca Oriente, y sobre las lutitas Napo Superior en la parte oeste. Se caracteriza por presentar facies fluvio-marinas de canales de marea, como también facies de playa y de plataforma marina clástica somera. (Baby, et al, 2004)

El miembro Basal Tena, atribuido como parte del sistema continental de 'red beds' de la formación Tena, también puede ser redefinido como parte del sistema Napo. (Baby, et al, 2004)

Se le atribuye una edad Mastrichtiano Temprano. También describe areniscas arcósicas hacia el Este, pasando a cuarzo - arenitas, cuarzo areniscas arcósicas y cuarzo-arenitas calcáreas hacia la parte central y norte. (Tuz & León, 2013)

La zona subandina indica la existencia de microconglomerados, brechas calcáreas y areniscas cuarzosas. (Tuz & León, 2013)

La base de la Arenisca Basal Tena pertenece a una discordancia erosiva regional que ha sido asociada a un cambio litológico importante, esta discordancia es observada en varios afloramientos de la Zona Subandina y en secciones sísmicas de la Cuenca Oriente específicamente en la parte occidental. Mientras que en la parte superior el contacto es concordante con el Tena inferior. (Tuz & León, 2013)

2.5.3 CONSTRUCCIÓN DE UN POZO

La construcción de un pozo se realiza en diferentes etapas o secciones, con el objetivo de operar bajo condiciones seguras, proteger las formaciones perforadas y disminuir el riesgo a perder el pozo y las diferentes herramientas por posibles derrumbes.

Dependiendo de la profundidad, la perforación se la puede realizar en 3, 4 o más etapas:

2.5.3.1 Primera sección

La primera sección es muy poco profunda y no representa mucho tiempo en su ejecución comparada con el resto de las secciones. Servirá como guía para la perforación de las siguientes etapas.

Para la fase inicial de la construcción de un pozo se utilizan tuberías que se conocen como casing. Por lo general, el diámetro del Csg. es 20" y se corre y cementa en un hoyo perforado por una broca de 26". Dependiendo de las exigencias del proyecto el tamaño puede variar.

2.5.3.2 Segunda sección

Constituida por un Csg de 13 3/8", considerado como casing superficial, corrido y cementado hasta superficie en un hoyo perforado con una broca de 16".

Atraviesa formaciones superficiales compuestas por gravas, Boulder, carbón, arcillas y limolitas.

Generalmente su profundidad vertical verdadera (True Vertical Depth - TVD) es hasta +/- 5400 ft.

Se recomienda utilizar un fluido inhibitorio de baja reología con una concentración de 700 a 1500 ppm de Ca⁺⁺ para evitar taponamiento del flow line y controlar contaminación con Anhidrita. (Villarroel, 2014)

El rango de valores de las propiedades que comúnmente se busca proporcionar al

fluido para esta sección se describen en la tabla 2.5.

TABLA 2-5. PROPIEDADES DE LODO PARA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN SUPERFICIAL

PROPIEDAD	RANGO	UNIDAD
Densidad	8.4 - 10.5	lb/gl
Viscosidad	28 – 45	seg/qt
PV	Mínimo posible	cP
YP	4 – 25	lb/100 pie ³
Arena	< 1.0	%
Sólidos total	Mínimo posible	%

Fuente: (Villarroel, 2014)

2.5.3.3 Tercera sección

Conocida como sección intermedia, consta de un Csg. de 9 5/8" (casing intermedio) corrido y cementado hasta superficie en un hoyo perforado por una broca de 12 1/4".

Generalmente su profundidad vertical verdadera va desde +/- 5400 ft hasta +/- 8600 ft encontramos a las formaciones de Orteguzaza, Tiyuyacu, Conglomerado Superior e Inferior de Tiyuyacu y Tena que están compuestas por lutitas inestables, conglomerados, arcillas hinchables, limolitas y arenas. (Villarroel, 2014)

El rango de valores de las propiedades que comúnmente se busca proporcionar al fluido para esta sección se describen en la tabla 2.6.

TABLA 2-6. PROPIEDADES DEL LODO PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN INTERMEDIA

PROPIEDAD	RANGO	UNIDAD
Densidad	9.2 - 10.5	lb/gl
Viscosidad	30 – 70	seg/qt
pH	9.0 – 10.0	
PV	10 - 25	cP
YP	15 – 30	lb/100 pie ³
Filtrado	6.0 – 8.0	ml/30 min.
MAXDRILL	0.25	g1/bbl
Arena	< 1.0	%
Sólidos Corr.	< 10	%

Fuente: (Villarroel, 2014)

2.5.3.4 Cuarta sección

Esta última etapa corresponde a la zona de interés y generalmente su profundidad vertical verdadera va desde +/- 8600 ft hasta +/- 10000 ft, aquí se encuentran las formaciones Basal Tena, Napo (lutitas), Calizas, Arenas y Hollín. (Villarroel, 2014)

A diferencia de las otras secciones, en esta etapa se utiliza una tubería de 7” conocida como liner corrida en un hoyo perforado por una broca de 8 1/2”, que va anclada y cementada unos pies por encima del final de la sección intermedia.

El rango de valores de las propiedades que comúnmente se busca proporcionar al fluido para esta sección se describen en la tabla 2.7.

TABLA 2-7. PROPIEDADES DE LODO PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE INTERÉS

PROPIEDAD	RANGO	UNIDAD
Densidad	9.0 - 9.2	lb/gl
Viscosidad	35 – 70	seg/qt
pH	9.0 – 9.5	
PV	10 – 25	cP
YP	15 – 40	lb/100 pie ³
Filtrado	6.0 max	ml/30 min.
Arena	< 0.5	%
LRSV	< 40000	lb/bbl

Fuente: (Villarreal, 2014)

2.5.4 ADITIVOS

Los aditivos son sustancias o compuestos que se agregan al fluido de perforación para modificar sus propiedades, deseando mejorar el desempeño de sus funciones durante la operación.

2.5.4.1 Arcilla Organofílica

El término arcilla no sólo tiene connotaciones mineralógicas, sino también de tamaño de partícula, en este sentido se consideran arcillas todas las fracciones con un tamaño de grano inferior a 2 µm. (Romero & Suárez, SF)

Las arcillas del tipo montmorillonítico, originalmente hidrofílicas, cuando se tratan con sales de amonio cuaternario se transforman en organofílicas. lo cual les permite

producir fenómenos tixotrópicos de amplia aplicación en diferentes campos de la industria. (Corredor & Pinzón, 1994)

La arcilla organofílica se utiliza como viscosificante en lodos base aceite. Es un tixotrópico idóneo para usarse en una amplia variedad de aceites y solventes. Además de proveer excelentes propiedades reológicas, la arcilla organofílica mejora la capacidad de acarreo y de limpieza del pozo. Con el uso de la arcilla organofílica, se incrementará la estabilidad térmica y de emulsión y el filtrado se reducirá notablemente. (Mendez, 2018)

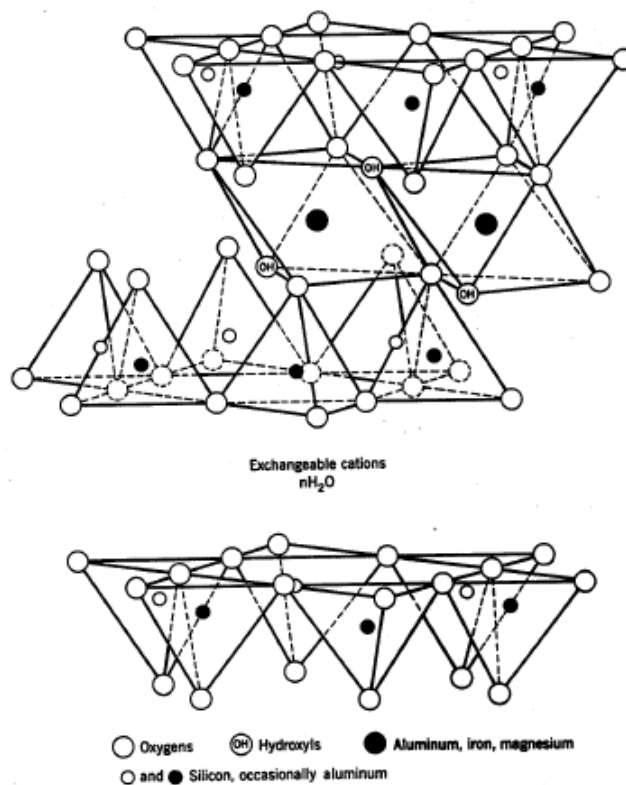
2.5.4.1.1 Estructura de la arcilla

Las arcillas, al igual que el resto de los filosilicatos, presentan una estructura basada en el apilamiento de planos de iones oxígeno e hidroxilos, tal como se muestra en la figura 2.15. (Romero & Suárez, SF)

Los grupos tetraédricos $(SiO)_4^{4-}$ se unen compartiendo tres de sus cuatro oxígenos con otros vecinos formando capas, de extensión infinita y fórmula $(Si_2O_5)^{2-}$, que constituyen la unidad fundamental de los filosilicatos. En ellas los tetraedros se distribuyen formando hexágonos. El silicio tetraédrico puede estar, en parte, sustituido por Al^{3+} o Fe^{3+} . (Romero & Suárez, SF)

Estas capas tetraédricas se unen a otras octaédricas de tipo gibbsita o brucita. En ellas algunos Al^{3+} o Mg^{2+} , pueden estar sustituidos por Fe^{2+} o Fe^{3+} y más raramente por Li, Cr, Mn, Ni, Cu o Zn. El plano de unión entre ambas capas está formado por los oxígenos de los tetraedros que se encontraban sin compartir con otros tetraedros (oxígenos apicales), y por grupos $(OH)^-$ de la capa brucítica o gibbsítica, de forma que, en este plano, quede un $(OH)^-$ en el centro de cada hexágono formado por 6 oxígenos apicales. El resto de los $(OH)^-$ son reemplazados por los oxígenos de los tetraedros. (Romero & Suárez, SF)

FIGURA 2-15. ESTRUCTURA DE LAS ARCILLAS



Fuente: (Romero & Suárez, SF)

2.5.4.1.2 Caracterización física, química y mineralógica de muestras de arcilla de blanqueo pura y de arcilla de blanqueo usada

Las arcillas de blanqueo poseen valores elevados de superficie específica y porosidad, propiedades que le confieren una gran capacidad de adsorción. (Haro, et al, 2014)

En la tabla 2-8 se muestran los datos obtenidos por Haro & et al (2014). La tierra decolorante usada presenta mayor densidad y contiene 48.8 % de material volátil, el cual está compuesto de aceite retenido (38.1%) e impurezas adsorbidas del

aceite (10.7%). Las impurezas son restos de fosfolípidos del proceso de desgomado, carotenoides y trazas de metales. Para el caso de la arcilla de blanqueo pura se determinó 8.9 % de volátiles que podrían ser compuestos orgánicos adheridos a la tierra. Por esta razón adicionalmente los contenidos de cenizas son superiores (78,7%) en la arcilla pura. (Haro, et al, 2014)

El pH presenta valores de 4.5 y 7.1 para la arcilla de blanqueo usada y para la arcilla de blanqueo pura, respectivamente, esto se debe a la presencia de aceite retenido en la tierra usada que le confiere un pH ácido (4.5), mientras que el pH de la arcilla pura es neutro puesto que este es un material adsorbente natural.

TABLA 2-8. CARACTERIZACIÓN FÍSICA DE LA ARCILLA DE BLANQUEO PURA Y USADA

ANÁLISIS REALIZADO	ARCILLA DE BLANQUEO USADA	ARCILLA DE BLANQUEO PURA
HUMEDAD	10.2 %	11.9 %
MATERIAL VOLÁTIL *	48.8 %	8.9 %
CENIZAS	40.4 %	78.7 %
CARBÓN FIJO	0.44%	0.36%
DENSIDAD APARENTE	0.737 g/mL	0.512 g/mL
ACEITE RETENIDO*	38.1 %	No aplica
PH	4.5	7.1
SUPERFICIE ESPECÍFICA	No aplica	531.8 m^2/g
CEC (CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO)	No aplica	72.1 meq $Na/100g$

Fuente: (Haro, et al, 2014)

Elaborado por: (Hidalgo, 2020)

En la tabla 2-9 se presenta el análisis químico de las arcillas, donde se puede observar que existe una alta concentración de carbono en la tierra de blanqueo usada (63.2%) que se debe a la gran cantidad de aceite retenido e impurezas del aceite como los fosfolípidos.

La elevada concentración de aluminio se debe a que este catión conforma la estructura octaédrica de la montmorillonita, así como también el hierro y el magnesio. Los iones metálicos alcalinos (Na y K) y alcalino térreos (Mg y Ca) están en el espacio interlaminar de estas arcillas de blanqueo.

TABLA 2-9. ANÁLISIS QUÍMICO DE LA ARCILLA DE BLANQUEO PURA Y USADA

Elemento	Valor obtenido (%)	
	Arcilla de blanqueo usada	Arcilla de blanqueo pura
C	63.2	< 0.01
Si	12.6	35.5
Al	3.9	10.5
Fe	2.4	6.5
K	< 0.01	1.4
Mg	1.7	4.3
Na	0.4	0.1
Ca	0.6	0.8

Fuente: (Haro, et al, 2014)

Elaborado por: (Hidalgo, 2020)

2.5.4.2 Nanosílice

La función más importante de la sílice pirogénica reside en su capacidad de modificar propiedades reológicas de sistemas líquidos a través de la formación de

una red tridimensional, basada en agregados de SiO_2 . Espesamiento, tixotropía, suspensión de sólidos y transparencia son algunas de las propiedades conferidas por este aditivo. (Cabot, 2019)

2.5.4.2.1 M-5

Es un producto de uso general, es un buen agente de fluidez. Presenta una fácil dispersión y excelentes propiedades reológicas en sistemas líquidos. Tiene una densidad aparente de $40 \text{ Kg}/\text{m}^3$, un área superficial de $200 \text{ m}^2/\text{g}$ y un pH de entre 3.8 y 4.3. (Cabot, 2019)

TABLA 2-10. PROPIEDADES TÍPICAS, CAB-O-SIL M-5

Propiedades típicas, CAB-O-SIL M-5	
B.E.T. Área superficial	$200 \text{ m}^2/\text{g}$
pH (4% lechada acuosa)	3.7 – 4.3
Residuo de malla 325 (44 micrones)	0.02% max.
Densidad aparente (Densidad de vertido)	$3.0 \text{ lb}/\text{ft}^3$ max. ($50 \text{ g}/\text{L}$)
Pérdida por calentamiento	< 1.5% max.
Pérdida por ignición (@ 1000 °C)	< 2 wt. %
Gravedad específica Wt. Por galón	$2.2 \text{ g}/\text{cm}^3$ 18.3 lb
Índice refractario	1.46
Forma en rayos x	Amorfo
Evaluación (% SiO_2)	> 99.8
Adsorción de aceite	-350 g / 100 g aceite
Longitud promedio de partícula	0.2 – 0.3 micrones

Fuente: (Cabot , 2004)

2.5.4.2.2 TS-610

Es un excelente agente hidrófobo anti sedimentante de cargas, pigmentos, ingredientes activos con mínimo impacto en las propiedades reológicas de los líquidos en sistemas de alta polaridad. Indicado principalmente para sistemas de alto volumen de sólidos. (Cabot, 2019)

