



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**FORMULACIÓN DE UN SISTEMA DE FLUIDO DE
PERFORACIÓN A BASE DE AGUA Y GLICOL RESISTENTE A
RANGOS ELEVADOS DE TEMPERATURA**

REALIZADO POR:

LUISCÉLIX DEL VALLE ABREU TORRES

Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al

Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, JUNIO 2012

ACTA DE APROBACION



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**FORMULACIÓN DE UN SISTEMA DE FLUIDO DE
PERFORACIÓN A BASE DE AGUA Y GLICOL RESISTENTE A
RANGOS ELEVADOS DE TEMPERATURA**

REALIZADO POR:

**LUISCÉLIX DEL VALLE ABREU TORRES
C.I. 19.746.041**

REVISADO POR:



ING. TOMÁS MARÍN
Asesor Académico



ING. JESÚS OTAHOLA
Co-Asesor Académico

MATURÍN, JUNIO 2012



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**FORMULACIÓN DE UN SISTEMA DE FLUIDO DE
PERFORACIÓN A BASE DE AGUA Y GLICOL RESISTENTE A
RANGOS ELEVADOS DE TEMPERATURA**

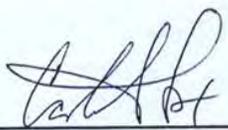
APROBADO POR



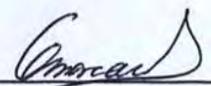
ING. TOMÁS MARÍN
Asesor Académico



ING. JESÚS OTAHOLA
Co-Asesor Académico



MSC. CARLOS DE LA CRUZ
Jurado Principal



ING. MARÍA GARCÍA
Jurado Principal

MATURÍN, JUNIO 2012

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”

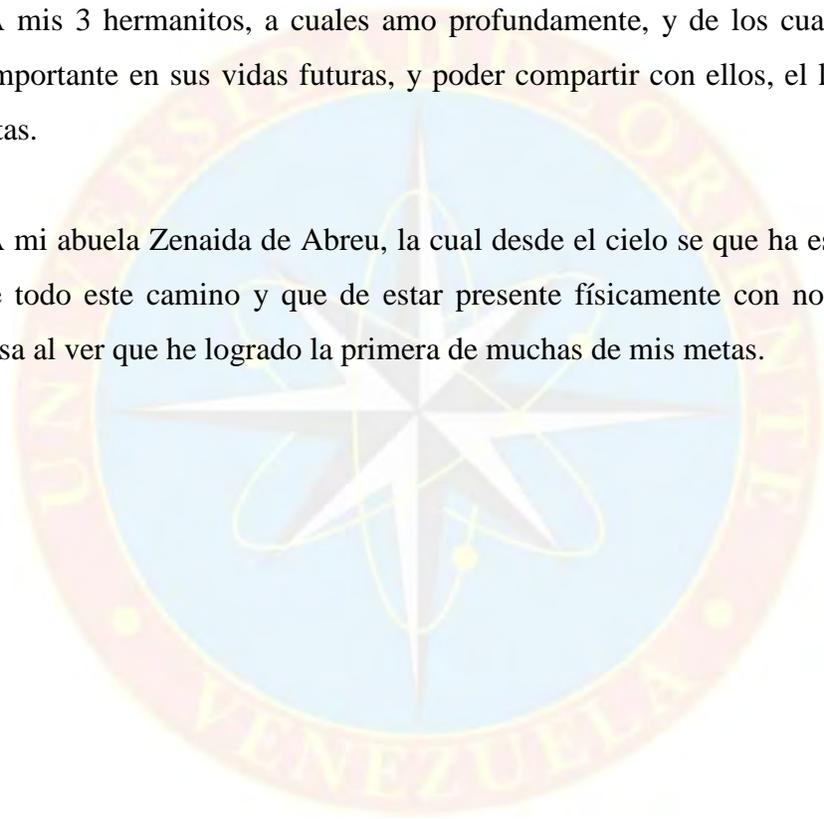


DEDICATORIA

Dedicado a mi Madre, primero como agradecimiento por todo el amor y soporte que siempre me ofreció y segundo, como recompensa por todos los sacrificios y mortificaciones que como madre al fin, fue inevitable que sufriera.

A mis 3 hermanitos, a cuales amo profundamente, y de los cuales espero ser parte importante en sus vidas futuras, y poder compartir con ellos, el logro de todas sus metas.

A mi abuela Zenaida de Abreu, la cual desde el cielo se que ha estado presente durante todo este camino y que de estar presente físicamente con nosotros, estaría orgullosa al ver que he logrado la primera de muchas de mis metas.



AGRADECIMIENTOS

A Dios primero que nadie por siempre estar a mi lado, sobre todo en esos momentos en los que más necesitaba de un amigo.

A mis padres, Yaisi Torres y Félix Abreu, por toda su preocupación, apoyo y cuidado sin los que no estuviese donde estoy hoy en día.

A mi familia, sobre todo a mis abuelas, por siempre confiar en mí y en mi capacidad para lograr lo que me proponga.

A la familia Montilva Zamora; Agniluz, Pompilio, Daniela, David y Mamá Lola, por haberme abierto las puertas de su hogar y brindado todo ese apoyo y cariño que le brindarían a cualquier integrante de su familia.

A la familia Rodríguez Mota, por regalarme todo ese aprecio y apoyo, en especial a Carmen porque a pesar de la distancia y las diferentes rutas que tomaron nuestras vidas, nunca ha dejado de ser mi hermana de corazón.

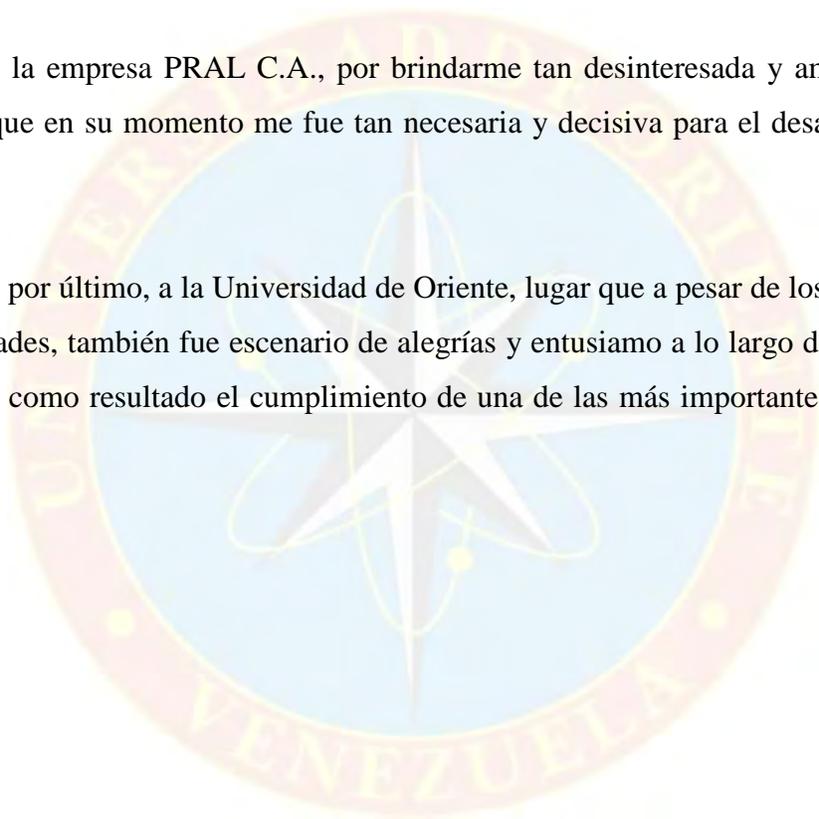
A todos esos compañeros y amigos que fui encontrando en el camino, Daniela Guillén, Samuel Santelíz, Arianna Caraballo, Miguel Molano, María José Brito, Ileany Leal, Eleazar Abreu, Pedro Fuentes, María Molina, Carlos Arvelo, María Pacheco, Manuel Zambrano, Luis Cherani, David Larez, Aura Guzmán, Karina Suárez, Albannys González y Tahelys Contasti, con los cuales viví y disfruté muchos momentos de esta etapa de mi vida, y que de alguna manera cada uno dejó su huella en mis recuerdos y corazón.

A mis asesores, Ing. Tomás Marín e Ing. Jesús Otahola, por dedicarle a esta investigación gran parte de su tiempo, paciencia y conocimiento

A mis compañeros de laboratorio, Carlos, Tahelys, Carla, Ana Rosa, José Miguel, Daniel y Hawari, por toda la camaradería, paciencia y entusiasmo que hicieron tan ameno el llevar a cabo este proyecto. Mucho éxito para Uds.

A la empresa PRAL C.A., por brindarme tan desinteresada y amablemente la ayuda que en su momento me fue tan necesaria y decisiva para el desarrollo de esta tesis.

Y por último, a la Universidad de Oriente, lugar que a pesar de los traspies y las dificultades, también fue escenario de alegrías y entusiasmo a lo largo de esta travesía que dio como resultado el cumplimiento de una de las más importantes metas en mi vida.



ÍNDICE

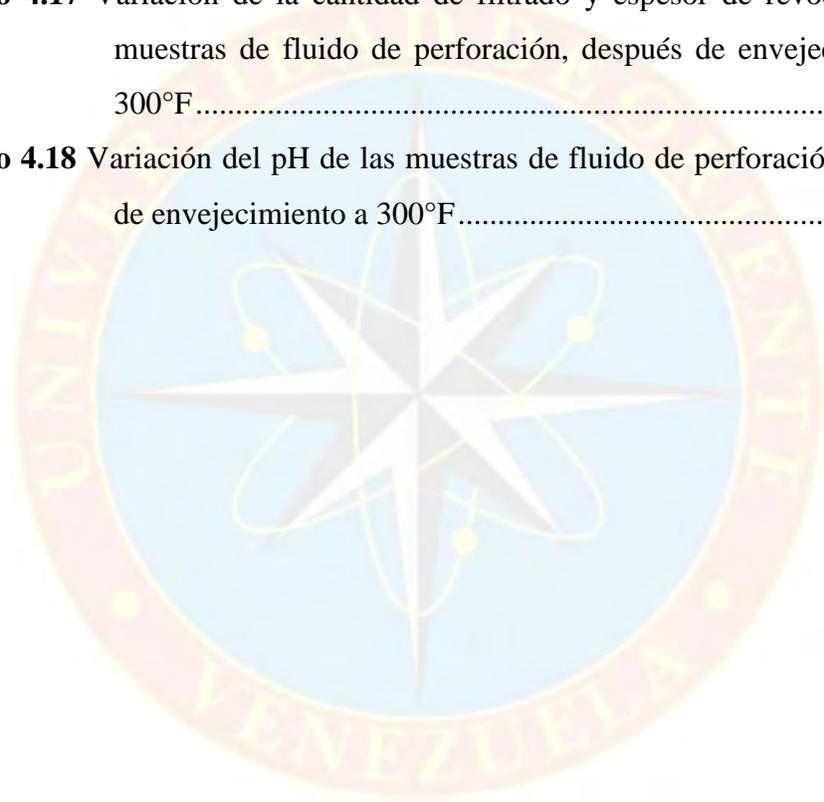
ACTA DE APROBACION	ii
RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
ÍNDICE	viii
LISTA DE TABLAS.....	xii
RESUMEN	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	2
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES.....	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	2
1.2.1 Objetivo General	2
1.2.2 Objetivos Específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
CAPÍTULO II	4
MARCO TEÓRICO.....	4
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
2.2 BASES TEÓRICAS.....	5
2.2.1 Fluido de perforación	5
2.2.2 Funciones de los fluidos de perforación	5
2.2.2.1 Capacidad de transporte	5
2.2.2.2 Controlar la presión de la formación.....	6
2.2.2.3 Capacidad de suspensión.....	6
2.2.2.4 Flotabilidad	7
2.2.2.5 Estabilidad.....	7
2.2.2.6 Evaluación.....	7
2.2.2.7 Hidráulica.....	7
2.2.3 Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación	8
2.2.3.1 Propiedades físicas	8
2.2.3.2 Propiedades químicas.....	11
2.2.4 Principales componentes de un fluido de perforación base agua.....	12
2.2.4.1 Fase líquida	12
2.2.4.2 Fase coloidal o reactiva.....	12
2.2.4.3 Fase inerte	13
2.2.4.4 Fase química.....	13
2.2.5 Efecto de elevadas temperaturas sobre las propiedades de los fluidos de perforación base agua.....	13
2.2.6 Glicoles	14
2.2.7 Sistemas de fluidos de perforación lignosulfonatos.....	14
2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	15

CAPÍTULO III.....	17
MARCO METODOLÓGICO	17
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	17
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	17
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	18
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	18
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	23
3.6 RECURSOS	24
3.6.1 Recursos humanos.....	24
3.6.2 Recursos económicos	24
3.6.3 Recursos materiales.....	24
CAPÍTULO IV	25
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	25
4.1 CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA CON DIFERENTES CONCENTRACIONES DE GLICOL EN SU FASE CONTINUA	25
4.2 EVALUACIÓN DEL EFECTO DE VARIACIÓN DE TEMPERATURA SOBRE LAS PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN FORMULADOS	28
4.3 ESTABLECIMIENTO DE LA CONCENTRACIÓN ADECUADA DE GLICOL PARA QUE EL FLUIDO BASE AGUA OPERE EFICIENTEMENTE A RANGOS ELEVADOS DE TEMPERATURA.....	41
CAPÍTULO V	45
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	45
5.1 CONCLUSIONES	45
5.2 RECOMENDACIONES	46
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	47
APÉNDICES	49
HOJAS DE METADATOS.....	85