2.5.4.3 Salmuera

Minimizan las interacciones entre los lodos y las formaciones de arcillas y sal, además de aportar densidad al lodo. Incrementa la capacidad de sostener los recortes, ya que posee una mayor viscosidad que el aceite o la salmuera por separado. En la mayoría de las ocasiones, se utiliza cloruro de sodio para formar la salmuera. (García & Hernández, 2017)

2.5.4.4 Emulsificantes

Los emulsificantes son compuestos químicos que tienen partes oleofílicas e hidrofílicas. Los emulsificantes que han demostrado utilidad son los ácidos grasos, jabones de ácidos grasos y ácidos grasos derivados incluyendo amido-aminas, poliamidas, poliaminas, ésteres. (Patel, et al, 1990)

2.5.5 HIDRÁULICA

El comportamiento de un fluido se determina por el régimen de flujo, el cual afecta directamente el desempeño de sus funciones básicas. El flujo puede ser laminar o turbulento y depende de la velocidad de flujo, la forma y el tamaño del medio de flujo, la densidad del fluido y su viscosidad. (API RP 13D, 2003)

2.5.5.1 Regímenes de flujo

Es importante conocer el régimen que presenta el fluido en una situación particular para evaluar su desempeño. Durante el cambio de régimen laminar a turbulento, el fluido atraviesa una zona donde el flujo tiene características de ambos regímenes. (API RP 13D, 2003)

2.5.5.1.1 Flujo laminar

En el flujo laminar, el fluido se mueve paralelo a la pared del medio de flujo, formando un perfil de velocidad parabólico. La velocidad alcanza su nivel máximo en el centro del medio y disminuye a cero en la pared del conducto, formando una serie de capas telescópicas cuya velocidad aumenta de capa en capa hacia el centro. (Esterlin & Gomez, 2011)

El flujo tiende a ser laminar cuando el movimiento es lento o cuando el fluido es viscoso. La presión requerida para mover el fluido aumenta con el aumento de la velocidad y la viscosidad. (API RP 13D, 2003)

2.5.5.1.2 Flujo turbulento

En el flujo turbulento, surgen espontáneamente fluctuaciones de velocidad. El fluido se arremolina a medida que se mueve a lo largo del medio de flujo, aunque la mayor parte del fluido avanzará. La rugosidad de la pared o cambios en la dirección del flujo aumentarán la turbulencia. (API RP 13D, 2003)

El flujo tiende a ser turbulento con velocidades de flujo altas o cuando el fluido tiene una baja viscosidad. La presión requerida para el movimiento del fluido aumenta linealmente con la densidad y aproximadamente con el cuadrado de la velocidad. (API RP 13D, 2003)

2.5.5.1.3 Flujo transitorio

El estado de flujo transitorio comparte características con ambos regímenes antes descritos. En el régimen laminar el flujo es controlado por fuerzas de viscosidad, mientras que en el régimen turbulento el flujo lo controlan las fuerzas de inercia. De esta manera, en el régimen transitorio ambas fuerzas controlan el flujo con igual importancia. (API RP 13D, 2003)

La relación entre las fuerzas de inercia con las fuerzas de viscosidad se conoce como el número de Reynolds. (API RP 13D, 2003)

La transición se da cuando el fluido alcanza la velocidad crítica. Para los típicos fluidos de perforación, esto ocurre normalmente a velocidades correspondientes a números de Reynolds entre 2000 y 4000. (API RP 13D, 2003)

2.5.5.2 Tipos de fluidos

De acuerdo con su comportamiento reológico los fluidos pueden ser Newtonianos o no Newtonianos.

2.5.5.2.1 Fluidos Newtonianos

Son fluidos en los cuales la viscosidad permanece constante mientras la velocidad de corte cambia. Dicho de otra manera, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. (API RP 13D, 2003)

2.5.5.2 Fluidos no Newtonianos

Estos fluidos son lo contrario a los fluidos Newtonianos. Es decir, la viscosidad varia al variar la velocidad de corte. Por ende, el esfuerzo de corte no es directamente proporcional a la velocidad de corte. (API RP 13D, 2003)

Es posible identificar el tipo de fluido con la ayuda de un viscosímetro cilíndrico concéntrico. Si la lectura del valor a 600 rpm es el doble que la lectura del valor a 300 rpm, entonces es un fluido Newtoniano. Si la lectura es menor que el doble, entonces es un fluido no Newtoniano. (API RP 13D, 2003)

2.5.5.3 Modelos reológicos

Los modelos reológicos tienen el propósito de facilitar la caracterización del flujo de un fluido. Los 3 principales para fluidos de perforación son:

2.5.5.3.1 Modelo plástico de Bingham

Es el modelo reológico comúnmente utilizado para fluidos de perforación. Este modelo describe fluidos en los cuales la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte es lineal una vez se supera un específico esfuerzo de corte. Para describir este modelo se utilizan los parámetros de viscosidad plástica y punto de cedencia. Caracteriza fluidos en el rango más alto de velocidad de corte entre $511 s^{-1}$ a $1022 s^{-1}$. (API RP 13D, 2003)

2.5.5.3.2 Modelo ley de potencia

Se usa para describir el flujo de fluidos de perforación pseudoplásticos o shear thinning. Describe fluidos donde al graficar el logaritmo del esfuerzo de corte versus el logaritmo de la velocidad de corte se obtiene una línea recta. Dado que las

constantes de este modelo (n y k) se determinan mediante datos obtenidos a 2 velocidades representa más cercanamente los fluidos actuales sobre un extenso rango de velocidades de corte. (API RP 13D, 2003)

2.5.5.3.3 Modelo ley de potencia modificado (Herschel-Buckley)

Es utilizado para describir el flujo de fluidos pseudoplásticos que requieren de un esfuerzo de cedencia (Yield stress) para fluir. La gráfica logarítmica del esfuerzo de corte menos el esfuerzo de cedencia versus la velocidad de corte es una línea recta. Este modelo posee las ventajas del modelo de ley de potencia y describe el flujo de un fluido de perforación más cercanamente, dado que incluye valores de esfuerzo de cedencia. (API RP 13D, 2003)

2.6 DISPOSICIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Hasta la década de 1980, poca era la atención brindada a la eliminación de los recortes y desechos de fluidos de perforación. Habitualmente, estos materiales se desechaban por la borda en las operaciones marinas o se sepultaban durante la perforación en las localizaciones terrestres. (M-I SWACO, 2007)

En las décadas de 1980 y 1990, la concientización ambiental global aumentó y la industria del petróleo y el gas, junto con sus reguladores, comenzaron a comprender y concienciar el potencial impacto ambiental de los residuos de perforación. (M-I SWACO, 2007)

2.6.1 IMPACTO AMBIENTAL

El agua de producción contiene diferentes cantidades de sales, gases disueltos (CO , CO_2 , H_2S) y sólidos en suspensión con trazas de metales pesados y niveles excesivos de radiación. Además, el agua de producción antes del tratamiento

contiene niveles altos de petróleo de forma suspendida y emulsificada. (Ortiz, 2016)

El impacto biológico de los lodos base aceite (OBM) es mayor que el de los lodos base agua (WBM). Los primeros OBM contenían Diesel el cual tiene una gran porción de hidrocarburos aromáticos que son tóxicos y tienden a persistir en el ambiente donde son desechados. (Munro, et al, 1997) En la mayoría de los casos los fluidos de perforación son desechados en cuerpos de agua generando un impacto directo a la fauna acuática, retarda la regeneración de la capa vegetal y crea efectos contaminantes severos al ambiente que necesitan de tratamientos costosos para reducir el impacto generado por los desechos sólidos y líquidos. (Arévalo, 2018)

La creciente concientización ambiental, el surgimiento de nuevas regulaciones para el vertimiento de sustancias y las situaciones desafiantes de perforación en combinación condujeron a la industria del petróleo y el gas a desarrollar nuevas tecnologías de fluidos de perforación y manejo de residuos. (M-I SWACO, 2007)

De esta manera, tras las arduas investigaciones y ensayos se dio apertura al desarrollo de fluidos de perforación a base de aceites biodegradables o de base sintética como medida para minimizar el impacto ambiental generado por la disposición de desechos de fluidos de perforación. (McKee, et al, 1995)

En ciertas áreas, dependiendo de las regulaciones medioambientales, los recortes de perforación impregnados de SBM son enterrados, se vierten en el mar, o se transforman en desechos benignos para el medio ambiente usando procedimientos de biorremediación. (M-I SWACO, 2007)

Todos los sistemas de lodos sintéticos en uso son calificados con una categoría E

según el ranking de OCNS (Offshore Chemical Notification Scheme) y por lo tanto son relativamente no tóxicos, no bioacumulativos. (Munro, et al, 1997)

2.6.2 NORMATIVA

Cada país cuenta con sus guías o procedimientos para actividades de exploración y producción de petróleo. Entre sus secciones existen apartados que regulan y son las directrices para el correcto manejo y disposición de desechos de fluidos de perforación.

El Ecuador cuenta con el reglamento ambiental de actividades hidrocarburíferas con número de decreto ejecutivo N°1215, modificado por última vez el 29 de septiembre del 2010. El documento fue estructurado por Petroamazonas EP que es la empresa hidrocarburífera del Ecuador.

En el artículo 29 del reglamento se encuentra la disposición para el manejo y tratamiento de descargas líquidas, donde se exponen los siguientes numerales:

- a) **Desechos líquidos industriales, aguas de producción descargas líquidas y aguas de formación.** - Toda estación de producción y demás instalaciones industriales dispondrán de un sistema de tratamiento de fluidos resultantes de los procesos.

No se podrá descargar el agua de formación a cuerpos de agua mientras no cumpla con los límites permisibles constantes en el anexo 2 y 3.

- b) **Disposición.** - Todo efluente líquido, proveniente de las diferentes fases de

operación, que deba ser descargado al entorno, deberá cumplir antes de la descarga con los límites permisibles establecidos en el Anexo 2 y 3.

Los desechos líquidos, las aguas de producción y las aguas de formación deberán ser tratadas y podrán ser inyectadas y dispuestas, conforme lo establecido en el literal c) de este mismo artículo, siempre que se cuente con el estudio de la formación receptora aprobado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas en coordinación con la Subsecretaría de Protección Ambiental del mismo Ministerio.

Si estos fluidos se dispusieren en otra forma que no sea a cuerpos de agua ni mediante inyección, en el Plan de Manejo Ambiental se establecerán los métodos, alternativas y técnicas que se utilizarán para su disposición con indicación de su justificación técnica y ambiental; los parámetros a cumplir serán los aprobados en el Plan de Manejo Ambiental.

c) **Reinyección de aguas y desechos líquidos.** - Cualquier empresa para disponer de desechos líquidos por medio de inyección en una formación porosa tradicionalmente no productora de petróleo, gas o recursos geotérmicos, deberá contar con el estudio aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente:

c.1) que la formación receptora está separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a estas formaciones.

c.2) que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área.

c.3) que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce.

c.4) que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5,000 (cinco mil) ppm.

El indicado estudio deberá incorporarse al respectivo Plan de Manejo Ambiental.

d) **Manejo de desechos líquidos costa afuera o en áreas de transición. -**

Toda plataforma costa afuera y en áreas de transición, dispondrá de una capacidad adecuada de tanque, en la que se receptorán los fluidos provenientes de la perforación y/o producción, para que sean eliminados sus componentes tóxicos y contaminantes previa su descarga, para la cual tiene que cumplir con los límites dispuestos en el Anexo 2 y 3.

En operaciones costa afuera, se prohíbe la descarga de lodos de perforación en base de aceite, los mismos que deberán ser tratados y dispuestos en tierra. En las plataformas off-shore se instalarán circuitos cerrados para el tratamiento de todos los desechos líquidos.

CAPITULO 3

3 DESCRIPCIÓN EXPERIMENTAL

Como parte fundamental para el éxito de cualquier proyecto de perforación. El lodo es diseñado con características específicas que permitan un desempeño satisfactorio, dependiendo del grado de dificultad que presente la construcción del pozo.

Para asegurarse de que la condición del fluido sea la apropiada, este es analizado mediante la elaboración de un conjunto de pruebas. Algunas de las cuales no fueron posible de realizar para el desarrollo de este trabajo debido a las limitaciones que se presentaron por las circunstancias actuales de pandemia. Sin embargo, la información recopilada nos permitirá concluir la viabilidad o no del uso de arcilla organofílica gastada en una base de biodiesel para el diseño de un fluido de perforación.

3.1 PREPARACIÓN DE LAS PARTES

En este trabajo no solo se busca minimizar el impacto ambiental anexo a la perforación de pozos mediante el uso de una base biodegradable, que para nuestro caso es el biodiesel. Sino también, se busca rehabilitar y hacer uso de un “desecho” generado en el proceso de purificación del aceite de palma que llamamos arcilla organofílica gastada.

La arcilla organofílica gastada presenta un estado deteriorado, atribuido al tiempo y condiciones de almacenamiento. Con el propósito de eliminar la mayor parte de impurezas y acondicionar la arcilla previo su uso, se le dio un tratamiento descrito a continuación.

3.1.1 ACTIVACIÓN DE LA ARCILLA ORGANOFÍLICA GASTADA

La arcilla organofílica empleada en el desarrollo de este trabajo había sido utilizada como filtro para el blanqueamiento de aceites comestibles por su gran capacidad de adsorción.

Debido a las propiedades físico – químicas de las tierras de blanqueo (principalmente su gran superficie específica y porosidad), estas adsorben pigmentos de color (compuestos carotenoides), fosfolípidos procedentes del proceso de desgomado, metales, productos primarios (peróxidos e hidroperóxidos) y secundarios (aldehídos y cetonas) de oxidación, reteniendo además aceite sobre un 30%. (Haro, et al, 2014)

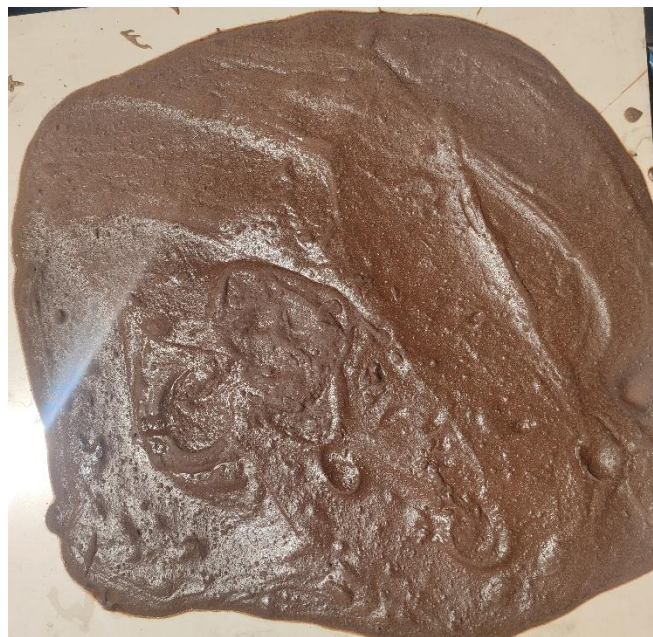
Se probó separar las impurezas de la arcilla con cloruro de benzalconio, seleccionado por ser un compuesto sintético usado como desinfectante y bactericida. Obteniendo resultados muy favorables, permitiéndonos seguir adelante con el procedimiento.

El cloruro de benzalconio fue diluido en alcohol, ya que una concentración muy alta podría generar inconvenientes posteriores. De esta manera se añadió la solución a la arcilla en una relación en masa de 5:1.

El proceso tuvo una duración de 4 días, tiempo en el que se filtró el fluido a través de una tela, logrando desprender gran parte de las impurezas adheridas a la arcilla. Tal como se muestra en la figura 3.1, se extendió la arcilla húmeda sobre planchas de porcelana y se dejó secar por 2 días.

Sin embargo, la arcilla no estaba completamente seca. Para conocer el porcentaje de fluido remanente en la arcilla, se realizó la prueba de contenido de sólidos con la ayuda de una retorta de 50 mL de capacidad. Obteniendo resultados de alrededor del 55% de fluido remanente. Este porcentaje es registrado en la descripción de las muestras, visualizando un peso de arcilla organofílica húmeda (AOH) y un peso de arcilla organofílica seca (AOS).

FIGURA 3-1. ARCILLA ORGANOFÍLICA ACTIVA



3.1.2 PREPARACIÓN DE LA SALMUERA

La salmuera es importante en un sistema de circulación puesto que aporta varios beneficios al lodo. Para fluidos de perforación de base aceite es indispensable la adición de salmuera y su emulsificación; elevando su densidad y mejorando su capacidad de sostener los recortes de perforación.

Para este trabajo se utilizó cloruro de potasio para preparar 2 salmueras a concentraciones de 80 000 y 120 000 ppm.

Tomando como referencia la data del handbook de Baroid, tabla 3.1, para la preparación de salmueras las concentraciones exactas resultan siendo valores de 82 600 y 126 000 ppm de KCl. Sin embargo, para los fines pertinentes mantendremos en la literatura las concentraciones establecidas en el párrafo anterior.

TABLA 3-1. KCL BRINE DATA

Density @ 70°F = 21°C				To make 1 bbl		Potassium	Chloride		
lb/gal	lb/ft ³	psi/ft	g/cc	Water (bbl)	KCl (lb)	ppm	mg/l	ppm	mg/l
9,1	68,1	0,473	1,090	0,933	55,2	75700	82600	68700	74900
9,5	71,1	0,494	1,138	0,898	84,2	110700	126000	100400	114200

Obtenido de: (Handbook, Baroid)

Se preparan 3 galones de salmuera de la manera siguiente:

$$3 \text{ gal} * \frac{3.785 \text{ l}}{1 \text{ gal}} = 11.355 \text{ l}$$

Con este valor y usando la data de salmuera se calcula el peso de KCl a adicionarse para elaborar las salmueras.

Sabiendo:

$$1 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} = 1 \frac{\text{g}}{350 \text{ cm}^3}$$

Para salmuera de 80 000 ppm:

$$11\,355\text{ mL} * \frac{55.2\text{ g KCl}}{350\text{ mL}} = 1790.85\text{ g KCl}$$

$$350\text{ mL} * 0.933 = 326.55\text{ mL agua}$$

$$11\,355\text{ mL} * \frac{326.55\text{ mL agua}}{350\text{ mL}} = 10\,594.2\text{ mL agua}$$

Para salmuera de 120 000 ppm:

$$11\,355\text{ mL} * \frac{84.2\text{ g KCl}}{350\text{ mL}} = 2731.69\text{ g KCl}$$

$$350\text{ mL} * 0.898 = 314.3\text{ mL agua}$$

$$11\,355\text{ mL} * \frac{314.3\text{ mL agua}}{350\text{ mL}} = 10\,196.8\text{ mL agua}$$

3.1.3 PREPARACIÓN DE LAS MUESTRAS

Antes de iniciar con la preparación de las muestras de fluido para el análisis se realizó una comparación del comportamiento entre dos opciones de aditivos viscosificantes, mediante resultados obtenidos en la prueba del embudo de Marsh. Estableciéndose el aditivo a usar y el volumen que finalmente será agregado a las muestras,

La composición de cada muestra se registra en la tabla 3-2.

TABLA 3-2. CARACTERÍSTICAS DE LAS MUESTRAS DE ANÁLISIS

Componentes	Biodiesel	Viscosificante	AOH	AOS	Salmuera		Emulsificante
Muestra N°	mL	lb/bbl	lb/bbl	lb/bbl	% total	ppm	mL
1	1500	3,75	90	41,13	17,5	80000	1
2	1500	3,75	90	41,13	35	80000	1
3	1500	3,75	120	54,84	17,5	80000	1
4	1500	3,75	120	54,84	35	80000	1
5	1500	3,75	90	41,13	17,5	120000	1
6	1500	3,75	90	41,13	35	120000	1
7	1500	3,75	120	54,84	17,5	120000	1
8	1500	3,75	120	54,84	35	120000	1

Elaborado por: (Hidalgo, 2020)

Las 8 muestras elaboradas para el análisis varían en su contenido de arcilla organofílica y en el volumen y concentración de salmuera adicionada a cada una.

En la figura 3.2 se muestran las mezcladoras con las que se prepararon las muestras de fluido.

FIGURA 3-2. MEZCLADORAS

En la figura 3.3 se evidencia cada una de las preparaciones de fluido con las que se desarrolló este trabajo.

FIGURA 3-3.MUESTRAS DE LODO



3.2 ANÁLISIS DE LABORATORIO

Cada muestra fue analizada y sometida a cada uno de los siguientes procedimientos:

3.2.1 Peso del lodo

Para fines experimentales este análisis es muy importante ya que se trata de que la densidad del fluido sea la más baja posible, para lograr optimas velocidades de penetración y disminuir las pérdidas de circulación.

Al fluido se le puede variar la densidad con facilidad, se le agrega mayor contenido de arcilla la cual entrega peso al lodo o se le puede agregar mayo volumen de

líquido para bajar su densidad. Un lodo con densidad dos veces y media más de la del agua puede prevenir y controlar derrumbe ocasionado por formaciones deleznable. (Benitez, 1982)

De acuerdo con la norma API 13B-2 (1998), este procedimiento es un método para determinar el peso de un volumen de fluido dado. Es necesario un equipo con la suficiente exactitud que permita mediciones de ± 0.1 lpg (0.5 lb/ft^3 , 0.01 g/cm^3 , 10 Kg/m^3), como la balanza de lodos.

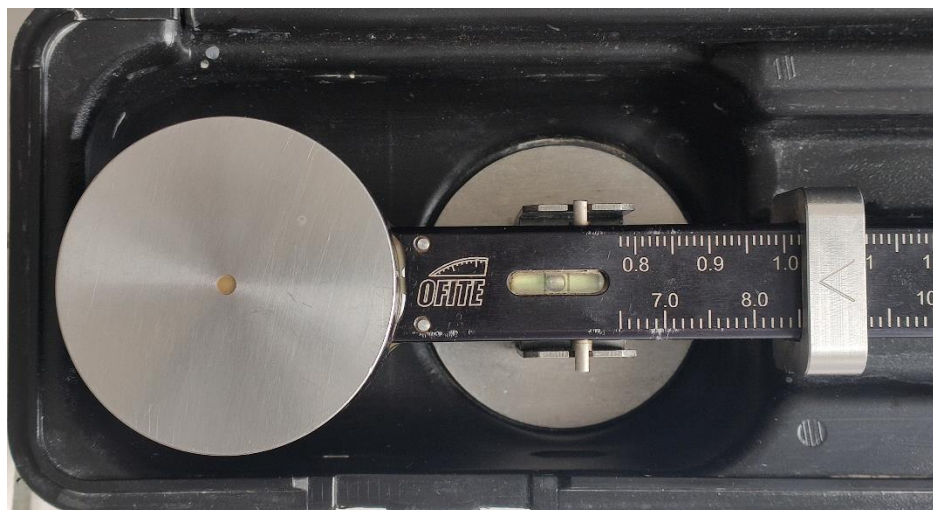
En las figuras 3.4 y 3.5, se puede apreciar el equipo utilizado para el desarrollo de este trabajo desde una vista superior y frontal.

3.2.1.1 Procedimiento

Posicionar el instrumento sobre una superficie, llenar la copa de la balanza con el fluido de análisis, ubicar la tapa en la copa y limpiar el exceso de fluido.

Ubicar la balanza en el soporte y deslizar la pesa móvil sobre la barra graduada hasta conseguir nivelar la balanza.

Registrar el valor obtenido, vaciar y limpiar la balanza para la siguiente medición.

FIGURA 3-4. BALANZA DE LODOS (VISTA SUPERIOR)**FIGURA 3-5. BALANZA DE LODOS (VISTA FRONTAL)**

3.2.2 Viscosidad de embudo

La viscosidad de embudo o API es una medida de la fluidez del lodo en relación con el agua, su importancia práctica es que aparentemente se determina la suspensión de los ripios de perforación en el espacio anular cuando el flujo es laminar; se la mide en el embudo Marsh, y se define como el tiempo que tarda en fluir por él un cuarto de galón de fluido.

Para fluidos de perforación, experimentalmente se consideran normales valores de viscosidad dentro del rango de 45 a 75 segundos. (Pozo, 2015) Sin embargo, esto va a depender mucho del tipo de fluido utilizado como base, así como también los aditivos presentes en el fluido.

El embudo de Marsh se calibra dejando correr un cuarto de galón (946 cm^3) de agua fresca a temperatura ambiente alrededor de los $70 \pm 5 \text{ }^\circ\text{F}$ ($21 \pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$). El tiempo resultante debe ser de $26 \pm 0.5 \text{ s}$. (API 13B-2, 1998)

De acuerdo con la norma API 13B-2 (1998), el embudo de Marsh tiene las siguientes especificaciones:

- Cono: Longitud = 12 in (305 mm); Diámetro = 6 (152 mm); Capacidad = 1500 cm^3 .
- Orificio: Longitud = 2 in (50.8 mm); ID = 3/16 in (4.7 mm).
- Malla: malla 12.

En las figuras 3.6 y 3.7, se puede apreciar el equipo utilizado para el desarrollo de este trabajo desde una vista superior y frontal.

3.2.2.1 Procedimiento

Se cubre el orificio y se vierte la muestra de fluido a través de la malla hasta alcanzar el volumen de un cuarto de galón.

Se prepara la copa, se deja fluir la muestra y se cronometra el tiempo que demora en llenarse la copa hasta la marca.

FIGURA 3-6. EMBUDO DE MARSH (VISTA SUPERIOR)



FIGURA 3-7. EMBUDO DE MARSH (VISTA LATERAL)



3.2.3 Filtrado

La medida del comportamiento de filtrado y las características de la costra de lodo es fundamental para el tratamiento y el control del fluido de perforación.

La cantidad, el tamaño y el tipo de partículas sólidas, así como la emulsificación de agua son factores que afectan a las características de filtrado. La interacción entre estos puede verse afectada por la presión y la temperatura. (API 13B-2, 1998)

En la figuras 3.8, se puede apreciar el equipo utilizado para el desarrollo de este trabajo desde una vista frontal.

3.2.3.1 *Procedimiento*

La prensa de filtrado API se constituye de un tanque de gas que puede ser nitrógeno o dióxido de carbono, que generará la presión necesaria, y una celda que es armada previo a cada prueba.

La celda se conforma de una base, un empaque que hace de sello y donde se ubica una malla, para luego colocar el papel filtro, donde se formará la costra de lodo. Por encima se ubica otro empaque antes de ajustar el cuerpo de la celda y llenar de fluido.

Una vez lista la muestra en la celda se coloca la tapa y es asegurada. Se cierra la válvula de alivio y se abre la válvula del tanque permitiendo el paso del gas hasta llegar a una presión de 100 ± 5 psi. Inmediatamente empezará a caer fluido que es recogido en un vaso de precipitación

Se somete la muestra a la presión mencionada durante 30 minutos. Se verifica el volumen de filtrado a los 7 minutos y medio para tener una idea del estado de la costra de lodo. De la misma manera, se verifica el volumen de filtrado a los 15 minutos y se contrasta este valor con el valor obtenido la primera vez. Esto nos permite evaluar la formación de la costra de lodo.

Al finalizar se debe cerrar la válvula del tanque y aliviar la presión permitiendo que el gas salga abriendo la válvula de alivio. Se separa la celda, se vierte el fluido y cuidadosamente se retira el papel filtro y se limpia el exceso de fluido sobre la costra. Una muestra de costra de lodo se presenta en la figura 3.9.

FIGURA 3-8. CÁMARA DE FILTRADO



FIGURA 3-9. COSTRA DE LODO

3.2.4 Contenido de sólidos

El conocimiento del contenido de aceite, agua y sólidos es fundamental para el control apropiado de las propiedades del lodo, como: la relación agua petróleo, reología, densidad, filtración y la salinidad de la fase acuosa. La medida del contenido de sólidos de los lodos es esencial para la evaluación del equipo de control de sólidos. (API 13B-2, 1998)

En la prueba de retorta, un volumen conocido de fluido es calentado en el instrumento para evaporizar sus componentes líquidos. El vapor es condensado y recolectado en una probeta. El porcentaje en volumen de sólidos es calculado por la diferencia entre el volumen inicial de fluido y el volumen de líquido extraído en el proceso.

El equipo utilizado para este trabajo cuenta con una celda de 10 mL que se acopla a una camisa, y esta a su vez se conecta con un condensador adecuado para la capacidad de la retorta.

En la figura 3.10, se puede apreciar el equipo utilizado para el desarrollo de este trabajo desde una vista frontal.

3.2.4.1 *Procedimiento*

El fluido de prueba es colocado en la celda, la cual es previamente acondicionada (limpiar, engrasar). La celda es acoplada a un cuerpo metálico que es relleno con viruta, permitiendo separar partículas sólidas del líquido. Se registra el peso de la celda acoplada al cuerpo sin y con el fluido de muestra, y se conecta a un condensador. De esta forma se ubican las partes en la retorta, donde se calienta hasta separar los sólidos de los líquidos.

Una vez finalizado el proceso, se deja enfriar y se registra el peso de la celda final. Se mide el volumen de fluido obtenido y se realizan los cálculos pertinentes.

3.2.4.2 *Ejemplo de cálculo*

La tabla 3.3 registra las características de la muestra tomada como ejemplo.

TABLA 3-3. CARACTERÍSTICAS MUESTRA 1

Muestra 1			
AOH	AOS	Salmuera	
lb/bbl	lb/bbl	ppm	% total
90	41,13	80000	0,175

Datos:

Peso 1	Peso 2	Peso 3
g	g	g
238,04	247,91	239,62

$$P_3 - P_1 = 239.62 - 238.04 = 1.58 \text{ g}$$

$$P_2 - P_1 = 247.91 - 238.04 = 9.87 \text{ g}$$

$$\frac{P_3 - P_1}{P_2 - P_1} * 100 = 16.01 \%$$

FIGURA 3-10. RETORTA (VISTA FRONTAL)



3.2.5 Viscosímetro cilíndrico concéntrico

El instrumento consta de un rotor, el cual maneja velocidades de rotación constantes o revoluciones por minuto (RPM). La rotación en el fluido produce un

torque sobre un cilindro concéntrico al rotor o bob. Un resorte de torsión restringe el movimiento del bob y un disco graduado adjunto al bob indica el desplazamiento del bob. La velocidad del rotor se ajusta en las opciones de 3, 6, 30, 60, 100, 200, 300 y 600 rpm para obtener mediciones de viscosidad plástica y esfuerzo de corte. (API 13B-2, 1998)

El equipo también consta de una cámara en donde se coloca el fluido, esta va fija y se la ajusta a la altura del cilindro. En la figura 3.11, se puede apreciar el equipo utilizado para el desarrollo de este trabajo.