LISTA DE GRÁFICOS

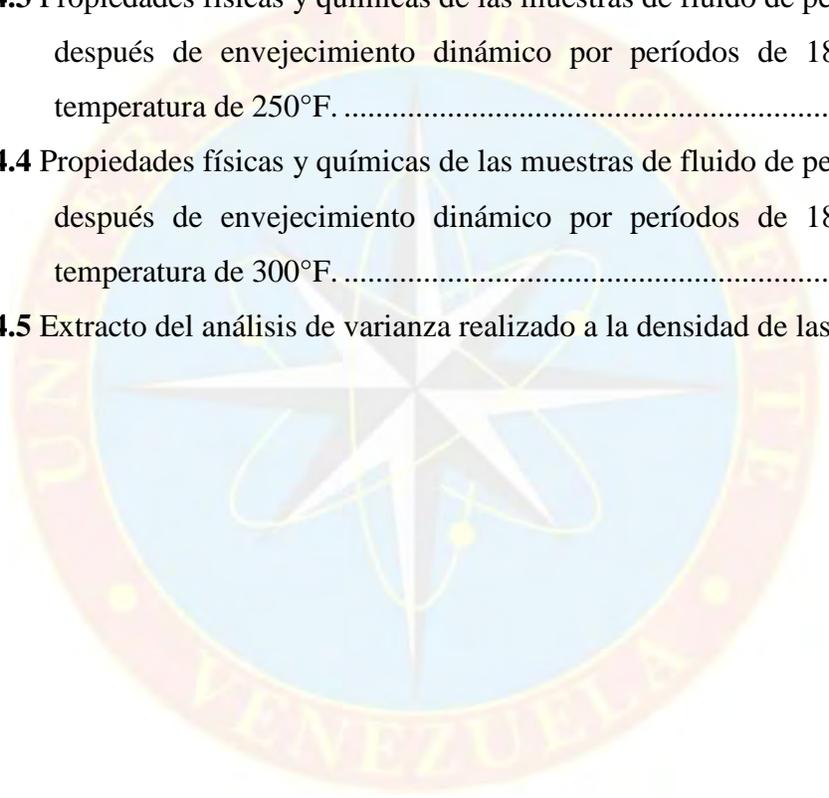
Gráfico 3.1 Curva de la campana para análisis estadístico	22
Gráfico 4.1 Variación de las propiedades reológicas de las muestras de fluido de perforación formuladas.....	27
Gráfico 4.2 Variación de la cantidad de filtrado y espesor de revoque de las muestras de fluido de perforación formuladas	27
Gráfico 4.3 Variación de la densidad de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 200°F.....	29
Gráfico 4.5 Variación de las viscosidades y punto cedente de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 200°F.....	29
Gráfico 4.6 Variación de la resistencia de gel de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 200°F	30
Gráfico 4.7 Variación de la cantidad de filtrado y espesor de revoque de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 200°F	30
Gráfico 4.8 Variación del pH de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 200°F	31
Gráfico 4.9 Variación de la densidad de las muestras de fluido de perforación formuladas después de envejecimiento a 250°F.....	32
Gráfico 4.10 Variación de las viscosidades y punto cedente de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 250°F	33
Gráfico 4.11 Variación de la resistencia de gel de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 250°F.....	33
Gráfico 4.12 Variación de la cantidad de filtrado y espesor de revoque de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 250°F	34
Gráfico 4.13 Variación del pH de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 250°F	35

Gráfico 4.14 Variación de la densidad de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 300°F	36
Gráfico 4.15 Variación de las viscosidades y punto cedente de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 300°F	37
Gráfico 4.16 Variación de la resistencia de gel de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 300°F.....	37
Gráfico 4.17 Variación de la cantidad de filtrado y espesor de revoque de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 300°F.....	38
Gráfico 4.18 Variación del pH de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 300°F.....	39



LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Formulación para las muestras de fluido de perforación.	19
Tabla 4.2 Propiedades físicas y químicas de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento dinámico por períodos de 18 horas a temperatura de 200°F.	28
Tabla 4.3 Propiedades físicas y químicas de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento dinámico por períodos de 18 horas a temperatura de 250°F.	32
Tabla 4.4 Propiedades físicas y químicas de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento dinámico por períodos de 18 horas a temperatura de 300°F.	36
Tabla 4.5 Extracto del análisis de varianza realizado a la densidad de las muestras.	41





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**FORMULACIÓN DE UN SISTEMA DE FLUIDO DE
PERFORACIÓN A BASE DE AGUA Y GLICOL RESISTENTE A
RANGOS ELEVADOS DE TEMPERATURA**

Autor:

**LUISCELEX DE VALLE ABREU TORRES
C.I. 19.746.041
Mayo, 2012**

Asesores:

**ING. TOMÁS MARÍN
ING. JESÚS OTAHOLA**

RESUMEN

Se formularon diferentes muestras de un sistema de fluido de perforación lignosulfonato convencional, con diferentes concentraciones de Monoetilenglicol en su fase continua, seleccionando las que contenían 5%, 7%, 10% y 15% de glicol por ser las que mantenían sus propiedades con menor variación en relación a la muestra de referencia con 0% de glicol. A dichas muestras se aplicaron diversas pruebas de laboratorio, cumpliendo con lo establecido en la norma del Instituto Americano del Petróleo API 13-B1 y después de ser sometidas a períodos de envejecimiento de 18 horas a 200°F, 250°F y 300°F de temperatura, se les determinó la densidad, viscosidad plástica, punto cedente, viscosidad aparente, esfuerzo de gel a 10 seg y a 10 min, contenido de sólidos y líquidos, cantidad de filtrado, espesor de revoque, pH, alcalinidad, cantidad de cloruros y dureza; con el objeto principal de establecer el efecto de la temperatura sobre las propiedades físicas y químicas de las muestras de fluido seleccionadas. Posteriormente se realizó un análisis estadístico de varianza que reflejó que la mayoría de las muestras presentó evaporación del fluido y parte los sólidos se solubilizó en la fase continua debido a las altas temperaturas, generando disminución de la densidad, sin embargo la muestra con 10% de glicol en su fase continua fue capaz de resistir el ciclo de envejecimiento a 300°F de temperatura, además de observarse una disminución del filtrado y espesor de revoque y un comportamiento de las propiedades reológicas similar al de la muestras antes de ser sometidas a períodos de envejecimientos a elevadas temperaturas.

INTRODUCCIÓN

Circular continuamente un fluido a través del pozo, mientras se está perforando, es un proceso fundamental del que depende parte del éxito de dicha operación. Sin embargo este fluido no puede ser igual para cada ambiente geológico. Dado a esta situación, el fluido a utilizar durante el proceso de perforación, debe ser capaz de cumplir sus funciones básicas, como controlar presiones, limpieza del hoyo, entre otras; pero al mismo tiempo debe soportar los cambios que vaya presentando cada fase a perforar, generando muchas veces limitaciones al momento de seleccionar el tipo de fluido a utilizar.

Un ejemplo común de esta situación, es la necesidad de cambiar un sistema de fluido base agua por un sistema de fluido base aceite cuando se alcanzan temperaturas de fondo superiores a 250°F, para evitar que se afecten las propiedades del fluido base agua, provocando pérdidas de volumen por evaporación, reacciones entre los componentes del fluido, entre otros; lo cual obliga a los encargados del proceso de perforación a utilizar un fluido base aceite, que opera con mayor eficiencia bajo condiciones de elevadas temperaturas, pero al mismo tiempo incrementa los costos de las operaciones de perforación y genera mayores impactos contaminantes en el ambiente.

Por esto, el objetivo principal de esta investigación es formular un sistema de fluido de perforación lignosulfonato, con la incorporación de glicol en su fase continua, que sea capaz de resistir temperaturas mayores a las que comúnmente soportaría un sistema base agua tradicional, y que al mismo tiempo pueda mantener sus propiedades y cumplir con sus funciones básicas.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el campo de la perforación de pozos, los fluidos base agua son los más deseados, ya que en comparación con los fluidos base aceite, estos pueden ser fácilmente diseñados para que operen con bajos costos de mantenimiento y causen menos daño al ambiente.

Sin embargo, también poseen desventajas y una de las principales es que generalmente no pueden ser utilizados para perforar formaciones con rangos de temperatura de fondo superiores a 250°F, sin verse afectadas su composición y sus propiedades y por consiguiente generando problemas operacionales, por lo que en general después de perforadas las secciones someras, tiende a sustituirse por un fluido de perforación base aceite.

Dada esta situación, surge la necesidad de progresar en el desarrollo de sistemas de fluidos de perforación base agua que posean un alto desempeño a condiciones de temperaturas elevadas.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Formular un sistema de fluido de perforación a base de agua y glicol resistente a rangos elevados de temperatura.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar fluidos de perforación base agua con diferentes concentraciones de glicol en su fase continua.
- Evaluar el efecto de variación de temperatura sobre las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación formulados.
- Establecer la concentración adecuada de glicol para que el fluido base agua opere eficientemente a rangos elevados de temperatura.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Por años los glicoles han formado parte fundamental en la elaboración de refrigerantes, debido a que poseen la capacidad de incrementar el punto de ebullición del agua al mezclarse con dicho fluido. Por otro lado, se ha demostrado que en la industria petrolera el glicol resulta muy eficiente al utilizarlo como aditivo en los fluidos de perforación base agua, ya que le proporciona gran capacidad de inhibición de arcillas.

Es por esto que se desea desarrollar un estudio donde se mezclen estas ventajas y así, determinar la factibilidad de realizar una formulación de fluido de perforación base agua que, gracias a la adición de glicol en su fase continua, sea capaz de utilizarse durante procesos de perforación de pozos donde la temperatura de fondo sea mayor a la que comúnmente soportaría un fluido base agua tradicional (mayor a 250°F), tomando como punto de referencia el comportamiento de las propiedades y los rangos de temperatura a los que puede ser sometido un sistema de fluido lignosulfonato convencional, por ser uno de los sistemas base agua más utilizados.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Urbina, C. y Flores, L. (2006), “Evaluación del uso del glicol como inhibidor de arcilla en los fluidos de perforación base agua en pozos del distrito norte”. Con el objeto de determinar el porcentaje de concentración y el glicol óptimo a utilizar durante la perforación de la fase de 26 y 17 ½ pulgadas, que cuenta con presencia de lutitas y arcillas, se realizaron pruebas específicas de laboratorio como prueba de hinchamiento lineal, dispersión de arcilla, succión capilar y pruebas reológicas, las cuales arrojaron como resultado que el fluido con mejor desempeño como inhibidor de arcilla lo constituye aquel que contiene en su formulación Éter glicol al 4% de concentración, debido a que mantiene las propiedades reológicas del fluido e inhibe con mayor eficacia las arcillas presentes en la Formación.

Durán, D. (2008), “Evaluación de sistemas base agua hydro-guard y boremax como inhibidores de arcillas en sustitución de sistemas lignosulfonatos en hoyos someros al norte de Monagas”, se sometió a prueba, además del lignosulfonato, al fluido a base de agua hydro-guard, que es un sistema libre de arcilla diseñado para máxima inhibición de lutita en formaciones altamente reactivas y propiedades reológicas aceptables sobre una amplia gama de temperatura; y al sistema boremax, que es un fluido de perforación de agua dulce de alto rendimiento bajo condiciones severas, incluyendo altas presiones diferenciales y temperaturas de hasta 375°F. Para tal fin, se realizaron pruebas de tiempo de succión capilar, adhesión, dispersión e hinchamiento lineal. Arrojando como resultado que el hydro-guard presenta el mejor desempeño en cuanto a inhibición con un 16,97% de hinchamiento, siguiéndolo el boremax con 26,87% y por último el lignosulfonato con 34,79%.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Fluido de perforación

El término fluido de perforación, “está restringido a los fluidos que son circulados a través del hoyo y cumplen con los requisitos mínimos de eficiencia de limpieza y seguridad durante la perforación de un pozo”. (Ruíz, M., 2009, p.10). Estos fluidos pueden ser a base de agua o aceite y se le modifican sus propiedades, mediante el uso de aditivos, para que el fluido de perforación satisfaga las necesidades operativas de cada formación a perforar.

2.2.2 Funciones de los fluidos de perforación

De acuerdo a Prieto, A. (2002), las funciones básicas que debe cumplir un fluido de perforación para ayudar a hacer rápida y segura la perforación del pozo, son las siguientes:

2.2.2.1 Capacidad de transporte

La densidad, viscosidad y el punto cedente son las propiedades del fluido que, junto a la velocidad de circulación o velocidad anular, hacen posible la remoción y el transporte del ripio desde el fondo del hoyo hasta la superficie, lo cual es indispensable para evitar problemas operacionales como pega de tubería, entre otros.

2.2.2.1 Enfriar y lubricar

El fluido de perforación facilita el enfriamiento de la mecha al expulsar durante la circulación, el calor generado por la fricción mecánica entre la mecha y la formación.

2.2.2.2 Formar revoque

Para minimizar los problemas de derrumbe y atascamiento de tubería en formaciones permeables, es necesario cubrir la pared del hoyo con un revoque liso, delgado, flexible, de baja permeabilidad y altamente compresible. El revoque se logra incrementando la concentración y dispersión de los sólidos arcillosos.

2.2.2.2 Controlar la presión de la formación

El fluido de perforación ejerce una presión hidrostática en función de la densidad y altura vertical del pozo, la cual debe controlar la presión de la formación, evitando un influjo hacia el pozo. El cumplimiento de esta función es básico para garantizar una operación de perforación segura.

2.2.2.3 Capacidad de suspensión

La resistencia o fuerza de gel es la propiedad reológica del fluido que permite mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se interrumpe la circulación, para luego depositarlos en superficie cuando esta se reinicie. Debe existir equilibrio entre esta propiedad, y las que facilitan la remoción de los recortes por los equipos de control de sólidos.

2.2.2.4 Flotabilidad

La sarta de perforación y la tubería de revestimiento pierden peso cuando se introducen en el hoyo, debido al factor de flotación, el cual depende de la densidad o peso del fluido. En consecuencia, para calcular el peso de la sarta en el fluido, se multiplica su peso en el aire por el factor de flotación.

2.2.2.5 Estabilidad

La estabilidad de las formaciones permeables se logra con peso y revoque de calidad, y las impermeables con peso, cuando se trata de lutitas presurizadas, y con inhibición o con fluido cien por ciento aceite, cuando se trata de lutitas reactivas.

2.2.2.6 Evaluación

El fluido de perforación debe tener una alta calidad para facilitar la obtención de información necesaria para valorar la capacidad productiva de las formaciones perforadas, por lo que sus características físicas y químicas deben ser tales que puedan asegurar la información geológica deseada, la toma de núcleos y la evaluación de las formaciones, sobre todo cuando se trata de la zona productora.

2.2.2.7 Hidráulica

El fluido es el medio por el cual se transmite la potencia desde la superficie hasta el fondo del pozo. El programa hidráulico, trata de obtener la máxima caída de

presión en la mecha para seleccionar los valores óptimos de caudal y chorros, que faciliten una limpieza efectiva del fondo del hoyo y del espacio anular.

2.2.3 Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación

Según el Instituto Americano del Petróleo (citado por Prieto, A., 2002), las propiedades del fluido a mantener durante la perforación del pozo son físicas y químicas:

2.2.3.1 Propiedades físicas

- **Densidad**

Es la propiedad del fluido que tiene por función principal mantener en sitio los fluidos de la formación. La densidad se expresa por lo general en lbs/gal y es uno de los dos factores, de los cuales depende la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido. Durante la perforación de un pozo se trata de mantener una presión hidrostática ligeramente mayor a la presión de la formación, para evitar en lo posible una arremetida, lo cual dependerá de las características de la formación.