3.2.5.1 Procedimiento

El fluido bajo análisis es vertido en la cámara hasta alcanzar el volumen necesario para esta prueba, se ajusta la cámara a la altura apropiada para que el bob se sumerja y se inicia la prueba.

El equipo presenta varias velocidades, las que se aumenta progresivamente y se registran los valores para cada velocidad.

3.2.5.2 Ejemplo de cálculos

Los datos a continuación son valores obtenidos para la muestra 1, cuyas características se registran en la tabla 3.3:

Viscosímetro [rpm]								
Muestra	3	6	30	60	100	200	300	600
N°	cp	cp	cp	cp	cp	cp	cp	cp
1	1,5	2	9,5	16,5	26,5	48	68,5	122,5

- *Viscosidad Plástica*

$$PV = 600 \text{ rpm} - 300 \text{ rpm} = 54 \text{ cp}$$

- *Esfuerzo de corte*

$$YP = 300 \text{ rpm} - PV = 14.5 \frac{\text{lb}}{100 \text{ ft}^3}$$

- *Viscosidad Aparente*

$$AV = \frac{600 \text{ rpm}}{2} = 61.25 \text{ cp}$$

FIGURA 3-11. VISCOSÍMETRO OFFITE 800



3.2.6 Cloruros

La prueba de cloruros es un método de titulación en el cual cierto volumen de nitrato de plata ($AgNO_3$) reacciona con los iones de cloro presentes en la muestra para formar sales insolubles de cloruro de plata. (API 13B-2, 1998)

3.2.6.1 Procedimiento

Al someter las muestras a la prueba de filtrado se recolecta cierto volumen de fluido. Al cual aplicaremos este método de titulación.

Se toma 1 mL del fluido de filtrado, el que será diluido en volúmenes entre 25 a 50 mL de agua destilada. La muestra presenta un color transparente, a la que se le agrega de 5 a 10 gotas de solución de cromato de potasio. Inmediatamente la muestra toma un color amarillento, y está lista para agregar poco a poco la solución valorada de nitrato de plata 0.282 normal. La concentración de la solución de nitrato de plata dependerá de la concentración de cloruros en la muestra, en este caso la solución valorada de nitrato de plata 0.0282 normal no fue suficiente para lograr la titulación.

Mientras se agita, la solución irá degradando su coloración hasta empezar a tomar un color anaranjado. Punto en el que medimos el volumen gastado de nitrato de plata para relacionar con la cantidad de cloruros presentes en la muestra.

La relación usada tiene una relación de 10 000 cloruros por cada mL de nitrato de plata gastado en la titulación. Por ejemplo, para la muestra 1 se necesitó 9.5 mL de nitrato de plata para alcanzar la titulación. Esto quiere decir que la muestra utilizada tiene una concentración de cloruros de 95 000 ppm.

En las figuras 3.12 y 3.13, se puede apreciar el equipo utilizado para el desarrollo de este trabajo y el resultado final de la muestra titulada.

FIGURA 3-12. PRUEBA DE TITULACIÓN DE CLORUROS



FIGURA 3-13. MUESTRA TITULADA



3.2.7 pH

Comparando con las demás pruebas, este procedimiento es el más simple de todos.

Se utiliza el ph-metro, que es un instrumento científico que mide la actividad del ion hidrógeno en soluciones acuosas, indicando su grado de acidez o alcalinidad expresada como pH.

El medidor de pH mide la diferencia de potencial eléctrico entre un electrodo de pH y un electrodo de referencia. (TP, 2020)

Como se muestra en la figura 3.14, se distribuyó cierto volumen de cada muestra en vasos de precipitación para colocar el ph-metro en contacto con la muestra y esperamos su estabilización para registrar los valores obtenidos.

FIGURA 3-14. MEDICIÓN DE PH



CAPITULO 4

4 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Una de las pruebas que no se pudo realizar por no contar con el equipo necesario debido a las circunstancias de fuerza mayor que se presentaron durante el desarrollo de este trabajo fue la prueba de estabilidad eléctrica.

La estabilidad eléctrica de un fluido es una propiedad que está relacionada con la estabilidad de emulsión. De esta manera, la prueba de estabilidad eléctrica habría podido confirmar la estabilidad de emulsión de las muestras. Sin embargo, las 8 muestras de fluido presentaron un aspecto aceptable. Visualmente se aprecia una emulsión estable de los componentes. Permitiendo el desarrollo de cada una de las pruebas descritas en el capítulo anterior.

4.1 ARCILLA ORGANOFÍLICA

Como se detalló en el capítulo anterior, la arcilla organofílica utilizada para brindar viscosidad y cuerpo a las muestras fue sometida a la prueba de contenido de sólidos para comprobar el porcentaje de líquido remanente debido a la activación de esta. Los resultados se registran en la tabla 4.1.

TABLA 4-1. RESULTADOS OBTENIDOS DE LA RETORTA DE 50 ML PARA LA MUESTRA DE ARCILLA ORGANOFÍLICA

Peso 1	Peso 2	Peso 3	Fluido	AOH	AOS	Sólidos
g	g	g	mL	g	g	%
861,71	920,61	888,62	31,5	58,9	26,91	45,7

Estos resultados nos permiten tener conocimiento de la masa de arcilla seca que se está agregando a cada muestra de lodo. Por lo que podemos ver la arcilla presenta un 54,3% de humedad. Lo que podría tener algún efecto posterior.

4.2 SELECCIÓN DEL VISCOSIFICANTE

Se disponía de 2 tipos de productos de nanosílice con el nombre **Cab-O-Sil M-5** y **Cab-O-Sil TS-610**, los cuales proveerán viscosidad al fluido base que es el biodiesel.

Ambos productos fueron comparados mediante la prueba del embudo de Marsh. Comprobando así, que sustancia proveía los mejores resultados, registrados en las tablas 4.2 y 4.3.

4.2.1 CAB-O-SIL TS-610

TABLA 4-2. RESULTADOS DE VISCOSIDAD DE EMBUDO PARA CAB-O-SIL TS-610

TS 610		Embudo de Marsh t a 350cc				Embudo de Marsh t a 700cc			
g/350 cc BD	g/700 cc BD	t1	t2	t3	t prom	t1	t2	t3	t prom
1,5	3	19,43	19,4	19,89	19,57	38,86	38,8	39,78	39,15
2,25	4,5	19,16	19,68	19,59	19,48	38,32	39,36	39,18	38,95
3	6	20,28	20,21	19,67	20,05	40,56	40,42	39,34	40,11
3,75	7,5	19,67	20,51	19,49	19,89	39,34	41,02	38,98	39,78
4,5	9	19,81	19,61	18,96	19,46	39,62	39,22	37,92	38,92
5,25	10,5	18,76	18,43	19,16	18,78	37,52	36,86	38,32	37,57

4.2.2 CAB-O-SIL M-5

TABLA 4-3. RESULTADOS DE VISCOSIDAD DE EMBUDO PARA CAB-O-SIL M-5

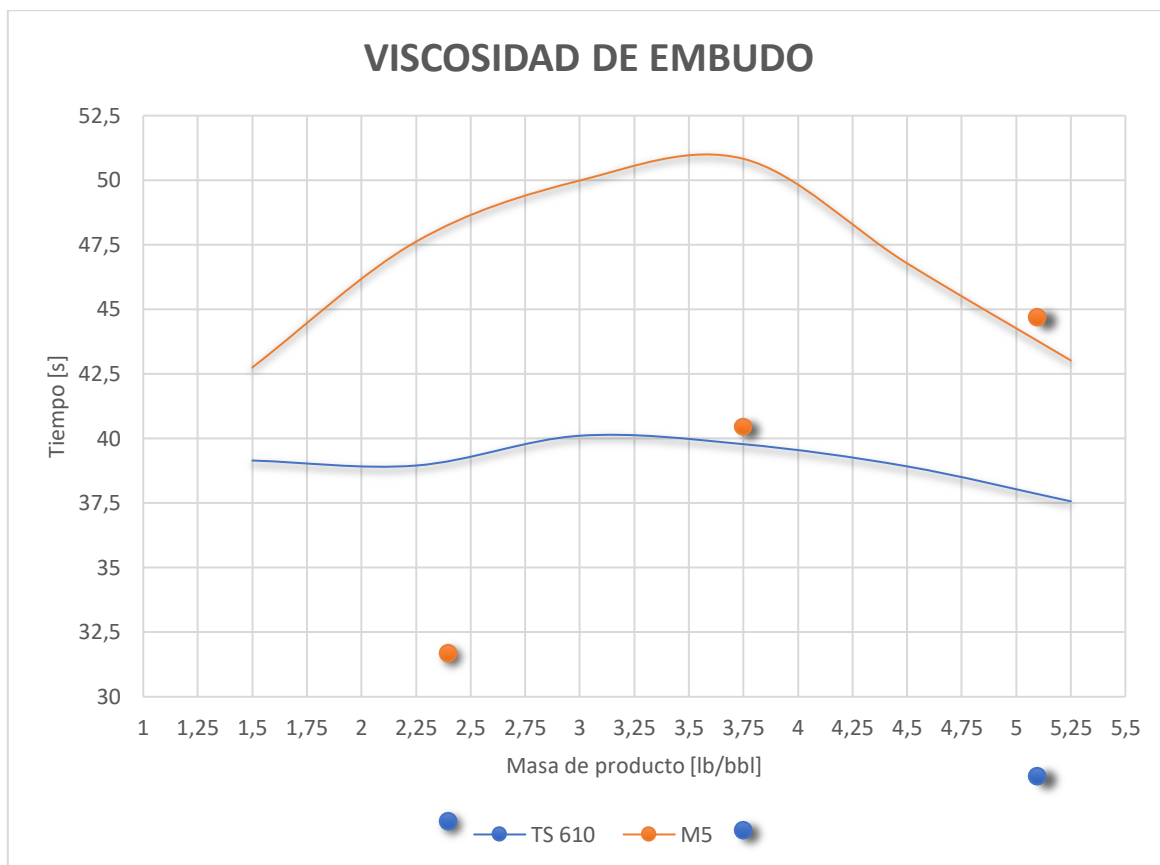
M5		Embudo de Marsh t a 350cc				Embudo de Marsh t a 700cc			
g/350 cc BD	g/700 cc BD	t1	t2	t3	t prom	t1	t2	t3	t prom
1,5	3	21,67	21,46	21	21,38	43,34	42,92	42	42,75
2,25	4,5	23,94	23,74	23,75	23,81	47,88	47,48	47,5	47,62
3	6	24,51	25,24	25,23	25	49,02	50,48	50,46	49,99
3,75	7,5	25,15	25,73	25,36	25,41	50,3	51,46	50,72	50,83
4,5	9	23,26	23,67	23,24	23,39	46,52	47,34	46,48	46,78
5,25	10,5	21,46	21,9	21,17	21,51	42,92	43,8	42,34	43,02

4.2.3 COMPARACIÓN

Como se esperaba, los viscosificantes presentan una tendencia en aumento hasta alcanzar un punto crítico, que es un valor máximo de viscosidad, para luego empezar a disminuir.

En la figura 4-1, se visualiza que el valor de máxima viscosidad es de 3 [lb/bbl] para el aditivo **Cab-O-Sil TS-610** y de 3.75 [lb/bbl] para el aditivo **Cab-O-Sil M-5**.

Sin embargo, el producto **Cab-O-Sil TS-610** no presenta mayor cambio entre sus datos. Por lo que, el producto **Cab-O-Sil M-5** fue seleccionado para la elaboración de las muestra por su capacidad para elevar la viscosidad del biodiesel.

FIGURA 4-1. GRÁFICA COMPARATIVA ENTRE PRODUCTOS TS-610 Y M-5

4.3 CANTIDAD DE ARCILLA

La cantidad de arcilla organofílica gastada en libras por barril [lb/bbl] agregada a las muestras se determinó añadiendo arcilla a una mezcla preparada de biodiesel más el viscosificante seleccionado.

Realizando la prueba del embudo de Marsh con fluidos a diferentes agregaciones de arcilla, se registraron los datos proporcionados en la tabla 4.4.

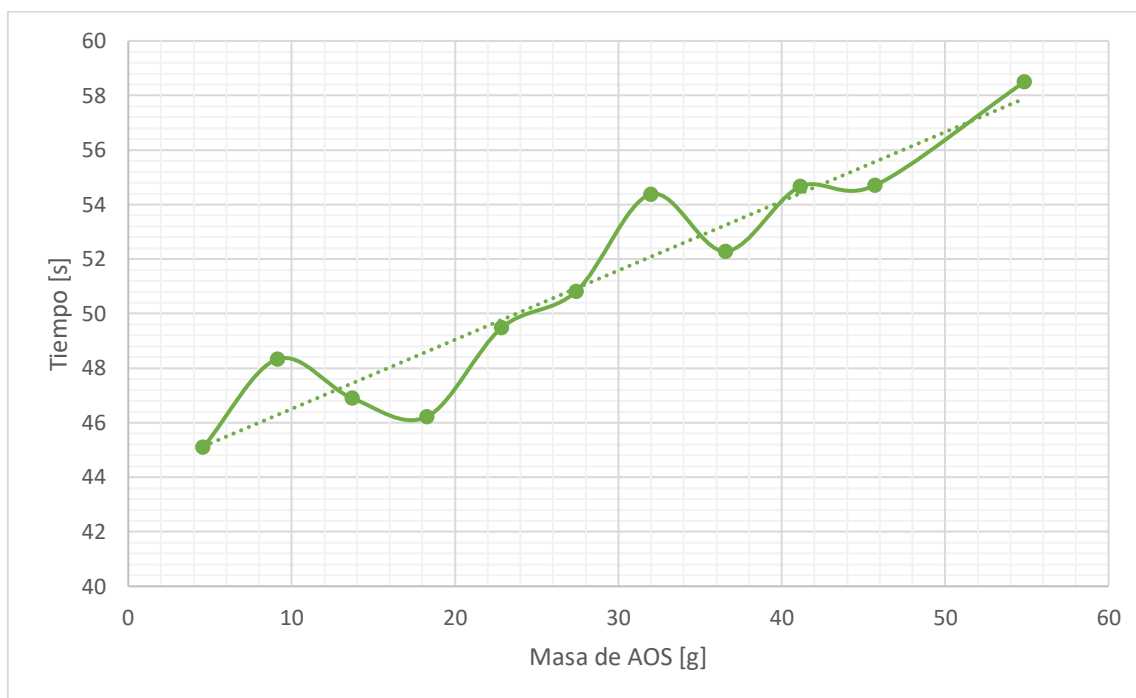
TABLA 4-4. VISCOSIDAD DE EMBUDO PARA DIFERENTES AGREGADOS DE ARCILLA ORGANOFÍLICA

M5	AOH	AOS	FV @ 350 cc				FV @ 700 cc			
lb/bbl	lb/bbl	lb/bbl	t1	t2	t3	tprom	t1	t2	t3	tprom
3,75	10	4,57	21,84	22,45	23,35	22,55	43,68	44,9	46,7	45,09
3,75	20	9,14	24,51	23,86	24,13	24,17	49,02	47,72	48,26	48,33
3,75	30	13,71	23,04	23,17	24,14	23,45	46,08	46,34	48,28	46,9
3,75	40	18,28	22,81	23,3	23,22	23,11	45,62	46,6	46,44	46,22
3,75	50	22,85	24,2	24,45	25,57	24,74	48,4	48,9	51,14	49,48
3,75	60	27,42	25,82	24,94	25,47	25,41	51,64	49,88	50,94	50,82
3,75	70	31,99	27,87	26,88	26,82	27,19	55,74	53,76	53,64	54,38
3,75	80	36,56	26,4	25,89	26,14	26,14	52,8	51,78	52,28	52,29
3,75	90	41,13	27,2	27,32	27,47	27,33	54,4	54,64	54,94	54,66
3,75	100	45,7	27,13	27,49	27,43	27,35	54,26	54,98	54,86	54,7
3,75	120	54,84	28,39	29,47	29,88	29,25	56,78	58,94	59,76	58,49

Los valores con los que finalmente se decidió elaborar los fluidos de muestra se encuentran resaltados en amarillo.

Para tomar esta decisión y tener una mejor visualización, los resultados obtenidos se presentan en la figura 4-2.

FIGURA 4-2. EFECTO DE LA ARCILLA ORGANOFÍLICA EN LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO



Al observar el comportamiento de la curva, la tendencia es apropiada. Al agregar arcilla al fluido este gana viscosidad. Sin embargo, en la parte inferior de la curva, para valores bajos de arcilla organofílica los datos presentan fluctuaciones bastante pronunciadas. Por lo que, estos valores son descartados y se seleccionan valores de la parte superior de la curva, específicamente 90 y 120 lb/bbl de arcilla organofílica húmeda.

4.4 ANÁLISIS DE MUESTRAS

Las muestras analizadas se diferencian entre sí por la concentración de la salmuera (partes por millón de KCl), la concentración de salmuera en el fluido y por la cantidad de arcilla organofílica agregada en la muestra.

El detalle de la concentración y cantidad de los componentes de cada muestra se registran en la tabla 4.5.

TABLA 4-5. DESCRIPCIÓN DE MUESTRAS ANALIZADAS

Muestra N°	AOH	AOS	Salmuera	
	lb/bbl	lb/bbl	% total	ppm
1	90	41,13	17,5	80000
2	90	41,13	35	80000
3	120	54,84	17,5	80000
4	120	54,84	35	80000
5	90	41,13	17,5	120000
6	90	41,13	35	120000
7	120	54,84	17,5	120000
8	120	54,84	35	120000

4.4.1 Densidad

La densidad es un parámetro muy importante para el diseño del fluido de perforación y estará en función de las presiones de poro y de fractura. Debe ser lo suficientemente alta para controlar influjos de los fluidos de la formación y lo suficientemente baja para no fracturar la formación.

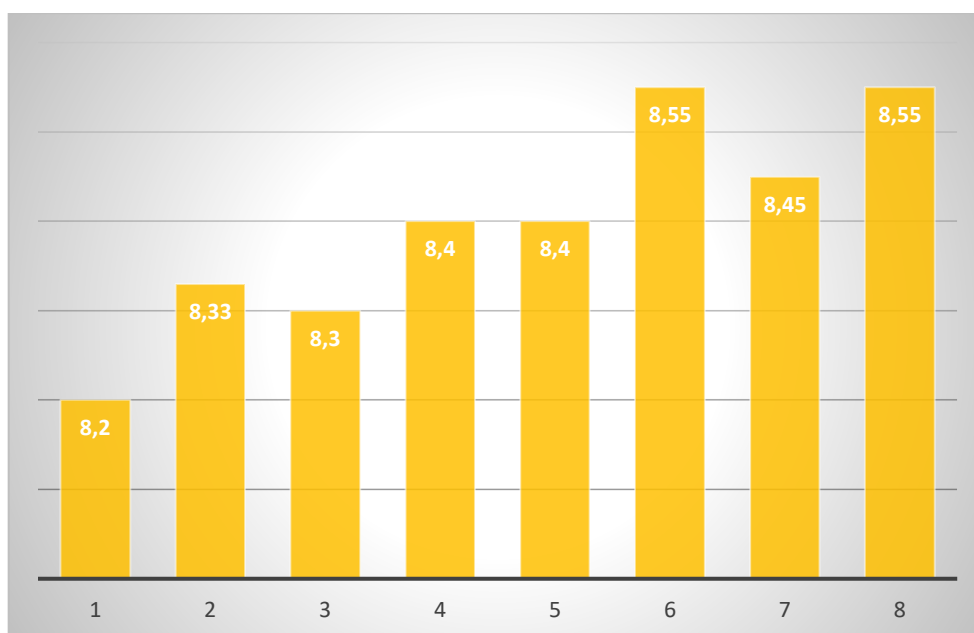
Teniendo en cuenta esto, se debe pensar también en que fluidos de alta densidad facilitan la limpieza del pozo aumentando las fuerzas de flotación que actúan sobre los recortes. Sin embargo, una densidad alta reduce la velocidad de penetración, pudiendo ocasionar problemas como el embolamiento.

Los resultados de densidad en libras por galón (lpg), obtenidos de la balanza de lodos para cada muestra se registran en la tabla 4.6.

TABLA 4-6. DENSIDAD OBTENIDA DE LAS MUESTRAS

Muestra	Densidad
N°	lpg
1	8,2
2	8,33
3	8,3
4	8,4
5	8,25
6	8,55
7	8,35
8	8,55

La data muestra que los valores de densidad de las muestras son cercanos a la densidad del agua (8.33 lpg). Lo que resultaría favorable para obtener velocidades de penetración altas y dependiendo de las exigencias del pozo este parámetro puede ser controlado fácilmente.

FIGURA 4-3. GRÁFICA COMPARATIVA DE DENSIDADES DE LAS MUESTRAS

En la figura 4.3 se logra apreciar de mejor manera la información de la tabla 4.6 y la influencia de 3 factores: la concentración (ppm) de cloruro de potasio (KCl) en la salmuera, la masa de arcilla organofílica agregada a las muestras y la concentración de salmuera en el fluido.

Teniendo presente la descripción de las muestras detallada en la tabla 4.5. Podemos concluir que, sin tomar en cuenta los otros 2 factores, las muestras con mayor densidad son aquellas con mayor concentración de KCl. Lo que nos indica que, la mejor manera de incrementar la densidad del fluido es aumentando la concentración de KCl o en su defecto aumentar la concentración de salmuera.

El bajo efecto que tiene la arcilla organofílica en la densidad del fluido puede ser debido a que la cantidad es poca para la concentración de KCl presente en el fluido. En general, la densidad se eleva al aumentar el contenido de sólidos.

4.4.2 Viscosidad de embudo

La viscosidad es un parámetro muy importante y se relaciona con la capacidad de limpieza del fluido. Viscosidades muy bajas permitirán que los recortes y sólidos en suspensión se depositen rápidamente, necesitando aumentar la velocidad de circulación para contrarrestar este efecto. Lo que a su vez puede llevar a que se erosionen demasiado las paredes del hoyo.

Al contrario, viscosidades muy altas pueden presentar problemas en las bombas debido a que se requiere mayor esfuerzo para desplazar un fluido de gran viscosidad.

En la tabla 4.7 se encuentran registrados los tiempos en los que cada muestra se tarda en llenar un cuarto de galón mediante la prueba de embudo de Marsh.

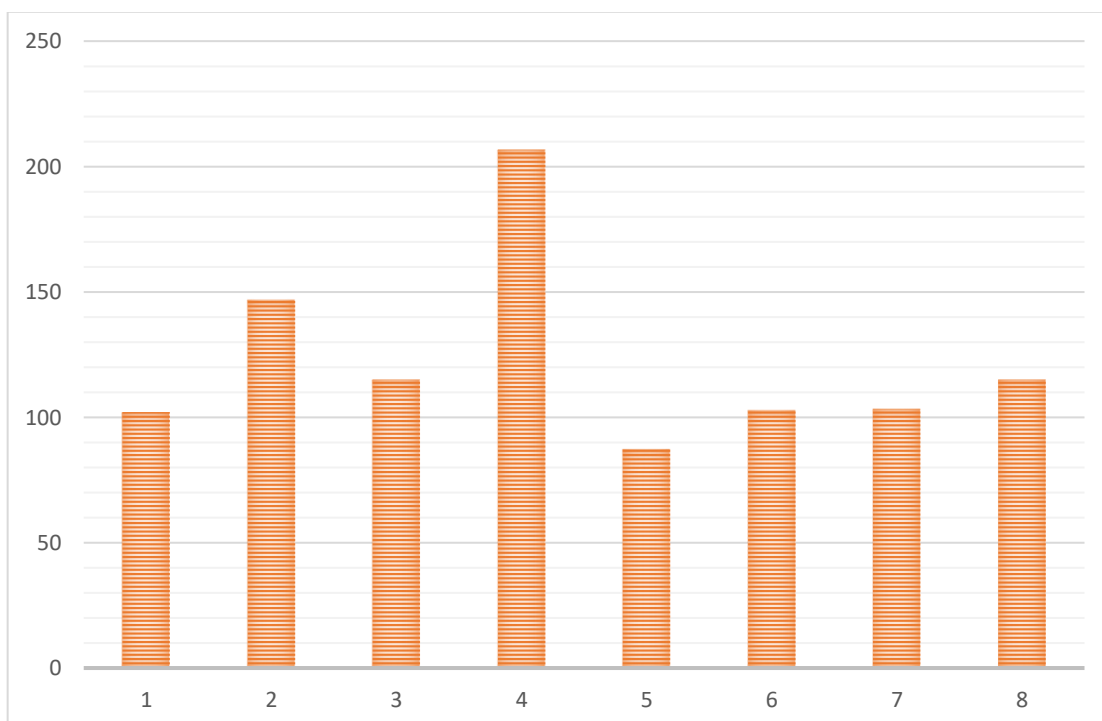
TABLA 4-7. VISCOSIDAD DE EMBUDO OBTENIDA DE LAS MUESTRAS

Muestra	Viscosidad Embudo
N°	seg.
1	102
2	147
3	115
4	206
5	87
6	103
7	103
8	115

Los datos reflejan el comportamiento de un fluido bastante viscoso y fuera del rango que experimentalmente se considera normal para un fluido de perforación de 45 a 75 segundos. Es seguro que para un proyecto de perforación se deba reducir esta viscosidad.

Para obtener una mejor perspectiva de los datos, estos son comparados con la ayuda de un gráfico de barras, ilustrado en la figura 4.4:

FIGURA 4-4. COMPARACIÓN DE LA VISCOSIDAD DE EMBUDO DE LAS MUESTRAS



Teniendo en cuenta las características de las muestras detallada en la tabla 4.5. La primera impresión es que las muestras de mayor viscosidad son aquellas con concentraciones de KCl de 80 000 ppm. Esto revela que la salmuera incide en las

propiedades reológicas de la arcilla. Lo que indicaría que hay una inhibición química de arcillas por efecto del ion potasio.

También se puede visualizar que, mayor contenido de salmuera en el fluido y mayor contenido de arcilla organofílica provee mayor viscosidad al fluido.

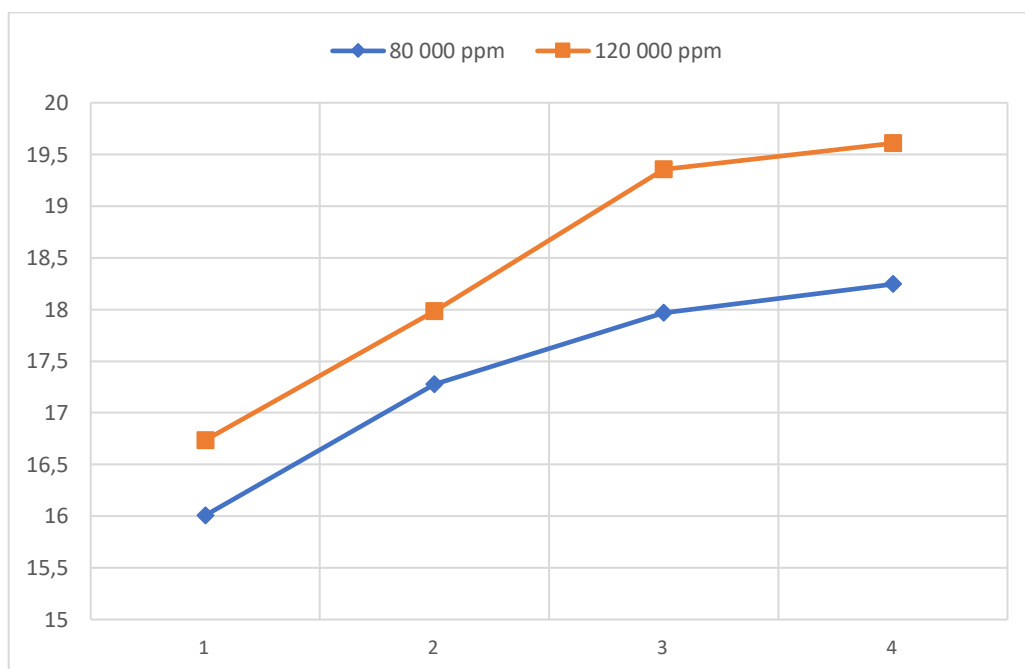
4.4.3 Contenido de sólidos

El valor calculado del porcentaje de sólidos presentes en las muestras se registra en la siguiente tabla 4.8:

TABLA 4-8. CONTENIDO DE SÓLIDOS OBTENIDO DE LAS MUESTRAS

Muestra	Sólidos	Fluido
N°	%	mL
1	16,01	8
2	17,27	7,8
3	17,97	8
4	18,24	8
5	16,73	7,7
6	17,98	7,9
7	19,351	7,5
8	19,61	7,5

A fin de lograr una mejor visualización de los datos obtenidos, se realiza una gráfica comparativa dividiendo los fluidos en aquellos con salmuera de 80 000 ppm y otros de 120 000 ppm de KCl. Representada en la figura 4.5.

FIGURA 4-5. PORCENTAJE DE SÓLIDOS DE LAS MUESTRAS ANALIZADAS

La gráfica nos muestra un comportamiento predecible del efecto de la concentración de la salmuera sobre el contenido de sólidos del sistema.

Los resultados de las muestras con salmuera de 120 000 ppm sobrepasan a los valores obtenidos en las muestras de 80 000 ppm.

De igual manera, el contenido de sólidos se ve influenciado por el contenido de arcilla organofílica presente en la muestra. Teniendo una relación proporcional.

4.4.4 Reología

La reología nos permitirá comprender el comportamiento de nuestro fluido y como afectan sus características sobre su movimiento. Los parámetros que nos

permitirán entender las características del fluido son la viscosidad, el esfuerzo de corte y la velocidad de corte.

Los datos registrados en la tabla 4.9, son los resultados obtenidos de cada muestra en la prueba del viscosímetro rotacional de cilindros concéntricos.