- **Viscosidad API**

Es determinada con el Embudo Marsh, y sirve para comparar la fluidez de un líquido con la del agua. A la viscosidad embudo se le concede cierta importancia práctica aunque carece de base científica, y el único beneficio que aparentemente tiene, es el de suspender el ripio de formación en el espacio anular, cuando el flujo es laminar. Por esta razón, generalmente no se toma en consideración para el análisis riguroso de la tixotropía del fluido. Es recomendable evitar las altas viscosidades y

perforar con la viscosidad embudo más baja posible, siempre y cuando, se tengan valores aceptables de fuerzas de gelatinización y un control sobre el filtrado. Un fluido contaminado exhibe alta viscosidad embudo.

- **Viscosidad plástica**

Es la viscosidad que resulta de la fricción mecánica entre sólidos, líquidos y sólidos y líquidos, y se controla con equipos mecánicos de control de sólidos. Este control es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para obtener altas tasas de penetración. Una baja viscosidad plástica aunada a un alto punto cedente permite una limpieza efectiva del hoyo con alta tasa de penetración.

La viscosidad de los fluidos de perforación, es una función de muchos factores, algunos de los cuales son:

- Viscosidad de la fase líquida continua
- Volumen de sólidos en el fluido
- Volumen de fluido disperso
- Número de partículas por unidad de volumen
- Forma y tamaño de las partículas sólidas

- **Punto cedente**

Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo. Es la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento. El punto cedente está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas y generalmente sufre incremento por la acción de los

contaminantes solubles como el carbonato, calcio, y por los sólidos reactivos de formación. Un fluido floculado exhibe altos valores de punto cedente. La floculación se controla de acuerdo al causante que lo origina. Se usan adelgazantes químicos cuando es causada por excesos de sólidos arcillosos y agua cuando el fluido se deshidrata por altas temperaturas.

- **Resistencia o fuerza de gel**

Esta resistencia o fuerza de gel es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas. Está relacionada con la capacidad de suspensión del fluido y se controla, en la misma forma, como se controla el punto cedente, puesto que la origina el mismo tipo de sólido (reactivo). Las mediciones comunes de esta propiedad se toman a los diez segundos y a los diez minutos, pero pueden ser medidas para cualquier espacio de tiempo deseado.

- **Filtrado API y a AP –AT (alta presión – alta temperatura)**

El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Esta característica es afectada por la presión, dispersión, temperatura y tiempo. Se mide en condiciones estáticas, a baja temperatura y presión para los fluidos base agua y a alta presión (AP) y alta temperatura (AT) para los fluidos base aceite. Su control depende del tipo de formación. En formaciones permeables no productoras se controla desarrollando un revoque de calidad, lo cual es posible, si se tiene alta concentración y dispersión de sólidos arcillosos que son los verdaderos aditivos de control de filtración. Por ello, es práctica efectiva usar bentonita prehidratada para controlar el filtrado API.

2.2.3.2 Propiedades químicas

- **pH**

El pH indica si el fluido de perforación es ácido o básico. La mayoría de los fluidos base acuosa son alcalinos y trabajan con un rango de pH entre 7,5 a 11,5. Cuando el pH varía de 7,5 a 9,5; el fluido es de bajo pH y cuando varía de 9,5 a 11,5; es de alto pH.

El pH se debe controlar, ya que es un indicador químico de problemas que se pueden presentar con el fluido durante la perforación, tales como contaminantes.

- **Dureza**

Es causada por la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltas en el agua o en el filtrado del fluido de perforación. El calcio por lo general, es un contaminante de los fluidos base de agua.

- **Cloruros**

Es la cantidad de iones de cloro presentes en el filtrado del fluido de perforación. Una alta concentración de cloruros causa efectos adversos en un fluido base de agua.

- **Alcalinidad**

La alcalinidad de una solución se puede definir como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. Es el poder de combinación de una base medido por el máximo número equivalente de un ácido con los que puede

combinarse para formar una sal. En el análisis de agua representa los carbonatos, bicarbonatos y los hidróxidos, ocasionalmente en el agua, y se determina por la titulación con ácido estándar hasta alcanzar ciertos puntos dados.

2.2.4 Principales componentes de un fluido de perforación base agua

Dependiendo de las características y condiciones presentes en la formación a perforar, el fluido de perforación puede variar su composición, sin embargo de forma general, Ruíz, M. (2009) señala que, los fluidos de perforación base agua forman un sistema constituido básicamente por las siguientes fases:

2.2.4.1 Fase líquida

Constituye el elemento de mayor proporción que mantendrá en suspensión los diferentes aditivos que forman las otras fases. Esta fase puede ser agua (dulce o salada); o una emulsión (agua-petróleo).

2.2.4.2 Fase coloidal o reactiva

Esta fase está constituida por la arcilla, que será el elemento primario utilizado para darle cuerpo al fluido. Se utilizan dos tipos de arcilla dependiendo de la salinidad del agua. Si el fluido de perforación es de agua dulce se utiliza montmorillonita, y para fluidos elaborados con agua salada se utiliza una arcilla especial, cuyo mineral principal es la atapulgita.

2.2.4.3 Fase inerte

Esta fase está constituida por el material densificante. Los sólidos no deseables como la arena y sólidos de perforación, también se ubican dentro de esta fase.

2.2.4.4 Fase química

Está constituida por iones y sustancias en solución tales como dispersantes, emulsificantes, sólidos disueltos, reductores de filtrado, y otras sustancias químicas, que controlan el comportamiento de las arcillas y se encargan de mantener el fluido según lo requerido por el diseño.

2.2.5 Efecto de elevadas temperaturas sobre las propiedades de los fluidos de perforación base agua

Ruíz, M., (2009) señala algunas de las principales consecuencias o efectos que provoca el someter los fluidos de perforación base agua a elevadas temperaturas, entre los que se encuentran:

En los fluidos de perforación base agua, cuando se incrementa la temperatura, aumenta la velocidad de las reacciones químicas entre los muchos componentes de estos fluidos.

En fluidos contaminados con sal, cemento y cal, el aumento en la temperatura produce serios daños en sus propiedades, resultando difícil mantenerlos en óptimas condiciones.

La degradación térmica ocurre por distintos mecanismos como la hidrólisis (reacción de una sal para formar un ácido y una base) o la reacción entre dos o más componentes del fluido. La velocidad de degradación depende de la temperatura, ya que todos los aditivos químicos tienden a sufrir degradación entre 250 a 400 °F, y por otra parte a elevadas temperaturas un pequeño incremento en la misma resulta en una rápida degradación del material. Muchos de los aditivos y dispersantes para controlar la pérdida de filtrado fracasan o llegan a ser inefectivos a medida que la temperatura aumenta.

2.2.6 Glicoles

Son compuestos orgánicos pertenecientes a la clase de los alcoholes, con propiedades únicas. También se conocen con el nombre de dioles y tienen como característica importante la presencia de dos radicales hidróxido en su molécula. Los glicoles pueden variar desde simples alcoholes dihidricos a complejos sistemas poliméricos, como oxígeno de polietileno y de polipropileno.

Referente al uso de glicoles en la industria petrolera, Quiroga, F. (1994) menciona que:

Los aditivos basados en glicoles de uso más difundido son el polipropilenglicol (PPG), el polietilenglicol (PG) y polialquilglicol (PAG), los cuales son de baja toxicidad, y mejoran la lubricidad, el control de filtrado y la inhibición de las lutitas. (p. 53)

2.2.7 Sistemas de fluidos de perforación lignosulfonatos

Según el Instituto Americano del Petróleo (2001), los lignosulfonatos son aditivos orgánicos para fluidos de perforación, derivados de subproductos del proceso de manufactura del papel sulfito con maderas de coníferos.

En cantidades relativamente altas se utiliza como reductor del filtrado e inhibidores de lutitas. Se puede utilizar en todo tipo de fluido y en casos de contaminación con sal, yeso y cemento, con soda cáustica y bentonita forma un revoque impermeable y muy consistente.

Según, Quiroga, F. (1994):

Los sistemas de fluido de perforación de tipo lignosulfonato son de gran importancia en la perforación de pozos, debido a que generalmente se obtienen mayores velocidades de perforación mediante su uso, especialmente cuando se mantienen bajas concentraciones de sólidos. El aumento de la velocidad de perforación trae como resultado un aumento de la estabilidad de las paredes del pozo, debido principalmente al mejoramiento en las propiedades de flujo, lo que a su vez origina que se puedan perforar pozos en menor tiempo, aumentando de esta manera la rentabilidad de los proyectos. (p.34)

Por esto, este sistema es el más utilizado en las operaciones de perforación. Sin embargo, a pesar de ser estable, el sistema sufre degradación termal cuando permanece bajo períodos de exposición prolongados a altas temperaturas (mayores a 250°F).

2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Aditivo: cualquier material agregado a un fluido de perforación para lograr un propósito en particular. (Instituto Americano del Petróleo, 2001, p. B-1).

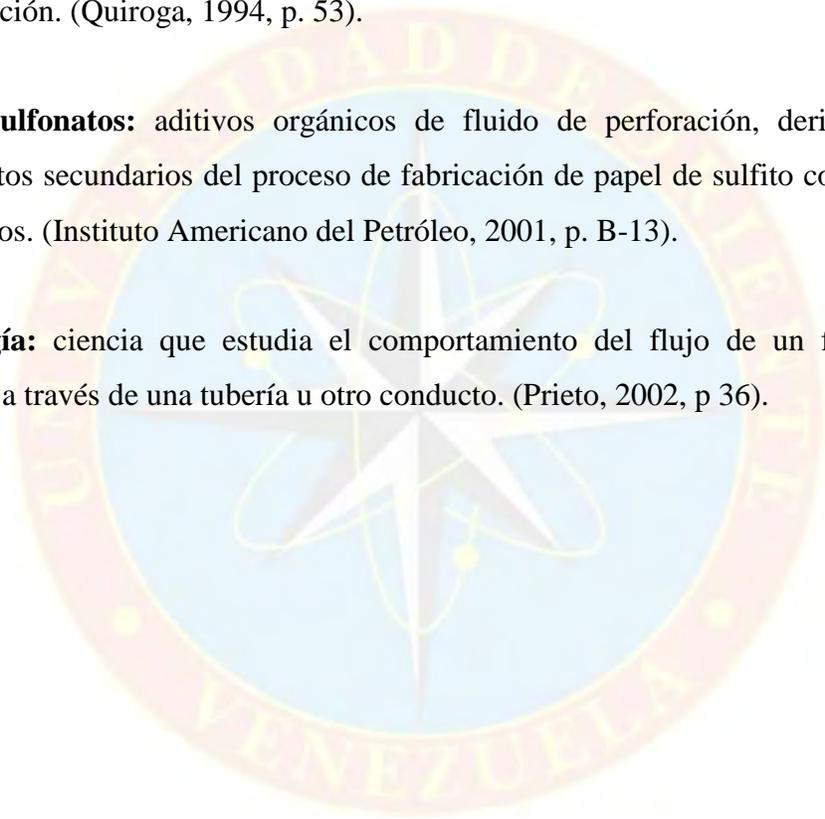
Fluido: sustancia en la que la aplicación de cada sistema de esfuerzos (excepto la presión hidrostática) producirá una deformación continuamente creciente. (Instituto Americano del Petróleo, 2001, p. B-9).

Fluido de perforación: un fluido en circulación que se usa en la perforación rotatoria para cumplir cualquiera o todas las funciones requeridas en la operación de perforación. (Instituto Americano del Petróleo, 2001, p. B-13).

Glicol: son compuestos orgánicos pertenecientes a la clase de los alcoholes, con propiedades únicas y de especial interés para la industria de los fluidos de perforación. (Quiroga, 1994, p. 53).

Lignosulfonatos: aditivos orgánicos de fluido de perforación, derivados de los productos secundarios del proceso de fabricación de papel de sulfito con maderas de coníferos. (Instituto Americano del Petróleo, 2001, p. B-13).

Reología: ciencia que estudia el comportamiento del flujo de un fluido cuando circula a través de una tubería u otro conducto. (Prieto, 2002, p 36).



CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Se realizó una investigación de tipo explicativa dado a que se sometieron a pruebas de laboratorio, formulaciones de fluido de perforación con diversas concentraciones de glicol en su fase continua, con el objeto de estudiar el comportamiento de sus propiedades físicas y químicas en función de la temperatura.

Al respecto Arias, F. (1999), establece que: “la investigación explicativa se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto”. (p.21).

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Diseño de investigación tipo experimental, Arias, F. (1999), menciona al respecto:

La investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones o estímulos (variable independiente), para observar los efectos que se producen (variable dependiente). Se diferencia de la investigación de campo por la manipulación y control de variables. (p. 22).

En esta investigación las variables independientes estuvieron representadas por la temperatura y la concentración de glicol, mientras que la variable dependiente fueron las propiedades a estudiar.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Según Arias, F. (1999): “la población es el conjunto de elementos con características comunes que son objeto de análisis y para los cuales serán válidas las conclusiones de la investigación”. (p.23).

Por su parte, Arias, F. (1999), también expone que: “la muestra es un subconjunto representativo de un universo o población”. (p.23).

En este estudio la población y muestra, estuvieron representadas por las muestras de fluido de perforación formuladas, a las que posteriormente se realizaron pruebas de laboratorio para determinar las variaciones de sus propiedades físicas y químicas, luego de ser sometidas a variaciones de temperatura.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Con la finalidad de cumplir con los objetivos planteados en esta investigación, la metodología aplicada se basó en las siguientes etapas:

ETAPA I.- Caracterización de fluidos de perforación base agua con diferentes concentraciones de glicol en su fase continua

Debido a que el principal objetivo de realizar esta investigación, fue el de aumentar la resistencia de los fluidos base agua a las altas temperaturas, se utilizó un sistema de fluido de perforación lignosulfonato convencional, por ser una de las formulaciones base agua típicas utilizadas en la industria petrolera, y como principal variación se agregó el Monoetilenglicol en la fase continua, por su capacidad de incrementar el punto de ebullición del agua al mezclarse con dicho fluido; este glicol es el que se utiliza como base para la fabricación de refrigerante de motores y se

caracteriza por ser un fluido incoloro, inodoro, ligeramente viscoso, de elevado punto de ebullición y de densidad similar a la del agua. (Ver apéndice A).



Figura 3.1 Muestra de Monoetilenglicol

Para llevar a cabo la fase de caracterización, se formularon a nivel de laboratorio, diversas muestras del sistema de fluido de perforación lignosulfonato, utilizando diferentes mezclas de agua y glicol como fase continua, conjuntamente con aditivos viscosificantes, controlador de filtrado, dispersante, agente alcalino y agente densificante necesario para alcanzar una densidad de 10 libras masa por galón (lpg). Las concentraciones específicas que se utilizaron de cada aditivo se muestran a continuación en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Formulación para las muestras de fluido de perforación.

Aditivos	Concentración (lbs/bls)
Bentonita (viscosificante)	12,5
Lignito (controlador de filtrado)	2
Lignosulfonato (dispersante)	4
Potasa (agente alcalino)	pH=10,5*
Barita (densificante)	79,35
Agua-Glicol (fase continua)	322,15

*Se agregó en cada muestra, la cantidad de potasa necesaria para ajustar el pH a 10,5.

Después de formular las muestras, cada una fue sometida, cumpliendo con las especificaciones establecidas en la norma API RP 13-B1 (Práctica recomendada, procedimiento estándar para la prueba de campo de los fluidos de perforación base agua), a una serie de pruebas de laboratorio con el objeto principal de determinar sus principales propiedades y características.

A cada muestra se le determinó la densidad, mediante la utilización de la balanza de lodo; el pH, con el uso del pH metro; las propiedades reológicas como viscosidad aparente, viscosidad plástica, esfuerzo de gel y punto cedente, determinadas después de registrar mediciones a 300 rpm y 600 rpm en el viscosímetro rotacional FANN; y por último el filtrado, con la aplicación del filtro prensa API que permitió someter el fluido a un diferencial de presión de 100 lpc.

Además, las muestras también se sometieron a pruebas químicas de titulación para determinar alcalinidad, que requirió el uso de indicador de fenolftaleína, solución indicadora de anaranjado de metilo y ácido sulfúrico 0,02N; dureza y contenido de calcio, mediante la aplicación de solución amortiguadora NH_4OH (hidróxido amónico), el indicador de dureza Negro de Ericromato y la posterior adición de solución de versenato estándar; y por último la concentración de cloruros, con solución de cromato de potasio, solución normal de nitrato de plata 0,0282N y ácido sulfúrico 0,02N.

La determinación de todas estas propiedades propició la selección de las muestras de fluido con concentraciones de 5%, 7%, 10% y 15% de glicol en su fase continua, por ser las muestras que mantenían las propiedades con menor variación en relación a la muestra de referencia con 0% de glicol, además de permitir establecer un punto de referencia que facilitó determinar el comportamiento del fluido de perforación antes y después de ser sometido a diferentes temperaturas.

ETAPA II.- Evaluación del efecto de variación de temperatura sobre las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación formulados

Las muestras de fluidos de perforación formuladas en la fase anterior, se sometieron a pruebas de envejecimiento que ayudaron a simular las condiciones de temperatura deseadas. Este procedimiento se realizó con tres repeticiones, a temperaturas de 200°F, 250°F y 300°F para tener un mayor rango de apreciación. Después de realizar cada ciclo de envejecimiento, por períodos de 18 horas, las muestras se sometieron a las mismas pruebas de laboratorio que en la fase de caracterización, para así determinar el efecto que ejerce la variación de la temperatura y concentración de glicol en sus propiedades físicas y químicas.

A medida que se realizaban las pruebas de laboratorio y después de obtenidos los datos deseados, se procedió a la comparación y análisis de dichos resultados, lo que permitió verificar si las muestras de fluido de perforación formuladas, fueron capaces de soportar condiciones de temperaturas elevadas, sin que los valores de sus propiedades se afectaran de tal forma que puedan representar inconvenientes no deseados a nivel de campo.

ETAPA III.- Establecer la concentración adecuada de glicol para que el fluido base agua opere eficientemente a rangos elevados de temperatura

Se realizó una comparación estadística de los resultados, a través de la aplicación de un análisis de varianza de dos factores sobre cada una de las propiedades determinadas durante las pruebas de laboratorio, el cual permitió establecer la variación de sus valores generada por la adición de glicol y el incremento de la temperatura, simultáneamente

La aplicación del análisis de varianza se llevó a cabo mediante la utilización de la herramienta de análisis de datos del programa Microsoft Office Excel 2007, donde se introdujeron los resultados generales obtenidos para cada propiedad al variar las concentraciones de glicol y temperatura, incluyendo los datos obtenidos de las repeticiones de cada prueba (se realizaron tres repeticiones por prueba, con el objeto lograr resultados representativos).

La interpretación de los resultados arrojados por el programa, se basó principalmente en la comparación de los valores de F y F crítico, además de los valores de probabilidad obtenidos con la evaluación de cada serie de datos, para establecer si la hipótesis de igualdad de medias de las muestras era válida o no para cada escenario.

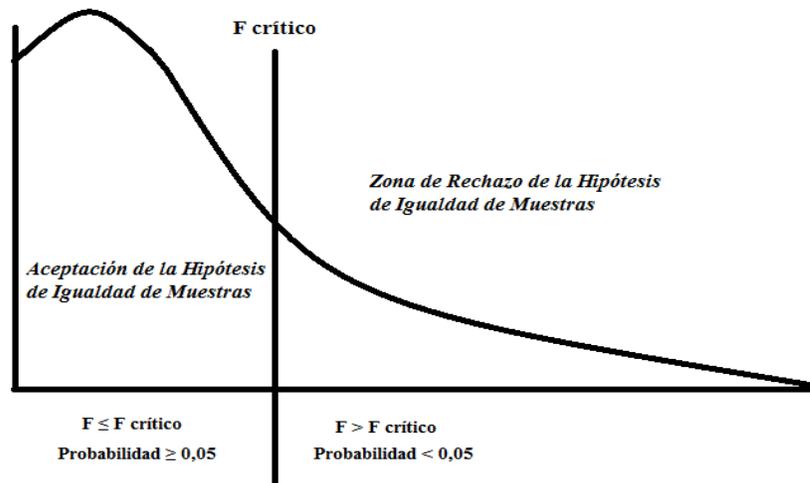


Gráfico 3.1 Curva para análisis estadístico de varianza

Fuente: Milton y Arnold. (2004).

Luego de determinar si las propiedades de las muestras de fluido con glicol en su fase continua variaron en relación a las muestras de referencia, y si esta variación fue conveniente o no, se procedió a establecer si es favorable y en que concentración,

utilizar glicol y agua como fase continua de un sistema de fluido de perforación, para que dicho fluido resista condiciones operacionales de elevadas temperatura y aún así tener un alto desempeño.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

En este proyecto se empleó la observación directa como técnica de recolección de datos, la cual se aplicó durante la realización de las pruebas de laboratorio.

Los instrumentos y materiales utilizados durante las pruebas de laboratorio fueron:

- Horno y celdas de envejecimiento
- Viscosímetro rotacional FANN
- Balanza de lodo
- Agitador eléctrico
- Balanza electrónica
- Filtro prensa API
- pH metro
- Retorta
- Equipo de titulación
- Indicador de fenolftaleína
- Ácido sulfúrico 0,02N
- Solución de cromato de potasio
- Solución de nitrato de plata
- Solución amortiguadora NH_4OH
- Negro de ericromato
- Solución de versenato

Los cuales facilitaron la determinación de la variación de las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación formulados, con respecto a la temperatura.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos humanos

El estudio se realizó con el apoyo técnico y metodológico de profesores y personal de la Escuela de Ingeniería de la Universidad de Oriente.

3.6.2 Recursos económicos

Los procedimientos realizados para llevar a cabo el proyecto contaron con el financiamiento de la investigadora involucrada.

3.6.3 Recursos materiales

Se contó con los recursos materiales disponibles en las instalaciones del laboratorio de perforación de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente.

El Monoetilenglicol utilizado para la formulación de las muestras de fluido de perforación, fue suministrado por la empresa PRAL C.A.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA CON DIFERENTES CONCENTRACIONES DE GLICOL EN SU FASE CONTINUA

Durante la realización de las pruebas de laboratorio y de los resultados arrojados por las muestras de fluido de perforación base agua, se pudo observar que las muestras del fluido de perforación seleccionadas presentaron dentro de sus principales características, color marrón oscuro, baja capacidad de suspensión de sólidos, baja viscosidad, revoque de elevado espesor, y gran volumen de filtrado. (Tabla 4.1).



Figura 4.1 Muestra de fluido de perforación base agua y glicol

Estas características se presentaron constantes en todas las muestras seleccionadas, sin verse afectadas por la cantidad de glicol adicionada a la formulación.

Tabla 4.1 Propiedades físicas y químicas de las muestras formuladas variando la concentración de glicol en su fase continua.

Propiedades	Concentración de glicol %v/v				
	0	5	7	10	15
Densidad (lpg)	10,1	10,1	10,1	10,1	10
Viscosidad plástica (cP)	4	4	4	4	4
Punto cedente (lb/100pies²)	0	0	0	0	0
Viscosidad aparente (cP)	4	4	4	4	4
Esfuerzo de gel 10 s (lb/100pies²)	2	2	2	2	2
Esfuerzo de gel 10 min (lb/100pies²)	2	2	2	2	2
% Líquido	93	80	80	92	98
% Sólido	7	20	20	8	2
Filtrado (ml/30min)	23	22	24	23	22
Espesor de revoque (mm)	6	6	7	6	6,5
Pm (ml)	0,2	0,5	0,5	0,5	0,4
Pf (ml)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Mf (ml)	0,2	0,6	0,6	0,6	0,7
Cloruros (mg/l)	200	200	200	200	200
Dureza (mg/l)	200	200	200	200	200

En cuanto al efecto del glicol sobre las propiedades del fluido, se aprecia que existe poca variación entre los resultados arrojados por la muestra de referencia y las muestras que contenían glicol en su fase continua, en especial en las propiedades reológicas, las cuales se mantienen exactamente iguales en todas las muestras, lo que se puede apreciar en el gráfico 4.1.

Además la cantidad de filtrado y el espesor de revoque también reflejaron valores similares al agregar glicol a la formulación, manteniéndose los altos valores de estas propiedades (gráfico 4.2).

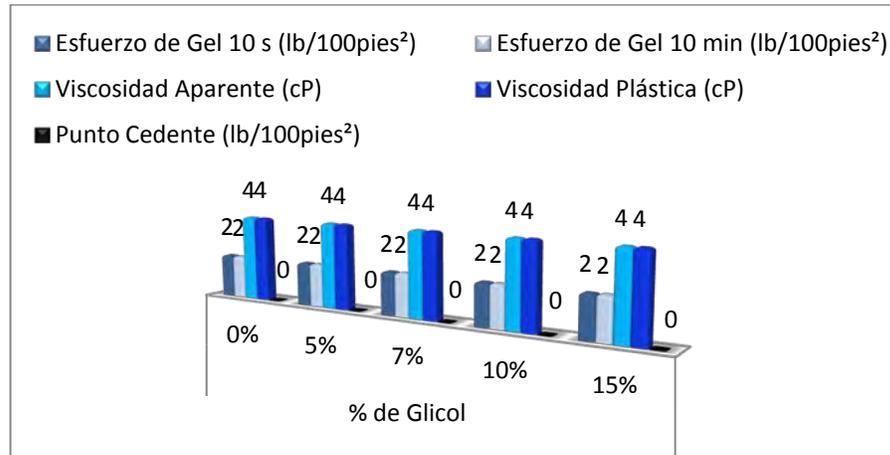


Gráfico 4.1 Variación de las propiedades reológicas de las muestras de fluido de perforación formuladas

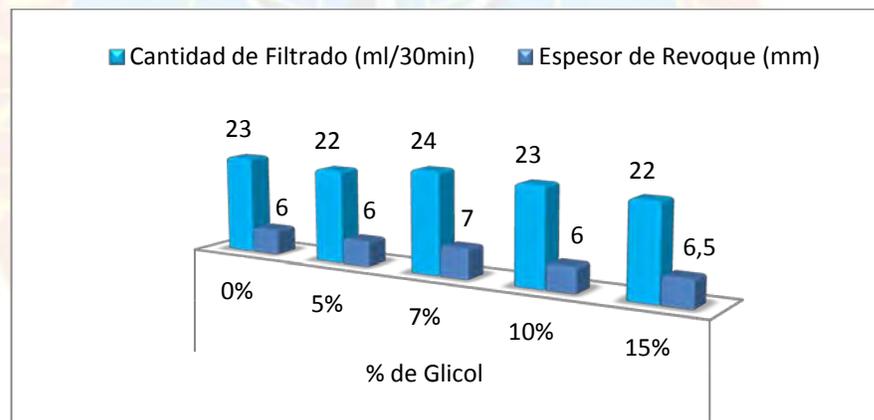


Gráfico 4.2 Variación de la cantidad de filtrado y espesor de revoque de las muestras de fluido de perforación formuladas

Esto demuestra que la adición de glicol en concentraciones de hasta 15%, no afecta demostrativamente las propiedades del fluido, lo que se logra debido a la compatibilidad de las propiedades del agua con las del Monoetilenglicol, y que se asume como un factor conveniente, ya que no se haría necesario el utilizar aditivos adicionales o incrementar las concentraciones de aditivos ya utilizados para mantener estables las propiedades deseadas en el fluido de perforación base agua y glicol.

4.2 EVALUACIÓN DEL EFECTO DE VARIACIÓN DE TEMPERATURA SOBRE LAS PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN FORMULADOS

A continuación se presentan las tablas con los resultados arrojados por las pruebas realizadas a las muestras de fluido, luego de 18 horas en las celdas de envejecimiento, con el objeto de determinar el efecto de la temperatura sobre las propiedades físicas y químicas de las diferentes muestras de fluido de perforación, y así determinar si es factible la formulación de fluidos de perforación base agua y glicol resistente a elevadas temperaturas.

Tabla 4.2 Propiedades físicas y químicas de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento dinámico por períodos de 18 horas a temperatura de 200°F.