TABLA 4-9. VALORES DE VISCOSÍMETRO OBTENIDOS DE LAS MUESTRAS

Viscosímetro [rpm]								
Muestra	3	6	30	60	100	200	300	600
N°	Dina * cm	Dina * cm	Dina * cm	Dina * cm	Dina * cm	Dina * cm	Dina * cm	Dina * cm
1	1,5	2	9,5	16,5	26,5	48	68,5	122,5
2	10	11	23	32,5	46	79	106,5	178
3	2,5	3	11	19,5	31,5	57	80	142,5
4	15	15,5	31,5	44	59,5	99,5	131	226
5	1	1,5	8,5	15,5	24	44	62	110
6	3,5	4,5	15,5	25	36	60,5	80,5	144
7	2	2,5	10,5	18	28,5	52,5	71,5	127
8	4,5	5	18	30	43,5	71,5	97	172

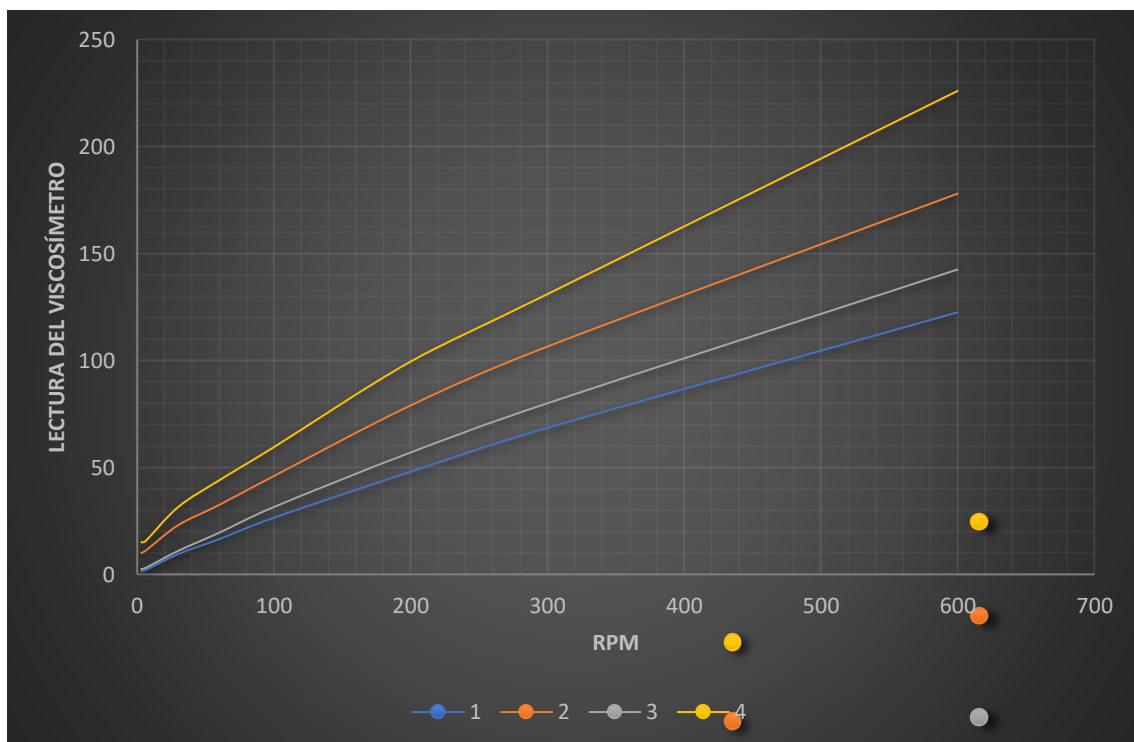
La primera impresión que tenemos de la tabla 4.9 es que los valores en todas las muestras aumentan con el aumento de las revoluciones. Lo que es de esperarse en un fluido de perforación.

Si relacionamos los datos a 600 rpm con los datos a 300 rpm podemos comprobar también que el fluido tiene un comportamiento no Newtoniano. Citando la norma API RP 13D (2003), si la lectura a 600 rpm es menor que dos veces la lectura a 300 rpm el fluido tiene un comportamiento no Newtoniano pseudoplástico.

Para lograr una mejor visualización e identificar el modelo reológico de las muestras, se las separó en 2 grupos. La información se plasma en las figuras 4.6 y 4.7:

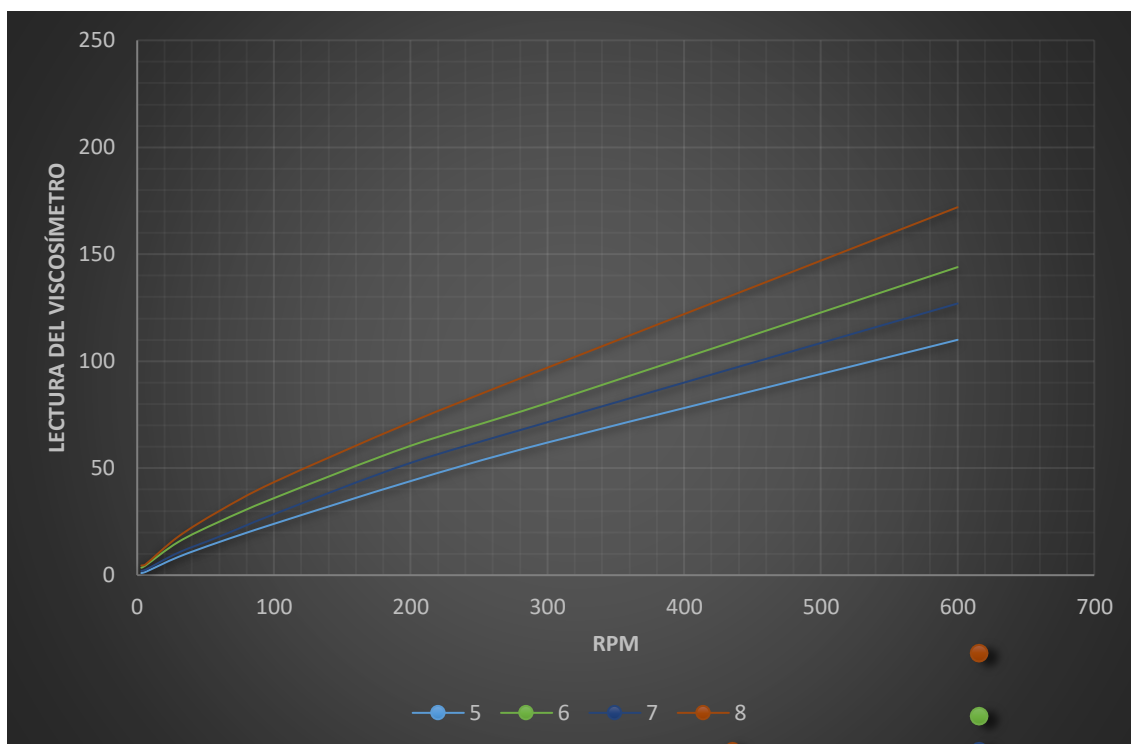
La figura 4.6 contempla los datos de las muestras 1, 2, 3 y 4. Es decir, las muestras con concentración de 80 000 ppm de KCl. (ver tabla 4.5)

FIGURA 4-6. MUESTRAS CON SALMUERA DE 80 000 PPM



Los resultados de las muestras 5, 6, 7 y 8 con concentración de 120 000 ppm de KCl se plasman en la figura 4.7.

FIGURA 4-7. MUESTRAS CON SALMUERA DE 120 000 PPM



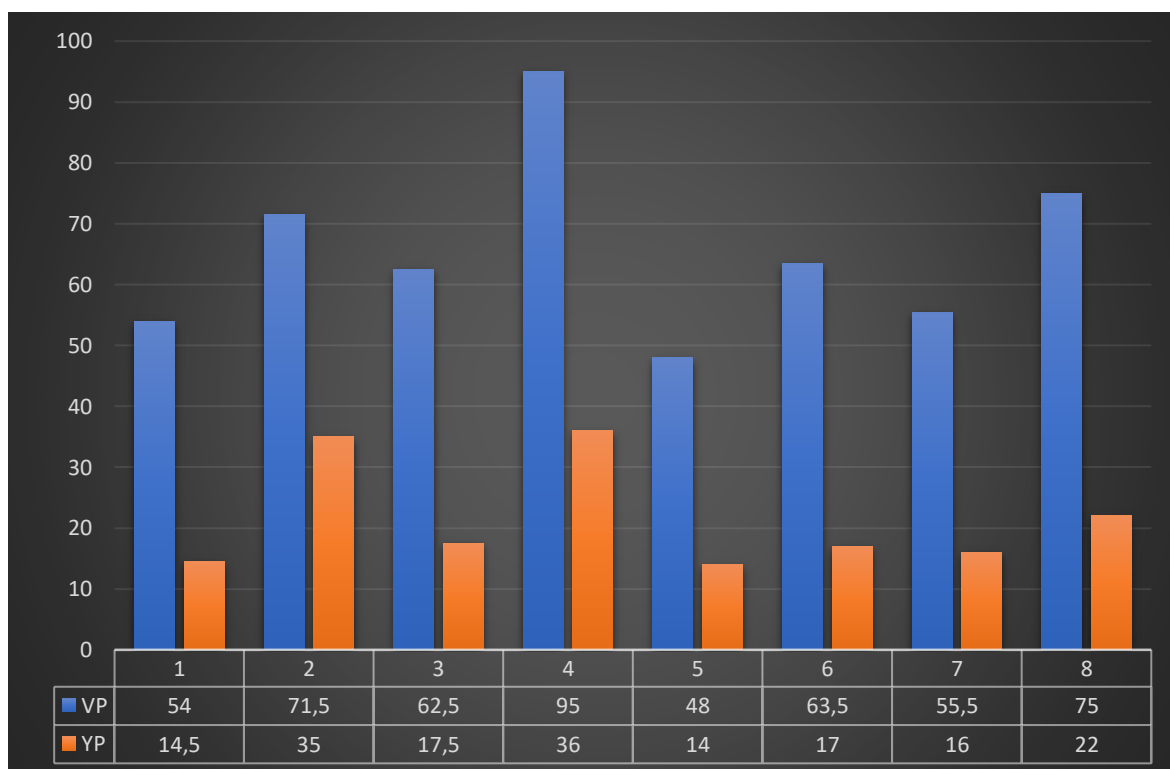
Las figuras 4.6 y 4.7 están en función de las revoluciones por minuto y las lecturas obtenidas del viscosímetro. Estas gráficas son equivalentes a tener la velocidad de corte en el eje x y el esfuerzo de corte en el eje y, tal y como se muestra en el anexo 4.

Esto nos permite apreciar la relación existente entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, y determinar el modelo reológico de las muestras. Favorablemente para el estudio las muestras indican el comportamiento típico de un fluido de perforación, para el que se trabajaría con el modelo de ley de potencia modificado.

También es posible observar la influencia de la salmuera en el fluido. Vemos que a una misma velocidad de corte las muestras con menor concentración de KCl tienen valores mayores de esfuerzo de corte. Esto implica que para las muestras con concentraciones de 120 000 ppm de KCl, se requiere menor fuerza para que el fluido permanezca fluyendo.

La prueba con el viscosímetro rotacional nos permite determinar la viscosidad plástica y el punto de cedencia del fluido. Estos valores se registran en la figura 4.8.

FIGURA 4-8. VISCOSIDAD PLÁSTICA Y YIELD POINT



Conociendo las características de las muestras (tabla 4.5), podemos notar que influyen en mayor o menor medida en ambos parámetros, viscosidad plástica y

punto de cedencia. En orden de mayor influencia los valores reflejan valores superiores en muestras con concentración de KCl de 80 000 ppm, seguido de concentraciones de 35% de salmuera y finalmente la cantidad de arcilla organofílica en el fluido.

Aunque los valores son aceptables, no es práctico enfocarse solamente en estos parámetros (VP y YP) para asegurar una limpieza adecuada del hoyo. Algunas operaciones requieren fluidos de baja viscosidad y dependen de altas velocidades de flujo para efectuar una buena limpieza, mientras que en otras se utilizan fluidos de viscosidad alta a bajas velocidades de flujo con resultados satisfactorios.

4.4.5 Filtrado

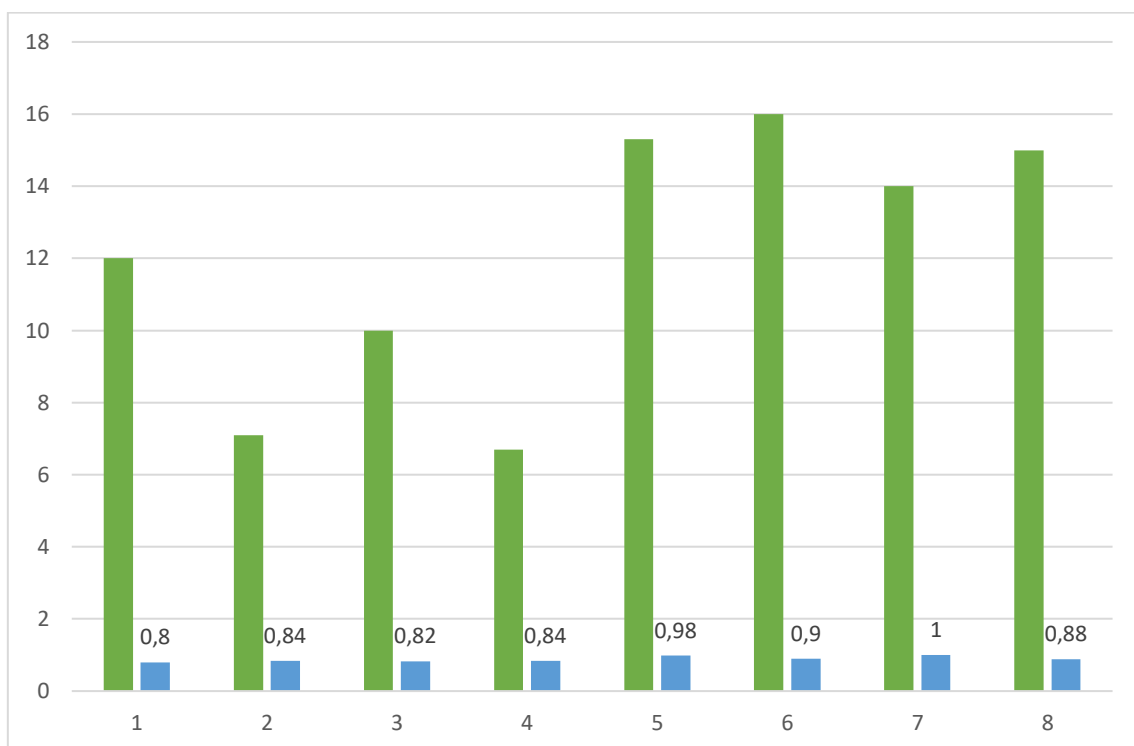
A través de este parámetro es posible medir la cantidad de agua proveniente del lodo que se filtra hacia la formación. Los resultados obtenidos se registran en la tabla 4.11.

TABLA 4-10. RESULTADOS DE FILTRADO OBTENIDOS DE LAS MUESTRAS

Muestra	Filtrado	Espesor costra
N°	mL	mm
1	12	0,8
2	7,1	0,84
3	10	0,82
4	6,7	0,84
5	15,3	0,98
6	16	0,9
7	14	1
8	15	0,88

Los datos de filtrado y el espesor de la costra están representados mediante barras en la figura 4.9.