Propiedades	Concentración de glicol % v/v				
	0	5	7	10	15
Densidad (lpg)	9,6	9,6	9,3	9,1	9,3
Viscosidad plástica (cP)	2	2	2	4	3
Punto cedente (lb/100pies ²)	2	2	2	0	4
Viscosidad aparente (cP)	3	3	3	4	5
Esfuerzo de gel 10 s (lb/100pies ²)	2	2	2	2	2
Esfuerzo de gel 10 min (lb/100pies ²)	2	2	2	2	2
% Líquido	98	92	92	94	92
% Sólido	2	8	8	6	8
Filtrado (ml/30min)	29	19	19	19	22
Espesor de revoque (mm)	4,5	5	5	3	5,5
pH	8,9	8,2	8,1	8,4	7,6
Pm (ml)	0,4	0	0	0,1	0
Pf (ml)	0,2	0	0	0,2	0
Mf (ml)	0,3	0,1	0,1	0,3	0,1
Cloruros (mg/l)	200	200	200	200	200
Dureza (mg/l)	120	120	120	120	120

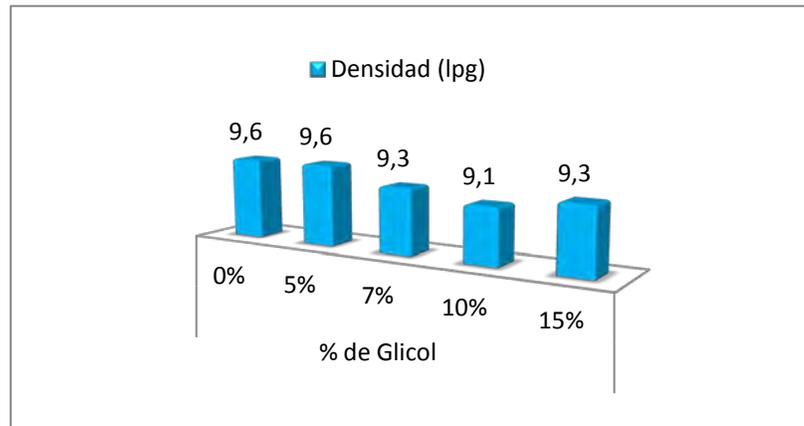


Gráfico 4.3 Variación de la densidad de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 200°F

Después del ciclo de envejecimiento a 200°F, se observó que la densidad de las muestras disminuyó en relación a los valores de densidad inicial reportados en las mediciones realizadas antes de ser sometidas a temperatura, especialmente en las muestras con mayor cantidad de glicol en su fase continua, lo que puede causar inconvenientes en el mantenimiento de presiones de la formación.

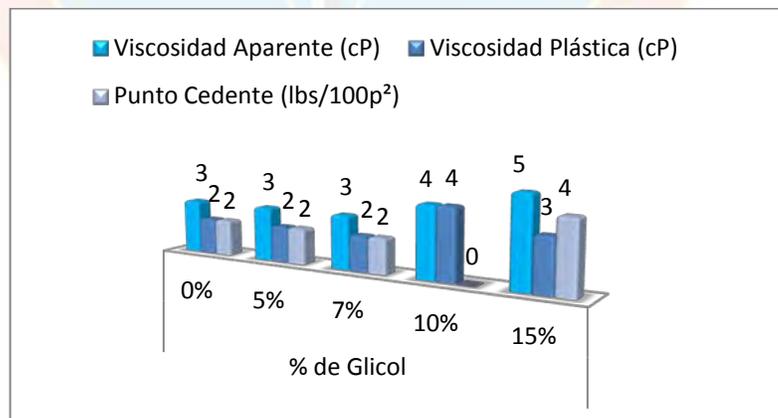


Gráfico 4.5 Variación de las viscosidades y punto cedente de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 200°F

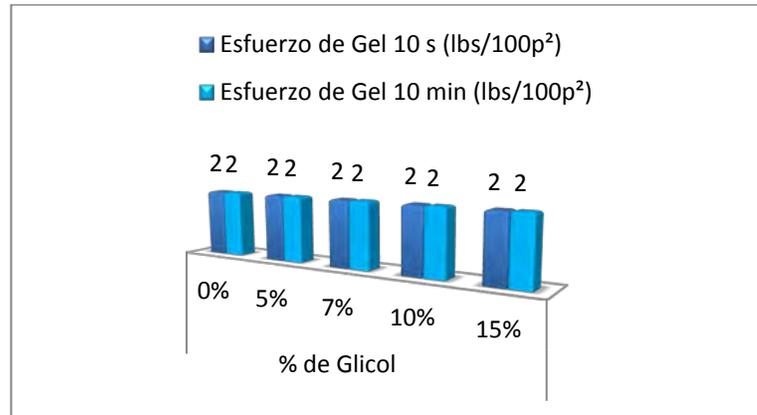


Gráfico 4.6 Variación de la resistencia de gel de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 200°F

A excepción de los geles que no sufrieron alteración de sus valores por efecto de la temperatura a ninguna concentración de glicol, las propiedades reológicas mostraron un incremento favorable de sus valores en las muestras con mayor porcentaje de glicol, reflejando un aspecto positivo de utilizar el glicol como parte en la formulación del fluido, debido a que mantener un buen comportamiento reológico contribuye a mejorar las tasas de penetración, disminuir el tiempo total de perforación, obtener una mejor limpieza del pozo, entre otras ventajas.

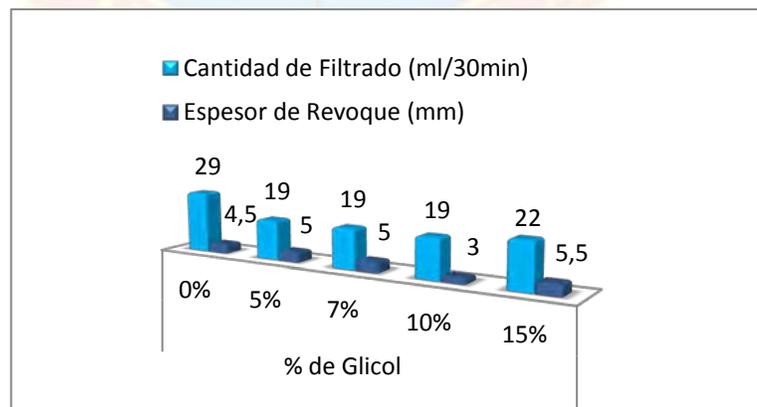


Gráfico 4.7 Variación de la cantidad de filtrado y espesor de revoque de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 200°F

Además, se reflejó una disminución en la cantidad de filtrado de las muestras con glicol, en comparación a la muestra de referencia, manteniéndose relativamente constante los valores de espesor de revoque, a excepción de la muestra con 10% de glicol que reportó un revoque de 3mm de espesor, el cual es considerablemente más delgado que el de las otras muestras. Aunque en general todos los revoques reportados a ésta temperatura fueron menores a los obtenidos durante la etapa de caracterización, lo que a nivel de campo representa que se genera un daño menor a las formaciones permeables cuando se está perforando

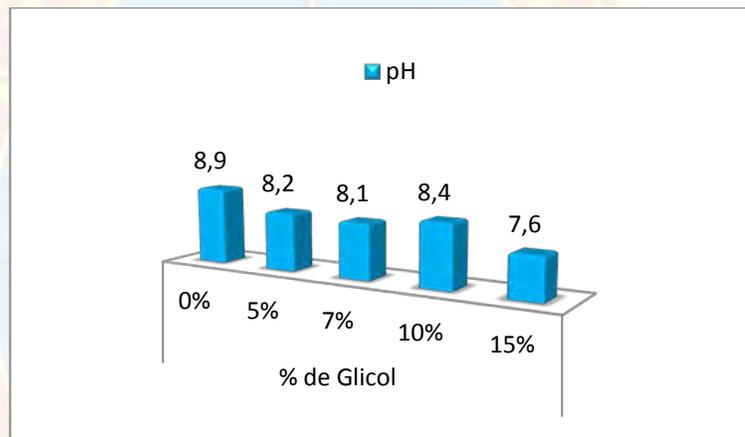


Gráfico 4.8 Variación del pH de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 200°F

En el gráfico 4.8, se puede apreciar que el pH disminuye a medida que aumenta la concentración de glicol en el fluido de perforación, lo que generaría como consecuencia la necesidad de adicionar cantidades extras de potasa cáustica (agente alcalino), para restaurar el valor de pH deseado, incrementando al mismo tiempo los costos de la operación.

Tabla 4.3 Propiedades físicas y químicas de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento dinámico por períodos de 18 horas a temperatura de 250°F.

Propiedades	Concentración de glicol % v/v				
	0%	5%	7%	10%	15%
Densidad (lpg)	9,4	9,5	9,4	9,5	9,6
Viscosidad plástica (cP)	2	2	3	3	4
Punto cedente (lb/100pies ²)	1	2	1	1	0
Viscosidad aparente (cP)	2,5	3	3,5	3,5	4
Esfuerzo de gel 10 s (lb/100pies ²)	2	2	2	2	2
Esfuerzo de gel 10 min (lb/100pies ²)	2	2	2	2	2
% Líquido	98	98	89	92	90
% Sólido	2	2	11	8	10
Filtrado (ml/30 min)	26	23	21	19	20
Espesor de revoque (mm)	5	5	5,5	5	5
pH	8,7	8,6	8,5	8,5	9,4
Pm (ml)	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4
Pf (ml)	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Mf (ml)	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4
Cloruros (mg/l)	100	200	200	200	200
Dureza (mg/l)	120	120	120	120	120

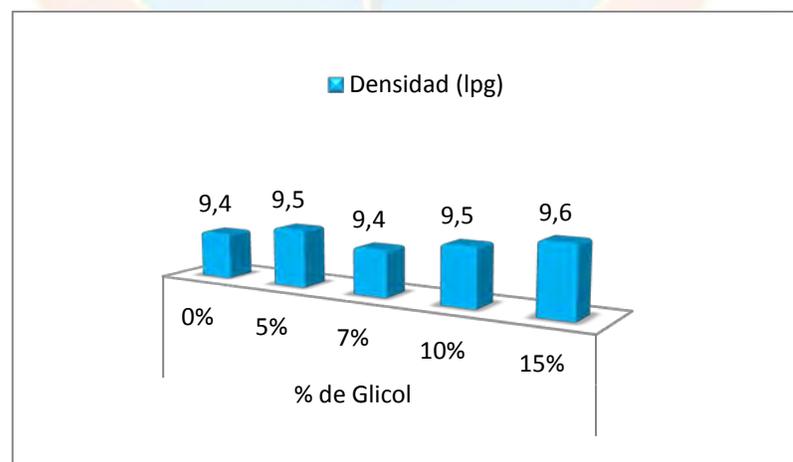


Gráfico 4.9 Variación de la densidad de las muestras de fluido de perforación formuladas después de envejecimiento a 250°F

El comportamiento de las muestras de fluido de perforación después de la período de envejecimiento a 250°F, varió en comparación a los resultados obtenidos con la temperatura de 200°F, ya que se observó que las densidades de todas las muestras con glicol en su fase continua, se mantuvieron relativamente constantes con respecto a la muestra de referencia, lo que pudo ser causado por el efecto simultaneo de la evaporación del fluido y la solubilización de parte de los sólidos en la fase continua, además del efecto ejercido por el glicol que le permite al fluido contrarrestar los producidos por la temperatura. (Gráfico 4.9)

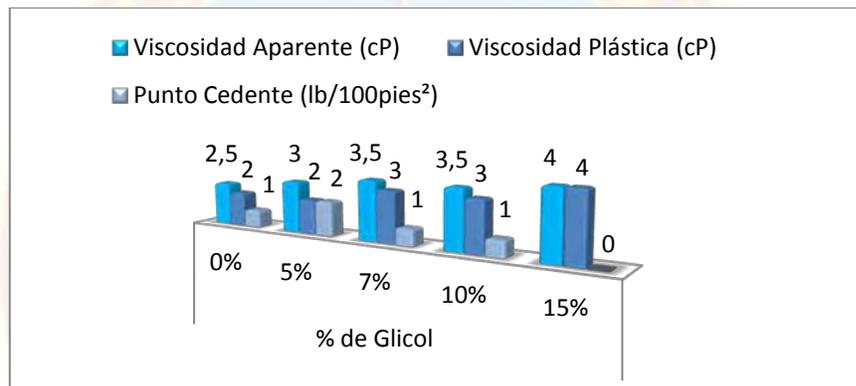


Gráfico 4.10 Variación de las viscosidades y punto cedente de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 250°F

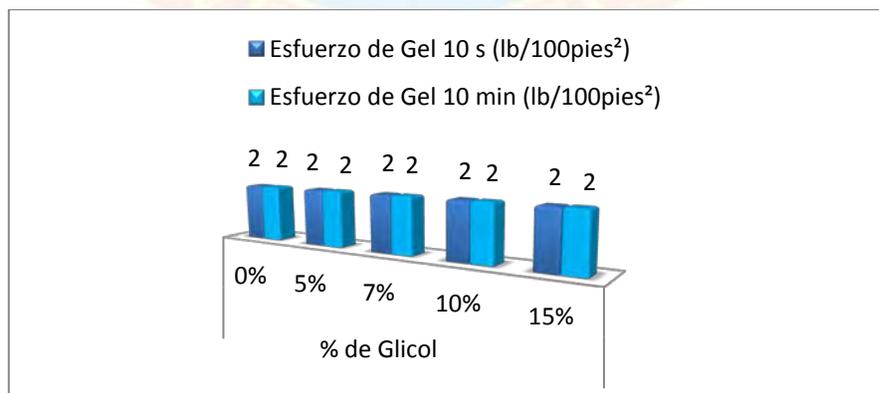


Gráfico 4.11 Variación de la resistencia de gel de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 250°F

En cuanto a las propiedades reológicas, se continuó observando un incremento de éstas a medida que aumenta la concentración de glicol, especialmente de las viscosidades, tanto aparente como plástica (gráfico 4.10), asemejándose los valores arrojados por la muestra con 15% de glicol, a los reportados por las muestras durante la etapa de caracterización. Sin embargo, los geles se mantuvieron nuevamente constantes a pesar de la variación de temperatura y de la concentración de glicol, (gráfico 4.11).

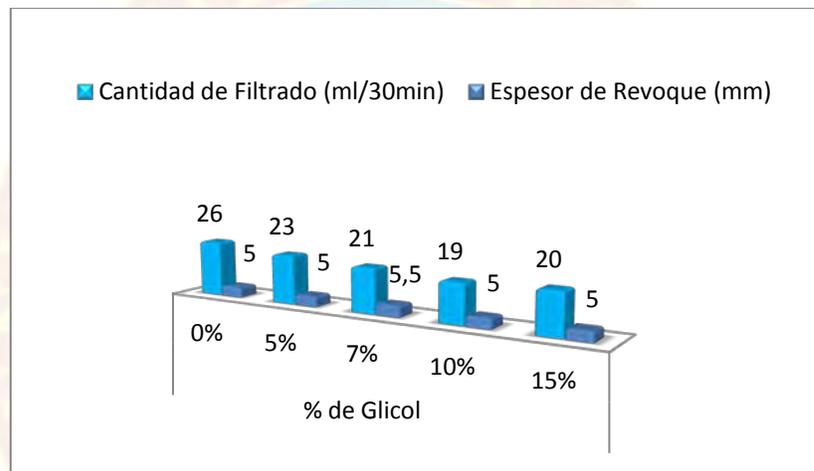


Gráfico 4.12 Variación de la cantidad de filtrado y espesor de revoque de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 250°F

La cantidad de filtrado se mostró nuevamente reducida con el incremento de la concentración de glicol a la formulación del fluido de perforación, y el espesor de revoque de las muestras con glicol se mantuvieron similares al de la muestra de referencia. El hecho de que todas las muestras presenten un espesor de revoque similar y menor a arrojado por las mismas durante la etapa de caracterización, contribuye a inferir que el aditivo utilizado como controlador de filtrado mejora su desempeño al incrementar la temperatura de operación.

En el gráfico 4.13, se observa que el pH reflejó la misma tendencia a disminuir a medida que aumenta la concentración de glicol, sin embargo la disminución fue menor que con la prueba de envejecimiento a 200°F, observándose a su vez, un incremento repentino en la muestra con 15% de glicol.

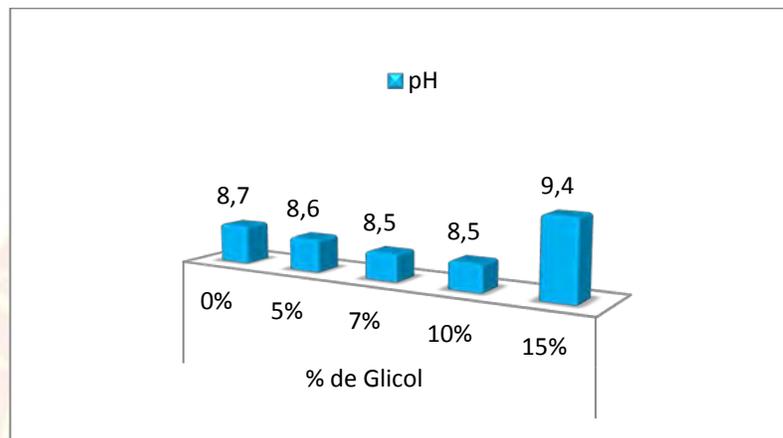


Gráfico 4.13 Variación del pH de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 250°F

Los datos obtenidos después del ciclo de envejecimiento a 250°F reflejan que el comportamiento de las muestras no varió de forma lineal en cuanto a la temperatura, dado a que se reportaron valores más beneficiosos a una mayor temperatura que a los 200°F, indicando que algunos aditivos pueden activarse o generar un mejor desempeño a temperaturas superiores que otros.

Tabla 4.4 Propiedades físicas y químicas de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento dinámico por períodos de 18 horas a temperatura de 300°F.

Propiedades	Concentración de glicol % v/v				
	0%	5%	7%	10%	15%
Densidad (lpg)	9,5	9,1	9,2	9,7	9,2
Viscosidad Plástica (cP)	4	4	4	4	7
Punto Cedente (lb/100pies ²)	2	3	3	2	3
Viscosidad Aparente (cP)	5	5,5	5,5	5	8,5
Esfuerzo de Gel 10 s (lb/100pies ²)	2	2	2	2	2
Esfuerzo de Gel 10 min (lb/100pies ²)	2	2	2	2	2
% Líquido	89	89	98	90	79
% Sólido	11	11	2	10	21
Filtrado (ml/30min)	35	31	19	26	19
Espesor de Revoque (mm)	7	6	6	5	3,5
pH	8,6	8,4	8,4	8,2	8,7
Pm (ml)	0,2	0,2	0,2	0	0,4
Pf (ml)	0,1	0,1	0,1	0	0,1
Mf (ml)	0,4	0,3	0,3	0,2	0,4
Cloruros (mg/l)	100	200	200	100	200
Dureza (mg/l)	120	120	120	120	120

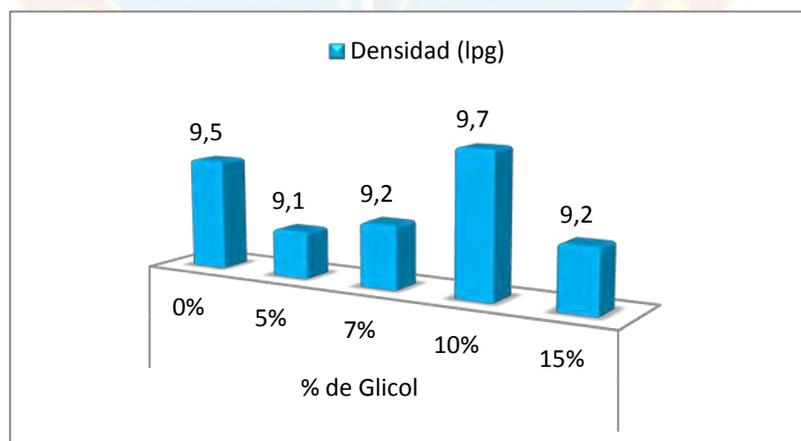


Gráfico 4.14 Variación de la densidad de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 300°F

Los valores de densidad arrojados por las muestras de fluido luego de ser sometidas a períodos de envejecimiento a 300°F, reflejan una mayor disminución de los valores de esta propiedad en los fluidos con glicol en su fase continua, presentándose una excepción en la muestra con 10% de glicol, la cual arrojó una densidad de 9,7 lpg, siendo éste el valor de densidad más elevado registrado por alguna muestra de fluido luego de ser envejecida durante esta investigación, (gráfico 4.14).

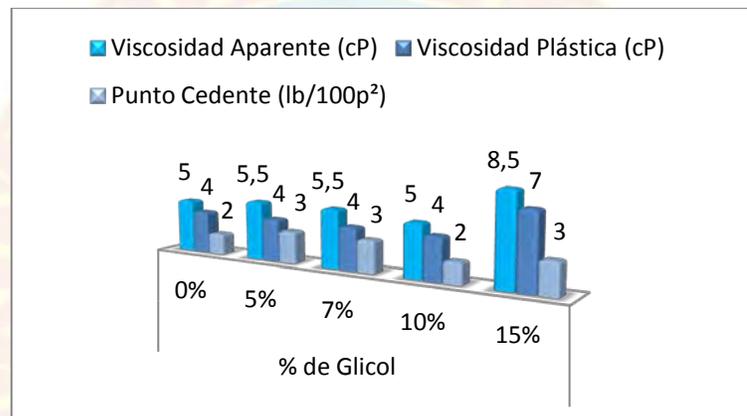


Gráfico 4.15 Variación de las viscosidades y punto cedente de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 300°F

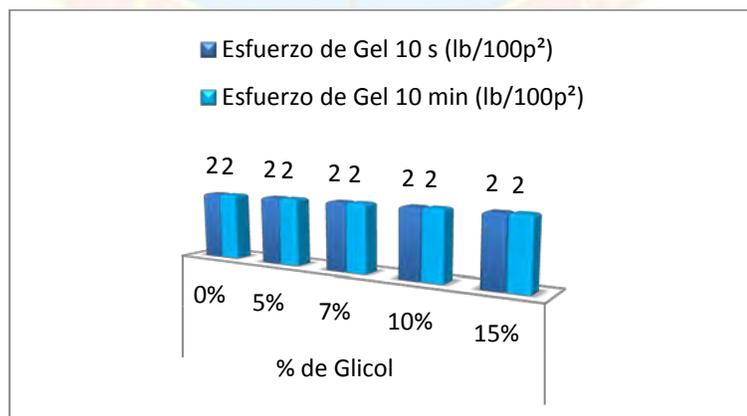


Gráfico 4.16 Variación de la resistencia de gel de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 300°F

A excepción de la muestra con 15% de glicol, la cual muestra un incremento de sus viscosidades y punto cedente, la concentración de glicol no afectó en gran medida la reología de las muestras sometidas a 300°F, dado a que los valores de viscosidades y punto cedente de las muestras con glicol, al igual que todos los de los geles, se mantuvieron relativamente similares a los de la muestra de referencia, (gráfico 4.15 y 4.16).

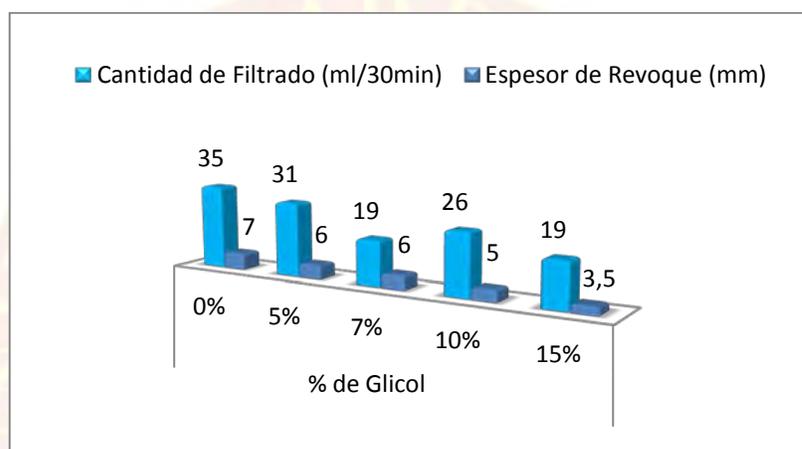


Gráfico 4.17 Variación de la cantidad de filtrado y espesor de revoque de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 300°F

Los datos obtenidos de cantidad filtrado (gráfico 4.17), muestran una disminución considerable de los valores reflejados para ésta propiedad a medida que aumenta la concentración de glicol, al igual que los de espesor de revoque, que disminuyen notablemente en relación al los reportados por la muestra de fluido de referencia, representando esto una ventaja de las formulaciones con glicol, ya que a pesar de que los fluidos base agua generalmente no son empleados para perforar formaciones productoras, si suelen atravesar tramos de formaciones reactivas o arcillosas que tienden a sufrir hinchamiento al entrar en contacto con dichos fluidos por lo que si se obtiene una disminución en la cantidad de líquido que se filtra a éstas

formaciones, se reduce también el daño que se causa a las mismas y por consiguiente a los efectos secundarios o problemas operacionales que esto trae consigo.

En el gráfico 4.18, se puede observar que las muestras reportaron un comportamiento de pH similar al mostrado con la temperatura de 250°F, el cual refleja una disminución poco considerable del pH de las muestras con glicol, en comparación con la muestra de referencia, además de presentarse nuevamente un incremento del valor obtenido para esta propiedad en la muestra con mayor cantidad de glicol en su fase continua.

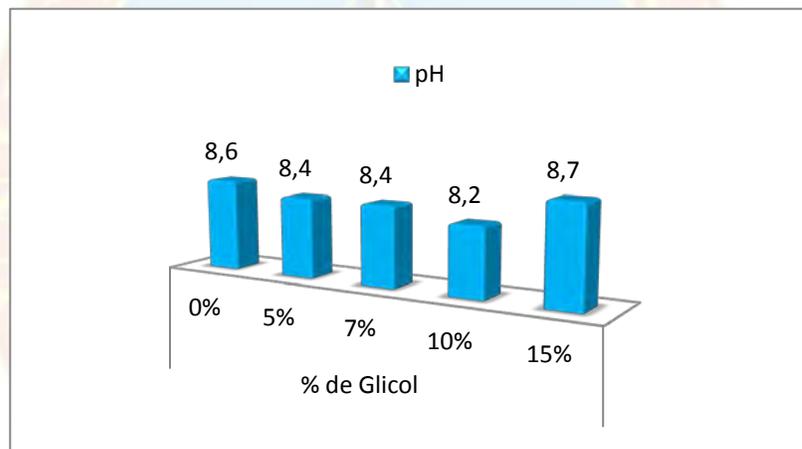


Gráfico 4.18 Variación del pH de las muestras de fluido de perforación, después de envejecimiento a 300°F

Desde un punto de vista general y tomando en cuenta todos los resultados arrojados por las muestras en cada prueba, se puede establecer que los fluidos formulados con glicol en su fase continua mostraron datos favorables en cuanto al control de filtrado y espesor de revoque, ya que en la mayoría de los casos se pudo observar una disminución de estas propiedades que inicialmente eran significativamente elevadas. Ésto sucedió debido a que “los glicoles son muy efectivos para mejorar la calidad de revoque y reducir el filtrado”. (Prieto, 2002,

p.44), las cuales a pesar de no ser las principales propiedades requeridas, son también de gran importancia durante el proceso de perforación porque, según Prieto, A. (2002), ayudan a mantener la estabilidad del pozo y a evitar grandes daños a la formación.

Además, se pudo notar en las pruebas realizadas después de cada período de envejecimiento, que disminuyeron los valores de densidad, lo que a nivel de campo traería como consecuencia la necesidad de adicionar continuamente fluido durante su circulación, con el objeto de compensar la pérdida de volumen por evaporación y poder mantener los niveles de densidad y por consiguiente, “equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del pozo, impidiendo que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un reventón”. (Instituto Americano del Petróleo, 2001, 2.4).

Este comportamiento se presentó en la mayoría de las muestras, excepto en la muestra con 10% de glicol después del ciclo de envejecimiento a 300°F, que reflejó valores de densidad y porcentaje de líquido superiores a los reportados por la muestra de referencia a esa misma temperatura, infiriéndose que se produjo la activación del glicol y tal vez de cualquier otro aditivo, propiciando el retraso de la degradación térmica del fluido.

Sin embargo, fue posible apreciar que los valores de pH se vieron afectados por la temperatura, dado a que disminuían después de cada ciclo de envejecimiento, aún en las muestras con glicol. La causa de éste suceso se le puede atribuir a la solubilización e ionización de los sólidos en la fase líquida de las muestras, producida por las altas temperaturas, disminuyendo el pH por aumento del potencial, sumado a la acción del lignito y lignosulfonato también presentes en la formulación, que generalmente tienden a consumir o producir la disminución del pH de los fluidos base agua al somerse a elevadas temperaturas.

Ésta característica representa una desventaja si se desea aplicar formulaciones de fluidos base agua y glicol durante un proceso de perforación, ya que refleja la necesidad de adicionar mayor cantidad de agente alcalino para restablecer el valor de pH y que no se vean afectadas las propiedades químicas del fluido de perforación.

4.3 ESTABLECIMIENTO DE LA CONCENTRACIÓN ADECUADA DE GLICOL PARA QUE EL FLUIDO BASE AGUA OPERE EFICIENTEMENTE A RANGOS ELEVADOS DE TEMPERATURA

Los resultados arrojados por el análisis estadístico, el cual se encuentra reflejado en su totalidad en el Apéndice D, reflejaron una variación en la mayoría de las propiedades físicas y químicas de las muestras de fluido de perforación, con respecto a la temperatura y a la concentración de glicol.

A modo de ejemplo, a continuación se expresan los resultados obtenidos para la densidad de las muestras (tabla 4.5), donde se aprecian los resultados de F, Fcrítico y probabilidad obtenidos para dicha propiedad.

Tabla 4.5 Extracto del análisis de varianza realizado a la densidad de las muestras.

ANÁLISIS DE VARIANZA						
<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Muestra	5,78583333	3	1,92861111	361,614583	5,28268E-29	2,83874541
Columnas	0,18433333	4	0,04608333	8,640625	4,00306E-05	2,60597495
Interacción	1,09833333	12	0,09152778	17,1614583	3,84527E-12	2,0034594
Dentro del grupo	0,21333333	40	0,00533333			
Total	7,28183333	59				

De los resultados reflejados en la tabla 4.5, se puede apreciar que, con respecto a la adición de glicol (a lo que el programa denomina “muestra”), el valor de F (361,6145) resultó mayor al de F crítico (2,838745) y el de probabilidad ($5,2826E-29$) resultó menor a 0,05; por lo que se dice que se dice que la densidad de las muestras varió de manera significativa debido al efecto producido por la adición de glicol a la formulación base agua.