FIGURA 4-9. VOLUMEN DE FILTRADO Y ESPESOR DE COSTRA DE LAS MUESTRAS



Si evaluamos el volumen de filtrado, la figura nos muestra 2 comportamientos distintos. Uno descrito por los fluidos con concentración de 80 000 ppm de KCl y otro por los fluidos con concentración de 120 000 ppm de KCl. Siendo mayor el filtrado de las muestras a 120 000 ppm de KCl.

Analizando las muestras con 80 000 ppm de KCl podemos notar 2 cosas. Las muestras que presentan mayor filtrado son aquellas con menor contenido de arcilla,

seguidas de aquellas con menor concentración de salmuera en el fluido.

En cambio, si analizamos las muestras con 120 000 ppm de KCl podemos notar 2 cosas. Las muestras que presentan mayor filtrado son aquellas con menor contenido de arcilla, seguidas de aquellas con mayor concentración de salmuera en el fluido

Al ser una prueba estática de filtrado es muy importante la información que nos provee la formación de la costra de lodo. Vemos que las muestras a 120 000 ppm de KCl forman una costra ligeramente mas gruesa que las muestras a 80 000 ppm de KCl. Provocado por su mayor contenido de sólidos.

De cualquier manera, la prueba demuestra que el volumen de filtrado y el espesor de la costra de lodo es excesivo. Resultados aceptables de filtrado son de hasta 10 mL en 30 minutos, mientras que para el espesor de la costra de lodo es de hasta 7 mm.

4.4.6 Cloruros

La concentración de cloruros es de suma importancia en los lodos de perforación, ya que, al incrementarse su salinidad, la solubilidad de las sales y aditivos generalmente aumenta provocando reacciones químicas tales como la precipitación.

Los volúmenes de nitrato de plata ($AgNO_3$) necesarios para la titulación de las muestras y el resultado obtenido de cloruros se registran en la tabla 4.12.

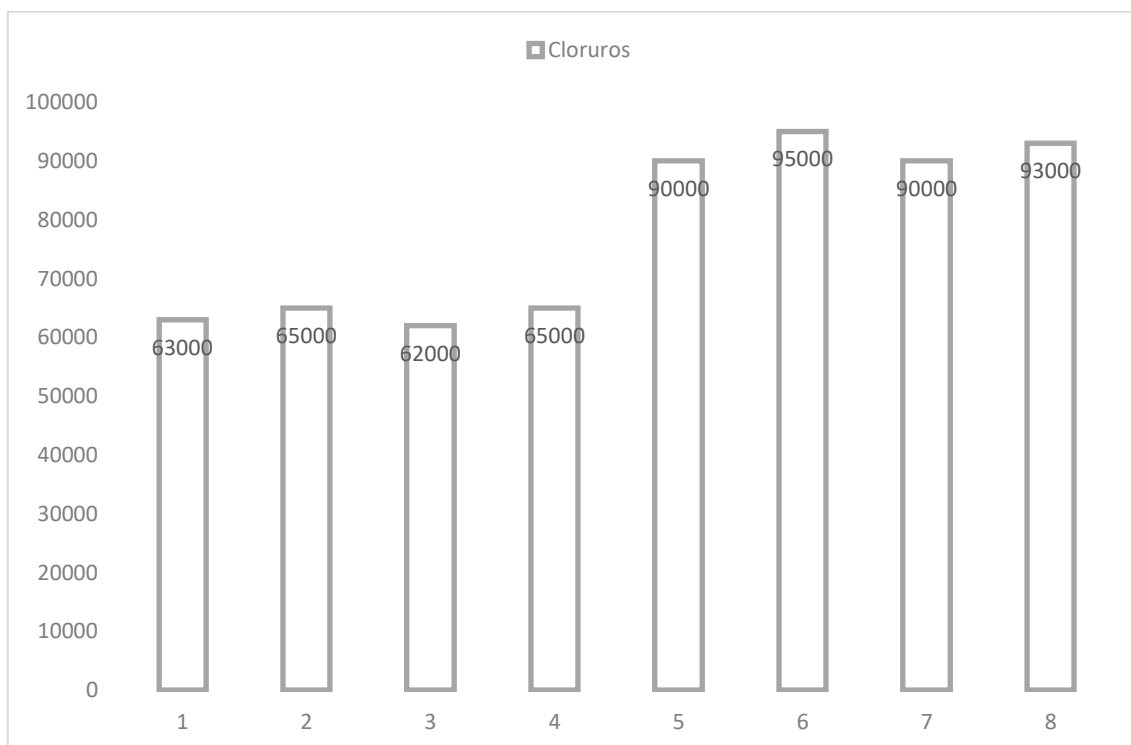
TABLA 4-11. RESULTADOS DE TITULACIÓN OBTENIDOS DE LAS MUESTRAS

Muestra	AgNO₃	Cloruros
N°	mL	ppm
1	6,3	63000
2	6,5	65000
3	6	60000
4	6,5	65000
5	9	90000
6	9,5	95000
7	9	90000
8	9,3	93000

Como era de esperarse, el volumen de nitrato de plata necesario para titular las muestras de fluido con concentraciones de 80 000 ppm de KCl es menor respecto al volumen de nitrato de plata consumido por las muestras de fluido con concentraciones de 120 000 ppm de KCl.

Una mejor presentación de los resultados obtenidos mediante la titulación se muestra en la figura 4.10.

FIGURA 4-10. GRÁFICO COMPARATIVO DE RESULTADOS DE CLORUROS OBTENIDOS DE LAS MUESTRAS



En la gráfica se visualiza claramente que esta prueba es influenciada por la concentración de KCl en la muestra. Acorde a eso, las muestras con salmuera de 80 000 ppm se mantienen en rango muy próximo. Al igual que las muestras con salmuera de 120 000 ppm se mantienen en un pequeño rango entre sí.

Formaciones de domos salinos se perforan con fluidos de alta salinidad que aporten estabilidad a la operación, ya que previenen la disolución excesiva que puede provocar el derrumbamiento de estas zonas.

4.4.7 pH

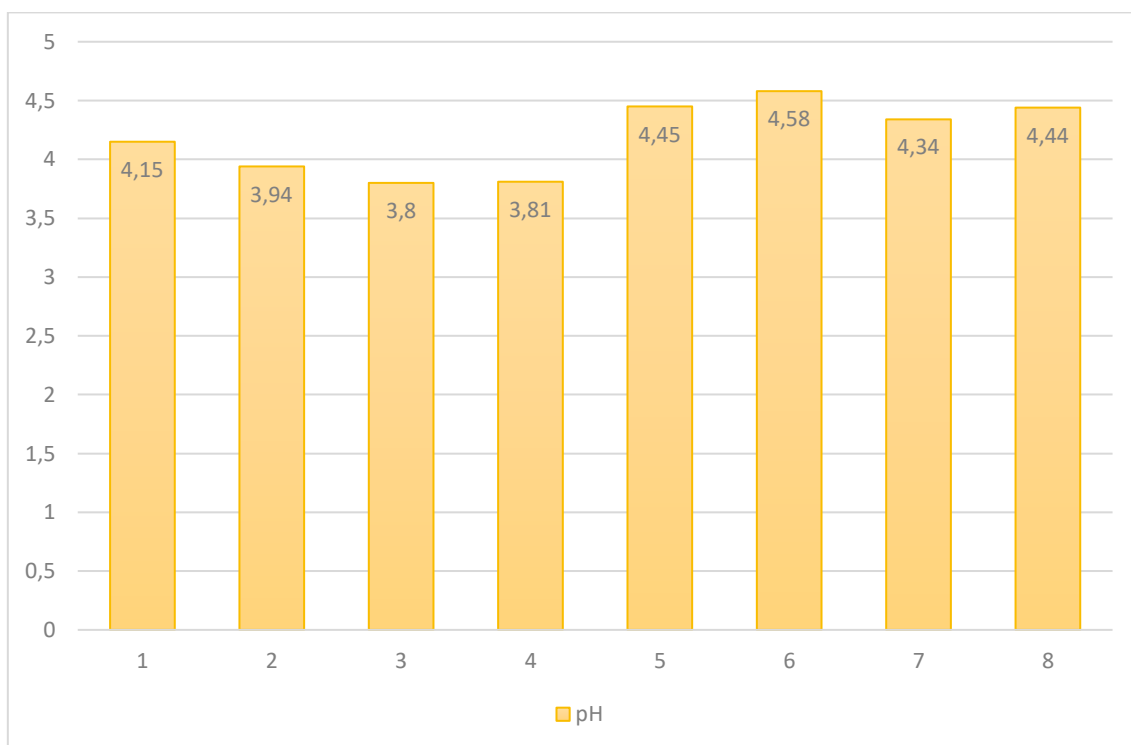
El pH es una medida que se usa para describir el carácter ácido o básico del fluido. Valores bajos de pH corresponden a una acidez creciente mientras que valores altos de pH a una alta basicidad. En la tabla 4.13 se muestran registrados los valores obtenidos con el pHmetro.

TABLA 4-12. pH OBTENIDOS DE LAS MUESTRAS

Muestra	pH
N°	
1	4,15
2	3,94
3	3,8
4	3,81
5	4,45
6	4,58
7	4,34
8	4,44

La primera impresión de los datos es que todos los valores están por debajo de 7 unidades, esto indica que las muestras tienen pH ácido. Los resultados se visualizan de mejor manera en la figura 4.11.

FIGURA 4-11. GRÁFICO COMPARATIVO DE RESULTADOS DE PH OBTENIDOS DE LAS MUESTRAS



Se aprecia también que la concentración de KCl en la salmuera influye en la del pH del fluido. Las muestras con concentraciones de 120 000 ppm de KCl presentan un ligero aumento del pH.

El valor propio del pH para un fluido de perforación depende de su tipo, pero normalmente deben de ser de 8.5 a 10.5 para obtener un pH estable y duradero.

CAPITULO 5

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El fluido de perforación es una de las principales fuentes de contaminación ambiental durante la construcción de un pozo.
- La base sintética de un fluido de perforación aporta muchas ventajas a la operación y cumple el propósito de generar un menor impacto ambiental
- La arcilla organofílica gastada puede mejorar o recuperar sus propiedades mediante métodos de activación previos a su uso como aditivo reológico en fluidos de perforación de base sintética (SBM).
- Parámetros como la densidad y la viscosidad se pueden manejar en rangos amplios y dependen de lo que la operación requiera.
- La activación de la arcilla organofílica gastada puede verse afectada por incrementos en la concentración de cloruro de potasio (KCl) en la salmuera utilizada como fase dispersa del sistema.
- La incidencia del potasio sobre la arcilla organofílica gastada se presenta como limitante desde un punto de vista dirigido a mantener la inhibición del fluido sobre la formación.
- Se observa que hay sinergia de la arcilla organofílica gastada y la salmuera respecto del sistema sintético (éster), pues no se observó la presencia de espuma en ninguna muestra.

- El sistema de fluido de perforación sintético manifestó una emulsión prolongada y estable. Sin presentarse una sedimentación prematura de los compuestos sólidos.
- Los resultados obtenidos son en su mayoría aceptables y demuestran que es viable el uso de arcilla organofílica gastada para la elaboración de fluidos de perforación sintéticos (SBM).

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomendaría realizar una evaluación de la activación de la arcilla organofílica gastada a diferentes condiciones de temperatura.
- Se recomienda evaluar la calidad de la fase continua, biodiesel (éster), con el propósito de conseguir propiedades más reproducibles.
- Se recomienda realizar la prueba de estabilidad eléctrica para confirmar el estado de la emulsión.
- Se recomendaría trabajar con un mayor número de pruebas, y variar aún más el volumen de arcilla organofílica en el sistema, el tipo de salmuera y la concentración de esta.
- Es recomendable probar otras formas para acondicionar la arcilla organofílica, que puedan tener un efecto mínimo en la elaboración del fluido.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alafita, L. (1990). Perforación y perforadores: 1906-1938. Mexico D.F.: Centro de Investigaciones Históricas. Instituto de Investigaciones Humanísticas. Universidad Veracruzana.
- American Petroleum Institute. (1998). *Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids, API 13B-2* (Third Edition ed.). Washington DC: API Publishing Services.
- American Petroleum Institute. (2003). *API Recommended Practice 13B-1*. Washington DC: API Publishing Services.
- American Petroleum Institute. (2003). *Recommended Practice on the Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids, API RP 13D*. Washington D.C.: API Publishing Services.
- Arévalo, J. J. (2018). *Valoración de alternativas de tratamiento de fluidos de perforación en la industria petrolera*. Bogotá: Universidad Militar Nueva Granda.
- ASTM, American Society for Testing and Material Standard. (2009). *ASTM International, Standardization News*. Obtenido de ASTM establece las normas para el Biodiesel: https://www.astm.org/SNEWS/SPANISH/SPJF09/nelson_spjf09.html
- Atadashi, I., Aroua, M., & Abdul, A. A. (2010). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Malaysia: Elsevier.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Fozéres: Institut de Recherche pour le Développement (IRD).
- Baroid. (2000). *Manual de fluidos*. Houston: Baroid Fluids Handbook.
- Benitez Hernandez, M. A. (1982). *Apuntes de Tecnología de Perforación*. México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Benitez, M. H. (1982). *Apuntes de Fluidos de Perforación*. Mexico D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Cabot . (2004). *CAB-O-SIL M-5*. USA: Cabot corporation.
- Cabot. (2019). *Performance materials*. Cab-O-Sil: Cabot.
- Corredor , Y., & Pinzón, J. (1994). *Obtención de arcillas organofílicas*.

Bogotá, Colombia: Revista colombiana de química.

- Dankwa, O., Ackumey, S., & Amarin, R. (2018). Investigating the potential use of waste vegetable oils to produce synthetic base fluids for drilling mud formulation. *Society of Petroleum Engineers*, 1-11.
- Darley, H., & Gray, G. (1988). *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. Houston: Butterworth Heinemann.
- Datalog. (2001). *Wellsite Operations Manual*. Alberta, Canadá.
- Dorado, M. (2001). *Desarrollo y Ensayo de Nuevos Biocombustibles para Motores Diesel Procedentes de Diversas Semillas Oleaginosas y de Grasas Vegetales Usadas*. Córdoba : Universidad de Córdoba .
- Esterlin, J., & Gomez, M. H. (2011). *Metodología para el cálculo de Reología e Hidráulica para pozos estratigráficos profundos*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Gandón, J., Torres , Y., & García, M. (2017). *Caracterización de un biocombustible obtenido a partir de aceite vegetal de desecho*. La Habana, Cuba: Universidad Tecnológica de La Habana .
- García, I. M., & Hernández, E. B. (2017). *Caracterización Físicoquímica, Geológica y Reológica de Bentonita y Atapulgita para su Uso en Fluidos de Perforación*. San Salvador: Universidad de el Salvador.
- Growcock, F. B., Andrews, S. L., & Frederick, T. P. (1994). *Physicochemical Properties of Synthetic Drilling Fluids*. Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Haro, C., De la torre, E., Aragón, C., & Guevara, A. (2014). *Regeneración de Arcillas de Blanqueo Empleadas en la Decoloración de Aceites Vegetales Comestibles*. Quito: Revista EPN. Vol. 34.
- Kao-Chia, H., Ching-Lung, C., Ping-Xuan, H., Meng-Shan, W., Chien-Chang, H., & Jo-Shu, C. (2014). *Biodiesel Production from Waste Cooking Oil by two-step Catalytic Conversion*. Taiwan: Energy Procedia .
- Kawentar, W. A., & Budiman, A. (2012). *Synthesis of biodiesel from second-used cooking oil*. Yogyakarta, Indonesia: Elsevier.
- Kopey, B. (2007). *Development of Drilling Technics from Ancient Ages to Modern Times*. Ivano-Frankivsk, Ucrania: Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas.