Si realizamos la misma evaluación con respecto al incremento de la temperatura (denominado por el programa como “columnas”) y con respecto a la interacción Temperatura-Glicol (“interacción” para el programa), tenemos que, nuevamente los valores de F resultaron mayores a los de F crítico y los de probabilidad menores a 0,05; por lo que se dice que la propiedad mostró variación de sus valores en cada muestra, por el efecto causado tanto por la adición de glicol como por el incremento de la temperatura y por la interacción de ambos factores.

Realizando éste análisis para cada una de las propiedades se determinó que: dentro de las propiedades que mostraron mayor variación, además de la densidad, se encuentran, viscosidad aparente, porcentaje de líquido, cantidad de filtrado y espesor de revoque, lo que significa que las muestras de fluido reportaron un comportamiento variado para cada una de estas propiedades, tanto al aumentar la concentración de glicol como al incrementar la temperatura. (Tablas D.1, D.4, D.6, D.7 y D.8)

Sin embargo hubo otras propiedades como la resistencia de gel, el pH y la cantidad de cloruro, que no mostraron variación significativa de sus resultados, ni por el efecto de la temperatura ni por la concentración de glicol, resultando ser estadísticamente iguales en todas las muestras. (Tablas D.5, D.9 y D.13).

Además, se observaron casos como el punto cedente, Pm y Mf (tablas D.3, D.10 y D.12), donde estadísticamente sus valores resultaron iguales de acuerdo al

efecto de la temperatura, sin embargo se reflejó variación de estas propiedades con respecto a la concentración de glicol y por la interacción de ambos factores (concentración de glicol y temperatura).

Los resultados arrojados por las propiedades químicas de Pf y dureza, también mostraron diferencia según el efecto de la concentración de glicol, sin embargo reflejaron igualdad estadística en cuanto al efecto de la temperatura y por el efecto combinado de la temperatura y concentración de glicol. (Tablas D.11 y D.14).

Por último, la viscosidad plástica resultó con variación entre las muestras según la temperatura y la concentración de glicol, pero presentó similitud de acuerdo a la interacción de ambos factores. (Tabla D.2).

En general, se pudo observar que las muestras de fluido con una misma concentración de glicol, se comportaron de manera similar sin tener una significativa influencia la temperatura de envejecimiento. Pero si se evalúan los resultados comparando las muestras con glicol en su base con respecto a la muestra de referencia, fijando la temperatura, la mayoría de los valores muestran variación, lo que refleja que la concentración de glicol afecta las propiedades del fluido de forma significativa, aún mas que la temperatura.

Sin embargo, el análisis estadístico ratificó lo observado anteriormente en los resultados numéricos, que existe una variación en los valores de densidad según el efecto de la temperatura, de la concentración de glicol y por la interacción de ambos, debido, posiblemente, a la disminución del porcentaje de sólidos por efecto de solubilización a elevadas temperaturas.

A pesar de esto, durante el desarrollo de la investigación, se presentó el caso de la muestra de fluido con concentración de 10% de glicol, que mostró resultados

favorables al reportar valores de densidad y porcentaje de líquido superiores a los reflejados por la muestra de referencia con 0% de glicol después de ser envejecida a 300°F, además de una reducción de la cantidad de filtrado y espesor de revoque y un comportamiento de las propiedades reológicas similar al de las muestras antes de ser sometidas a los períodos de envejecimiento a elevadas temperaturas.



CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Concentraciones de glicol mayores a 15 %, en la fase continua del fluido de perforación base agua, generan variaciones en sus propiedades.

La resistencia de gel de las muestras de fluido de perforación, no se vio afectada en ningún momento ni por la concentración de glicol, ni por la temperatura.

La presencia de glicol en la fase continua del fluido de perforación base agua, incrementa la eficiencia de control de filtrado, cuando el fluido de perforación es sometido a elevadas temperaturas.

Estadísticamente la adición de glicol tuvo mayor efecto sobre la variación de las propiedades de las muestras de fluido de perforación evaluadas que el incremento de la temperatura, que sólo influyó de manera significativa en el pH, punto cedente, esfuerzo de gel, cloruros, Pm y Mf.

La muestra de fluido con 5% de glicol reflejó un comportamiento similar a la muestra de referencia, en la mayoría de las pruebas, reflejando que ésta concentración no causa efecto significativo en las propiedades del fluido de perforación base agua.

Los resultados reflejados por la muestra de fluido de perforación con concentración de 10% de glicol en su fase continua, después de ser envejecida a una temperatura de 300°F, indica que si es posible formular un sistema de fluido de perforación a base de agua y glicol resistente a elevadas temperatura.

5.2 RECOMENDACIONES

Realizar estudios complementarios que ayuden a determinar el efecto de la presión sobre las formulaciones de fluido de perforación base agua y glicol.

Evaluar la factibilidad del uso del glicol en formulaciones de fluidos de perforación poliméricos, para evitar la utilización de la bentonita y por lo tanto el efecto inhibitorio que el glicol ejerce sobre esta arcilla.

Realizar estudios donde se utilicen concentraciones de glicol superiores a 15%, pero variando la concentración de otros aditivos, con el objeto de equilibrar las propiedades del fluido y determinar el efecto de elevadas temperatura sobre estas formulaciones.

Es recomendable realizar un estudio previo de toxicidad, si se desea aplicar la mezcla de agua y glicol como base de un fluido de perforación a nivel de campo.

Se considera la concentración de 10% de glicol como la que ofreció mayor éxito durante la investigación y por lo tanto se recomienda partir de éste criterio si se desea emplear una formulación de fluido de perforación a base de agua y glicol durante un proceso de perforación a nivel de campo, e incluso para el desarrollo de nuevas investigaciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANNIS, M y SMITH, M. (1996). Drilling Fluids Technology. EXXON COMPANY, Houston, USA.

ARIAS, F. (1999). El Proyecto de Investigación-Guía para su elaboración, (3era Edición), Editorial Episteme, Caracas, Venezuela.

BAKER HUGHES INTEQ. (1998). Fluidos. Manual de Ingeniería. Houston, USA.

BAROID DRILLING FLUIDS, INC. (1997). Baroid Fluids Handbook. Houston, USA.

DARLEY, H. y GRAY G. (1988). Composition and Properties of Drilling Fluids, Gulf Professional Publishing, Houston, USA, pp.

DURÁN, D. (2008). Evaluación de sistemas base agua hydroguard y boremax como inhibidores de arcillas en sustitución de sistemas lignosulfonatos en hoyos someros al norte de Monagas. Trabajo especial de grado no publicado, Universidad de Oriente, Monagas.

INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (API). (2001). Manual de Fluidos de Perforación-Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, USA.

- MILTON, S. Y ARNOLD, J. (2004). Probabilidad Estadística con Aplicaciones para Ingeniería y Ciencias Computacionales. Mc Graw Hill. Mexico, D.F.
- PRIETO, A. (2002). Fluidos de Perforación. Manual de Ingeniería. CIED – PDVSA. Caracas.
- QUIROGA, F. (1994). Estado actual de la tecnología de fluidos de perforación con base en agua, para perforar lutitas de alta reactividad. INTEVEP, S.A. Caracas.
- RUIZ, M. (2009). Fundamentos teóricos y sistemas de Fluidos de Perforación. Manual de Ingeniería. SCHLUMBERGER, S.A.
- URBINA, C. y FLORES, R. (2006). Evaluación del uso de glicol como inhibidor de arcilla en los fluidos de perforación base agua en pozos del Distrito Norte. Trabajo especial de grado no publicado, Universidad de Oriente, Monagas.



APÉNDICES



APÉNDICE “A”
HOJAS DE INFORMACIÓN DEL MONOETILENGLICOL



APÉNDICE “B”
PROCEDIMIENTO ESTÁNDAR PARA RUEBAS DE
LABORATORIO
(NORMA API RP 13-B1)

Densidad del Fluido

Instrumentos

La densidad (comúnmente llamada peso del lodo) se mide con una balanza de lodo de suficiente precisión para obtener mediciones con un margen de error de 0,1 lb/gal (0,5 lb/pie² o 5 psi/1.000 pies de profundidad). A todos los efectos prácticos, la densidad significa el peso por volumen unitario y se mide pesando el lodo.

Descripción de la Balanza de lodo

La balanza de lodo se compone principalmente de una base sobre la cual descansa un brazo graduado con un vaso, tapa, cuchillo, nivel de burbuja de aire, caballero y contrapeso. Se coloca el vaso de volumen constante en un extremo del brazo graduado, el cual tiene un contrapeso en el otro extremo. El vaso y el brazo oscilan perpendicularmente al cuchillo horizontal, el cual descansa sobre el soporte, y son equilibrados desplazando el caballero a lo largo del brazo.



Figura A.1 Balanza de lodo

Procedimiento

1. Quitar la tapa del vaso y llenar completamente el vaso con el lodo a probar.

2. Volver a poner la tapa y girar hasta que esté firmemente asentada, asegurándose que parte del lodo sea expulsado a través del agujero de la tapa.
3. Limpiar el lodo que está fuera del vaso y secar el vaso.
4. Colocar el brazo de la balanza sobre la base, con el cuchillo descansando sobre el punto de apoyo.
5. Desplazar el caballero hasta que el nivel de burbuja de aire indique que el brazo graduado está nivelado.
6. En el borde del caballero más cercano al vaso, leer la densidad o el peso del lodo.
7. Ajustar el resultado a la graduación de escala más próxima, en lb/gal, lb/pie², psi/1.000 pies de profundidad o en Gravedad Específica (SG).

Propiedades Reológicas

Instrumentos

Para determinar las propiedades reológicas del fluido, es decir, la viscosidad plástica, el punto cedente y la fuerza de gel, se utiliza el viscosímetro de lectura directa o viscosímetro rotativo.

Descripción del viscosímetro rotativo

Los viscosímetros de indicación directa son instrumentos de tipo rotativo accionados por un motor eléctrico o una manivela. El fluido de perforación está

contenido dentro del espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior o rotor es accionado a una velocidad rotacional (RPM –revoluciones por minuto) constante. La rotación del rotor en el fluido impone un torque sobre el balancín o cilindro interior. Un resorte de torsión limita el movimiento del balancín y su desplazamiento es indicado por un cuadrante acoplado al balancín.

Las constantes del instrumento han sido ajustadas de manera que se pueda obtener la viscosidad plástica y el punto cedente usando las indicaciones derivadas de las velocidades del rotor de 600 y 300 RPM.



Figura A.2 Viscosímetro Rotativo

Procedimiento para la determinación de la viscosidad aparente, la viscosidad plástica y el punto cedente

1. Colocar la muestra recién agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el rotor.

2. Calentar o enfriar la muestra hasta 120°F (49°C). Agitar lentamente mientras se ajusta la temperatura.

3. Arrancar el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar la indicación obtenida a 600 RPM. Cambiar las velocidades solamente cuando el motor está en marcha.

4. Ajustar el conmutador a la velocidad de 300 RPM. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar el valor indicado para 300 RPM.

5. Viscosidad plástica en centipoise = indicación a 600 RPM menos indicación a 300 RPM.

6. Punto Cedente en $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$ = indicación a 300 RPM menos viscosidad plástica en centipoise.

7. Viscosidad aparente en centipoise = indicación a 600 RPM dividida por 2.

Procedimiento para la determinación del esfuerzo de gel

1. Agitar la muestra a 600 RPM durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutra.

2. Apagar el motor y esperar 10 segundos.

3. Poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$ como esfuerzo de gel inicial. Si el indicador del cuadrante no vuelve a ponerse a cero con el motor apagado, no se debe reposicionar el conmutador.

4. Repetir las etapas 1 y 2, pero dejar un tiempo de 10 minutos y luego poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos.

Filtrado API

Instrumentos

La propiedad de filtración o formación de paredes de un lodo es determinada con un filtro prensa. La prueba consiste en determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido a través del papel filtro. La prueba de filtrado API es realizada a la temperatura superficial y a una presión de 100 psi, y los resultados se registran como número de mililitros perdidos en 30 minutos.

Descripción del filtro prensa

Este instrumento consta de una celda de lodo, un regulador de presión y un medidor montado encima de la caja de transporte o en la parte superior de la unidad de laboratorio móvil. Se usa un adaptador de acoplamiento para conectar la celda al regulador, simplemente introduciendo el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y dando un cuarto de vuelta en sentido horario.

Algunas celdas no tienen este dispositivo de cierre y son simplemente introducidas dentro del acoplamiento apropiado. La celda se cierra en la parte inferior con una tapa provista de una tela metálica (o rejilla), colocando la tapa firmemente contra el papel filtro y girando hacia la derecha hasta que quede apretada a mano. Esto empuja la hoja de papel filtro contra la junta tórica que fue previamente introducida en la base de la celda. La presión es proporcionada por un pequeño cartucho de gas carbónico. Se proporciona una válvula de purga para aliviar la presión antes de desacoplar la celda.



Figura A.3 Filtro prensa API

Procedimiento

1. Mantener disponible una presión de aire o gas de 100 psi.
2. Retirar la tapa de la parte inferior de la celda limpia y seca. Colocar la junta tórica en una ranura en buen estado y volver la celda al revés para llenarla. Cualquier daño mecánico podría perjudicar la hermeticidad de la celda. Obturar la entrada con un dedo.
3. Llenar la celda con lodo hasta $\frac{1}{4}$ pulgada de la ranura de la junta tórica. Colocar el papel filtro (Whatman N° 50 o equivalente) encima de la junta tórica. Colocar la tapa encima del papel filtro con las bridas de la tapa entre las bridas de la celda, y girar en sentido horario hasta que quede apretada a mano. Invertir la celda, introducir el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y girar en cualquier sentido para bloquear.
4. Colocar un cilindro graduado apropiado debajo del orificio de descarga de filtrado para recibir el filtrado.

5. Abrir la válvula de entrada aplicando presión sobre la celda. (Se puede observar que la aguja oscila rápidamente hacia abajo a medida que la presión llena la celda.)

6. La prueba de API dura normalmente 30 minutos. Al término de la prueba, cerrar la válvula. Después de desconectar la fuente de presión, la presión se purgará automáticamente. Retirar la celda.

7. Registrar el filtrado en mililitros, a menos que se especifique de otra manera.

8. Desmontar la celda, desechar el lodo y recuperar el papel filtro con mucho cuidado para perturbar lo menos posible el revoque. Lavar el revoque minuciosamente para eliminar el exceso de lodo. Medir el espesor del revoque y registrar la medida en 1/32 de pulgada.