- Lomas, C. S., & Calderón, W. C. (2015). *Determinación de la hidráulica óptima de perforación de pozos direccionales para el campo Oso*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- McKee, J. A., Dowrick, K., & Astleford, S. J. (1995). *A New Development Towards Improved Synthetic Based Mud Performance*. Amsterdam: Society of Petroleum Engineers.
- Mendez, D. (2018). *Evaluación de Organofílica Gastada como Aditivo Relógico de Lodo Base Aceite*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- M-I SWACO. (2007). *Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación*. Houston, Texas: Oilfield Review.
- Miranda, R. (2016). *Manual teórico- práctico para el conocimiento, evaluación y selección de fluidos de perforación empleados en la construcción de pozos*. Ciudad de Mexico: Universidad Nacional Autónoma de Mexico.
- Molina, S. C. (2017). *OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN MEDIANTE LA HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN*. Guayaquil: ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.
- Mott, R. L. (2006). *Mecánica de fluidos* (Sexta Edición ed.). México: Pearson Educación.
- Munro, P. D., Moffat, C. F., & Stagg, R. M. (1997). *Biodegradation of Base Fluids in Synthetic Drilling Muds in a Solid-Phase Test System*. Aberdeen: Society of Petroleum Engineers.
- Muñoz, O. L., & Manrique, J. L. (2012). *Factibilidad Técnica Y Económica del Uso del Biodiesel de Soya como Fase Continua en Lodos de Perforación de Emulsión Inversa*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Nawaz, H. B., Asif, M. H., Qasim, M., & Rehman, A.-u. (2008). *Biodiesel Production from Waste Tallow*. Pakistan: Elsevier .
- Neff, J. M., McKelvie, S., & Ayers, R. C. (2000). *Environmental Impacts of Synthetic Based Drilling Fluids*. New Orleans: U.S. Department of the Interior Minerals Management Service.
- Ortiz, V. M. (2016). *Manejo ambiental de la disposición final de los fluidos base utilizados en la perforación de algunos pozos petroleros en Colombia*. Bogota: FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA.

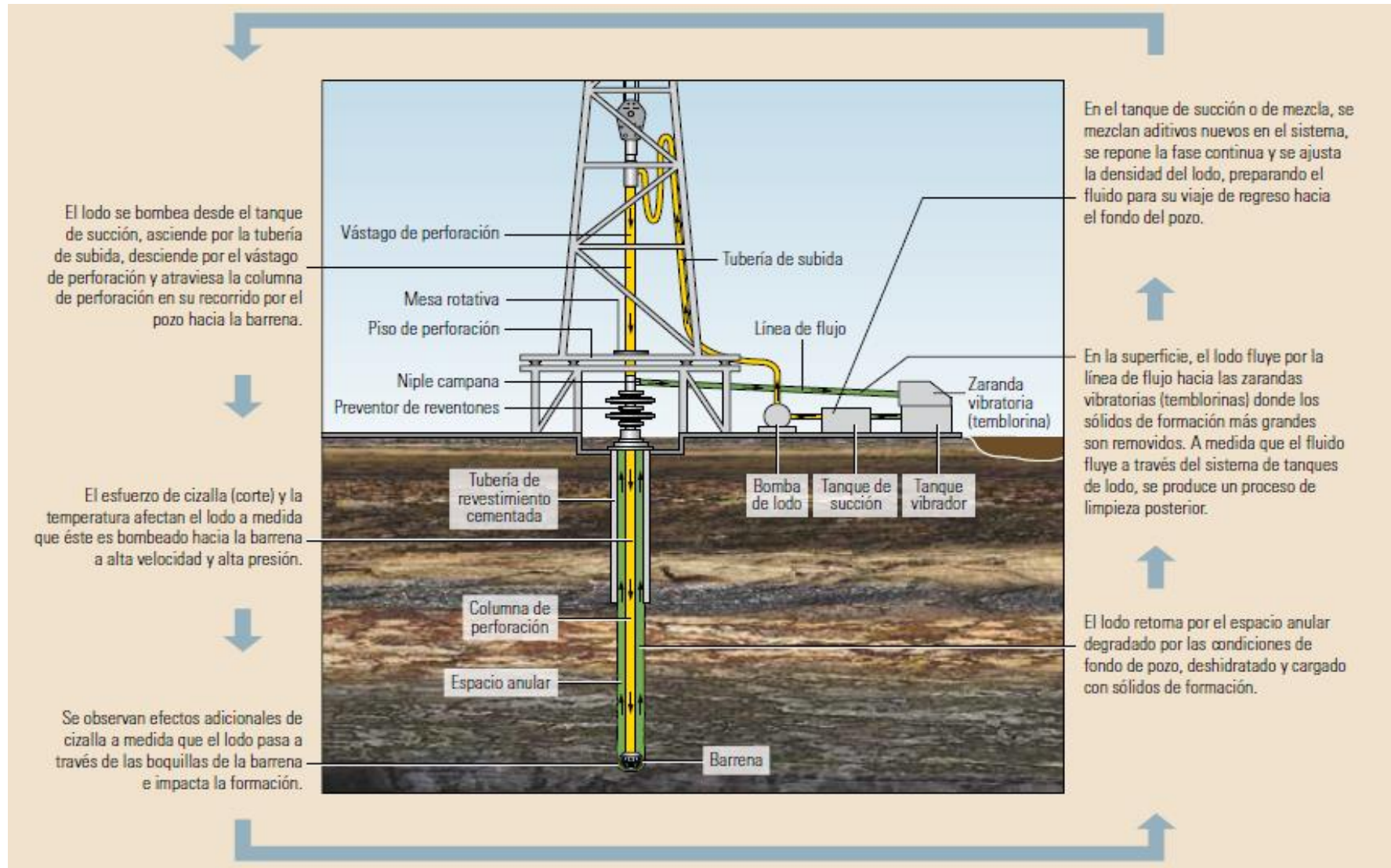
- Patel, D., McGlothlin, E., Bleier, D., & Brinkley, H. (1990). *Oil Based Synthetic Hydrocarbon Drilling Fluid*. Houston, Texas: United States Patent.
- Petroamazonas EP. (2010). *Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas*. Quito: Lexis.
- Pozo, B. R. (2015). *Estudio para mejorar el proceso de tratamiento de aguas y manejo de sólidos de los fluidos de perforación en pozos del oriente ecuatoriano*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Romero, E., & Suárez, M. (SF). *Las arcillas: Propiedades y usos*. Madrid: Universidad Complutense.
- Schlumberger. (2007). Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación. *Oilfield Review*, 1-15.
- Schlumberger. (2013). *Fundamentos de los fluidos de perforación*. Houston.
- Schlumberger. (2013). Fundamentos de los Fluidos de Perforación. *Oilfield Review*, 67-69.
- Schlumberger. (2020). *Oilfield Glossary*. Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/formation_pressure.aspx
- Schlumberger Ltd. (2019). *Schlumberger*. Obtenido de Oilfield Glossary: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/abnormal_pressure.aspx
- Sepúlveda, O. (2010). *Evaluación de las oportunidades de perforación underbalanced en el campo colorado*. Bucaramanga.
- TP - Laboratorio Químico . (21 de septiembre de 2020). *Portal de Contenidos Educativos de Química General y Laboratorio Químico*. Obtenido de pHmetro (Medidor de pH): <https://www.tplaboratorioquimico.com/laboratorio-quimico/materiales-e-instrumentos-de-un-laboratorio-quimico/phmetro.html#:~:text=Un%20pHmetro%20o%20medidor%20de,y%20un%20electrodo%20de%20referencia.>
- Tuz, M., & León, J. (2013). *Evaluación histórica del riesgo geológico durante la exploración petrolera en la cuenca oriente y su proyección a futuras exploraciones*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Valverde, E. D. (2019). *Estudio comparativo de la inhibición mecánica y química entre el nitrato de calcio, aluminato de sodio y alumbre de potasio con muestras de formaciones de Chalcana y Orteguzza*. Quito: Escuela

Politécnica Nacional.

- Villarroel, L. A. (2014). *Diseño de un Fluido de Perforación Drill-In Compuesto por Carbonato de Calcio para Minimizar el Daño en Formaciones Productoras en el Campo Sacha*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Villarroel, L. C. (2014). *Diseño de un Fluido de Perforación Drill-In Compuesto por Carbonato de Calcio para Minimizar el Daño en Formaciones Productoras en el Campo Sacha*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- VPG. (22 de Mayo de 2017). *La Comunidad Petrolera*. Obtenido de Lodos de perforación: <https://lodosdeperforacion.wordpress.com/acerca-de/>

ANEXOS

ANEXO No 1
ESQUEMA DE CIRCULACIÓN DE UN LODO DE
PERFORACIÓN



Fuente: (Schlumberger, 2013)

ANEXO No 2

**LÍMITES PERMISIBLES PARA EL MONITOREO
AMBIENTAL PERMANENTE DE AGUAS Y DESCARGAS
LÍQUIDAS**

**a) LÍMITES PERMISIBLES EN EL PUNTO DE DESCARGA
DE EFLUENTES**

a) EFLUENTE (punto de descarga)				
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible	Promedio anual Destino de descarga
Potencial hidrógeno	pH	---	5<pH<9	5.0<pH<9.0 Todos
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	<2500	<2000 Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<20	<15 Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<30	<20 Mar abierto
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<120	<80 Continente
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<350	<300 Mar abierto
Sólidos totales	ST	mg/l	<1700	<1500 Todos
Bario	Ba	mg/l	<5	<3 Todos
Cromo (total)	Cr	mg/l	<0.5	<0.4 Todos
Plomo	Pb	mg/l	<0.5	<0.4 Todos
Vanadio	V	mg/l	<1	<0.8 Todos
Nitrógeno global (incluye N orgánico, amoniacal y óxidos)	NH4-N	mg/l	<20	<15 Todos
Fenoles		mg/l	<0.15	<0.10 Todos

Fuente: (Petroamazonas EP, 2010)

ANEXO No 3

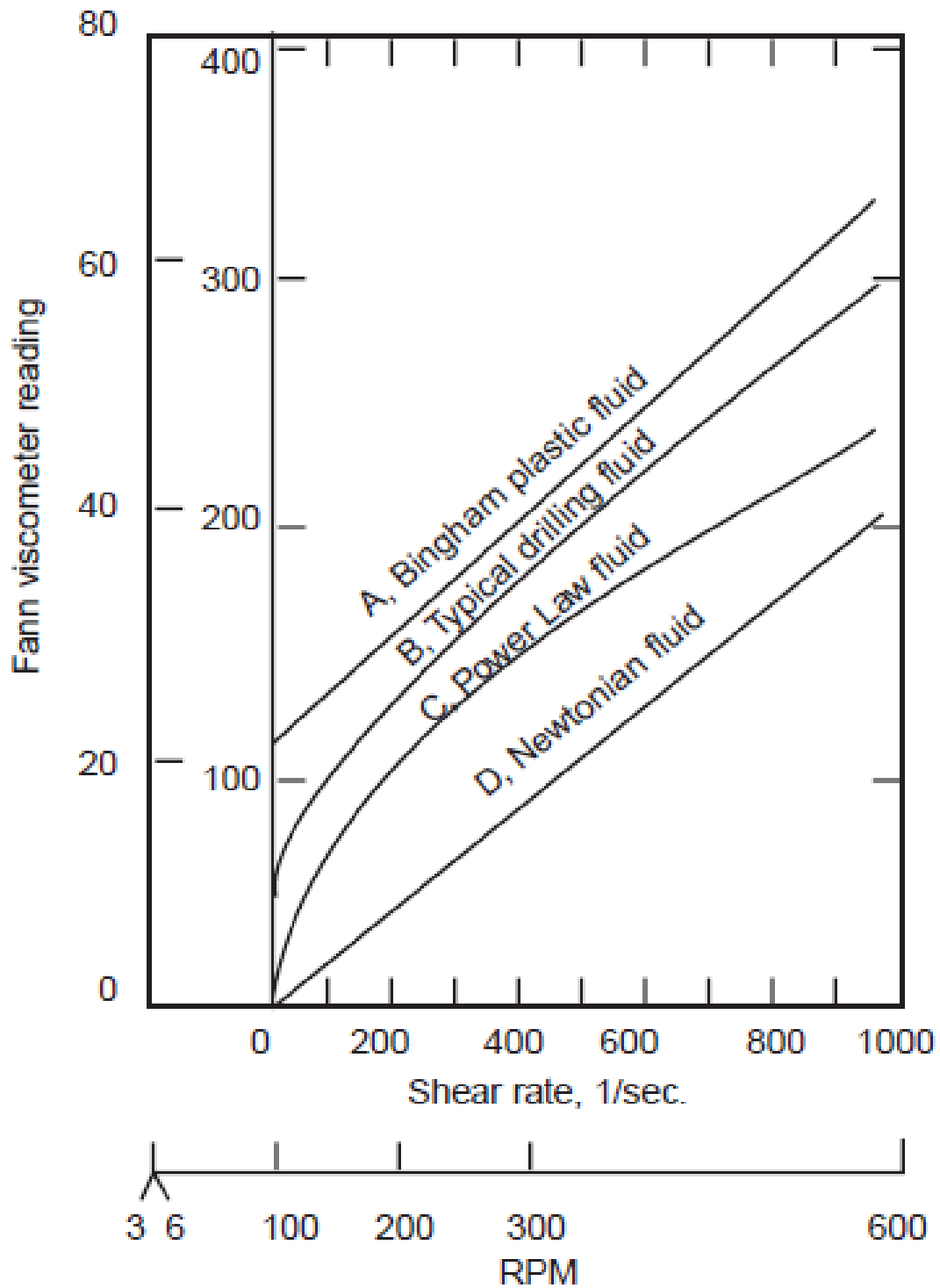
**LÍMITES PERMISIBLES PARA EL MONITOREO
AMBIENTAL PERMANENTE DE AGUAS Y DESCARGAS
LÍQUIDAS**

**b) LÍMITES PERMISIBLES EN EL PUNTO DE CONTROL
EN EL CUERPO RECEPTOR (INMISIÓN)**

b) INMISION (punto de control en el cuerpo receptor)				
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible	Promedio anual Aplicación
Temperatura⁴⁾		°C	+3°C	General
Potencial hidrógeno¹⁵⁾	pH	---	6.0<pH<8.0	6.0<pH<8.0 General
Conductividad eléctrica⁶⁾	CE	μS/cm	<170	<120 Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<0.5	<0.3 General
Demanda química de oxígeno⁷⁾	DQO	mg/l	<30	<20 General
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/l	<0.0003	<0.0002 General

Fuente: (Petroamazonas EP, 2010)

ANEXO No 4**GRÁFICA LINEAL DE LA VELOCIDAD DE CORTE VS EL
ESFUERZO DE CORTE / RPM VS LECTURA DEL
VISCOSÍMETRO**



Fuente: (API RP 13D, 2003)