Figura A.4 Medición de espesor de revoque

Contenido de líquidos y sólidos

Instrumento

Se usa una retorta de lodo con capacidad de calefacción en el “horno” para determinar la cantidad de líquidos y sólidos contenidos en un fluido de perforación.



Figura A.5 Equipo de retorta

Procedimiento

1. Dejar que la muestra de lodo se enfríe a la temperatura ambiente.
2. Desmontar la retorta y lubricar las roscas del vaso de muestra con grasa para altas temperaturas. Llenar el vaso de muestra con el fluido a probar casi hasta el nivel máximo. Colocar la tapa del vaso de muestra girando firmemente y escurriendo el exceso de fluido para obtener el volumen exacto – se requiere un volumen de 10, 20 ó 50 ml. Limpiar el fluido derramado sobre la tapa y las roscas.
3. Llenar la cámara de expansión superior con virutas finas de acero y luego atornillar el vaso de muestra a la cámara de expansión. Las virutas de acero deberían atrapar los sólidos extraídos por ebullición. Mantener el montaje vertical para evitar que el lodo fluya dentro del tubo de drenaje.

4. Introducir o atornillar el tubo de drenaje dentro del orificio en la extremidad del condensador, asentándolo firmemente. El cilindro graduado que está calibrado para leer en porcentajes debería estar sujetado al condensador con abrazaderas.

5. Enchufar el cable de alimentación en el voltaje correcto y mantener la unidad encendida hasta que termine la destilación, lo cual puede tardar de 25 a 30 minutos según las características del contenido de, agua y sólidos.

6. Dejar enfriar el destilado a la temperatura ambiente.

7. Leer el porcentaje de agua y sólidos directamente en la probeta graduada. Una o dos gotas de solución atomizada ayudará a definir el contacto petróleo-agua, después de leer el porcentaje de sólidos.

pH

Instrumentos

Se usan dos métodos para medir el pH del lodo de perforación base agua dulce: un método colorimétrico modificado, usando tiras de prueba con refuerzo de plástico (palillos); y el método potenciométrico, usando el medidor electrónico de pH con electrodo de vidrio, el cual es el método más recomendado

Descripción de medidor de pH

Para medir el pH del fluido de perforación, se recomienda el método que emplea el medidor electrónico de pH con electrodo de vidrio similar al Orion modelo N° 201. Este medidor es preciso y proporciona valores de pH confiables, visto que está esencialmente libre de interferencias. Las medidas se pueden tomar rápida y fácilmente, ajustando automáticamente la pendiente y la compensación termostática.



Figura A.6 Medidor electrónico de pH

Procedimiento

1. Obtener la muestra de fluido a probar y dejar que alcance la temperatura de $75 \pm 5^\circ\text{F}$ ($24 \pm 3^\circ\text{C}$).

2. Dejar que las soluciones amortiguadoras alcancen la misma temperatura que el fluido a probar. Para obtener una medida precisa del pH del fluido de la prueba, la solución amortiguadora y el electrodo de referencia deben estar a la misma temperatura. El pH de la solución amortiguadora indicado en la etiqueta del recipiente sólo es para 75°F (24°C). Para calibrar a otra temperatura, se debe usar el pH efectivo de la solución amortiguadora a esa temperatura.

3. Limpiar los electrodos – lavarlos con agua destilada y secar.

4. Colocar la sonda dentro de la solución amortiguadora de pH 7,0.

5. Activar el medidor, esperar 60 segundos para que la indicación se estabilice. Si la indicación del medidor no se estabiliza, consultar los procedimientos de limpieza.

6. Medir la temperatura de la solución amortiguadora de pH 7,0.

7. Fijar esta temperatura sobre el botón de “temperatura”.

8. Fijar la indicación del medidor a “7,0” usando el botón de “calibración”.

9. Enjuagar y secar la sonda.

10. Repetir las Etapas 6 a 9 usando una solución amortiguadora de pH 4,0 ó 10,0. Usar la solución de pH 4,0 para la muestra de bajo pH, o la solución de pH 10,0 para la muestra alcalina. Ajustar el medidor a “4,0” o “10,0” respectivamente, usando el botón de “temperatura”.

11. Controlar de nuevo el medidor con la solución amortiguadora de pH 7,0. Si la indicación ha cambiado, fijarla de nuevo a “7,0” con el botón de “calibración”. Repetir las Etapas 6 a 11. Si el medidor no se calibra correctamente, reacondicionar o reemplazar los electrodos de la manera indicada en los procedimientos de limpieza.

12. Si el medidor calibra correctamente, enjuagar y secar los electrodos. Colocar la muestra a probar. Esperar unos 60 segundos para que la indicación se estabilice.

13. Registrar el pH medido, junto con la temperatura de la muestra probada. Indicar si se probó el lodo o el filtrado.

14. Limpiar minuciosamente los electrodos, preparándolos para el próximo uso.

Alcalinidad (Pf, Mf y Pm)

Equipo



Figura A.7 Equipo de titulación

Los siguientes materiales son necesarios para determinar la alcalinidad de los fluidos de perforación:

1. Solución ácida normalizada, 0,02 N (N/50); ácido sulfúrico o nítrico
2. Solución indicadora de fenolftaleína.
3. Solución indicadora de anaranjado de metilo.
4. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente blanco.
5. Pipetas graduadas: una de 1 ml y otra de 10 ml.
6. Varilla de agitación.

7. Una jeringa de 1 ml.

8. Medidor de pH con electrodo de vidrio (sugerido).

Procedimiento para la alcalinidad del filtrado (Pf y Mf)

1. Medir 1 ml de filtrado dentro del recipiente de valoración y añadir 5 ml de agua desionizada.

2. Añadir 2 o más gotas de indicador de fenolftaleína, la solución se vuelve rosada.

3. Añadir ácido 0,02 N gota a gota de la pipeta, agitando hasta que el color rosado desaparezca. Si la muestra está tan coloreada que no se puede observar el cambio de color del indicador, el punto final será tomado cuando el pH cae a 8,3, según sea medido por el medidor de pH con electrodo de vidrio. (La muestra puede ser diluida con agua destilada.)

4. Indicar la alcalinidad de fenolftaleína del filtrado, Pf, como número de ml de ácido 0,02 N requeridos por ml de filtrado para lograr el punto final.

5. Añadir 3 a 4 gotas de indicador de anaranjado de metilo a la misma muestra que fue utilizada para medir Pf; un color naranja aparecerá.

6. Valorar con ácido 0,02 N hasta que el color se vuelva rosado nuevamente. Esto ocurrirá al pH 4,3.

7. Mf se indica como el volumen total (ml) de ácido utilizado para Pf más esta última valoración.

Procedimiento para la alcalinidad del lodo (Pm)

1. Medir 1 ml de lodo dentro del recipiente de valoración utilizando la jeringa.
2. Diluir la muestra de lodo con 25 ml de agua destilada.
3. Añadir 5 gotas de indicador de fenolftaleína, y durante la agitación, añadir ácido 0,02 N o ácido 0,1 N hasta que el color rosa desaparezca. Si la muestra está tan coloreada que no se puede observar el cambio de color del indicador, el punto final será tomado cuando el pH cae a 8,3, según sea medido con electrodo de vidrio.
4. Indicar la alcalinidad de fenolftaleína del lodo, Pm, como número de ml de ácido 0,02 N (N/50) requeridos por ml de lodo.

Contenido de cloruro

Equipo

Los siguientes materiales son necesarios para determinar la concentración iónica de cloruro en el filtrado de lodo.

1. Solución de nitrato de plata, 0,0282N o 0,282N (fuerte) AgNO_3 , almacenada en un cilindro opaco o de color ámbar.
2. Solución indicadora de cromato de potasio.
3. Solución de ácido sulfúrico o nítrico 0,02 N.
4. Agua destilada.

5. Dos pipetas graduadas: una de 1 ml y otra de 10 ml.
6. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente blanco.
7. Varilla de agitación.

Procedimiento

1. Medir 1 o 2 ml de filtrado dentro de un recipiente de valoración.
2. Añadir la cantidad de ácido requerida para la valoración de Pf .
3. Añadir 25 ml de agua destilada y 10 gotas de la solución de cromato de potasio. Agitar continuamente y valorar con la solución normal de nitrato de plata, gota a gota de la pipeta, hasta que el color pase de amarillo a rojo anaranjado y permanezca en este color durante 30 segundos.
4. Registrar el número de ml de nitrato de plata requeridos para lograr el punto final. (Si se utiliza más de 10 ml de solución de nitrato de plata 0,282N, considerar repetir la prueba con una muestra más pequeña de filtrado medida con precisión, o diluir usando el factor de dilución).

Dureza

Equipo

1. Solución de ácido etilendiaminotetraacético (EDTA) (Versenato Estándar) 0,01 M (1 ml= 400 mg Ca²⁺ o 1.000 mg CaCO₃).
2. Solución amortiguadora fuerte (hidróxido amónico/cloruro amónico).
3. Solución de Indicador Negro de Ericromato.
4. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente blanco.
5. Tres pipetas graduadas: una de 1 ml, una de 5 ml y una de 10 ml.
6. Cilindro graduado, 50 ml.
7. Agua destilada.
8. Varilla de agitación.

Procedimiento

1. Añadir aproximadamente 20 ml de agua destilada al recipiente de valoración.
2. Añadir 1 ml del agua o filtrado a probar.
3. Añadir 1 ml de solución amortiguadora fuerte (base de NH₄OH).

4. Añadir unas 6 gotas de Negro de Ericromato y mezclar con una varilla de agitación. Un color rojo tinto aparecerá si la muestra contiene calcio y/o magnesio.

5. Usando una pipeta, valorar con la Solución de Versenato Estándar, agitando continuamente hasta que la muestra se vuelva azul por primera vez, sin que quede ningún rastro de rojo. Registrar el número de ml de solución de Versenato Estándar utilizados.





APÉNDICE “C”
RESULTADOS GENERALES DE LAS PRUEBAS DE
LABORATORIO



APÉNDICE “D”
RESULTADOS GENERALES DEL ANÁLISIS ESTADÍSTICO

Análisis de Varianza de dos factores (Temperatura y Concentración de glicol)

Tabla D.1 Análisis de Varianza aplicado a la densidad de las muestras de fluido

Análisis de varianza de dos factores con varias muestras por grupo						
RESUMEN	0%	5%	7%	10%	15%	Total
<i>T amb</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	30,2	30,4	30,4	30,4	30,1	151,5
Promedio	10,0666667	10,1333333	10,1333333	10,1333333	10,0333333	10,1
Varianza	0,0033333	0,0033333	0,0033333	0,0033333	0,0033333	0,0042857
<i>200°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	28,8	28,7	27,8	27,4	27,9	140,6
Promedio	9,6	9,5666667	9,2666667	9,1333333	9,3	9,3733333
Varianza	0,01	0,0033333	0,0033333	0,0033333	0,01	0,0392381
<i>250°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	28,2	28,5	28,1	28,7	28,8	142,3
Promedio	9,4	9,5	9,3666667	9,5666667	9,6	9,4866667
Varianza	0,01	0,01	0,0033333	0,0033333	0,01	0,0140952
<i>300°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	28,4	27,4	27,6	29	27,5	139,9
Promedio	9,4666667	9,1333333	9,2	9,6666667	9,1666667	9,3266667
Varianza	0,0033333	0,0033333	0,01	0,0033333	0,0033333	0,0492381
<i>Total</i>						
Cuenta	12	12	12	12	12	
Suma	115,6	115	113,9	115,5	114,3	
Promedio	9,6333333	9,5833333	9,4916667	9,625	9,525	
Varianza	0,0787878	0,1433333	0,1571969	0,1402272	0,1256818	
ANÁLISIS DE VARIANZA						
<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Muestra	5,7858333	3	1,9286111	361,614583	5,28268E-29	2,8387454
Columnas	0,1843333	4	0,0460833	8,640625	4,00306E-05	2,6059749
Interacción	1,0983333	12	0,0915277	17,1614583	3,84527E-12	2,0034594
Dentro del grupo	0,2133333	40	0,0053333			
Total	7,2818333	59				

Tabla D.2 Análisis de Varianza aplicado a la viscosidad plástica de las muestras de fluido

Análisis de varianza de dos factores con varias muestras por grupo						
RESUMEN	0	5%	7%	10%	15%	Total
<i>T amb</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	12	12	12	12	12	60
Promedio	4	4	4	4	4	4
Varianza	1	1	1	1	1	0,71428571
<i>200°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	7	7	6	12	9	41
Promedio	2,33333333	2,33333333	2	4	3	2,73333333
Varianza	0,33333333	0,33333333	1	1	1	1,06666667
<i>250°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	6	6	9	9	12	42
Promedio	2	2	3	3	4	2,8
Varianza	1	1	1	1	1	1,31428571
<i>300°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	13	12	12	12	21	70
Promedio	4,33333333	4	4	4	7	4,66666667
Varianza	0,33333333	1	1	1	1	2,0952381
<i>Total</i>						
Cuenta	12	12	12	12	12	
Suma	38	37	39	45	54	
Promedio	3,16666667	3,08333333	3,25	3,75	4,5	
Varianza	1,60606061	1,53787879	1,47727273	0,93181818	3,18181818	
ANÁLISIS DE VARIANZA						
Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Muestra	40,1833333	3	13,3944444	14,882716	1,17467E-06	2,83874541
Columnas	16,7666667	4	4,19166667	4,65740741	0,003511081	2,60597495
Interacción	19,9	12	1,65833333	1,84259259	0,073708578	2,0034594
Dentro del grupo	36	40	0,9			
Total	112,85	59				

Tabla D.3 Análisis de Varianza aplicado al punto cedente de las muestras de fluido

Análisis de varianza de dos factores con varias muestras por grupo						
RESUMEN	0%	5%	7%	10%	15%	Total
<i>T amb</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	0	0	0	0	0	0
Promedio	0	0	0	0	0	0
Varianza	1	1	1	1	1	0,71428571
<i>200°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	6	5	6	0	13	30
Promedio	2	1,66666667	2	0	4,33333333	2
Varianza	1	0,33333333	1	1	0,33333333	2,57142857
<i>250°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	3	6	3	3	0	15
Promedio	1	2	1	1	0	1
Varianza	1	1	1	1	1	1,14285714
<i>300°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	5	9	9	6	9	38
Promedio	1,66666667	3	3	2	3	2,53333333
Varianza	0,33333333	1	1	1	1	0,98095238
<i>Total</i>						
Cuenta	12	12	12	12	12	
Suma	14	20	18	9	22	
Promedio	1,16666667	1,66666667	1,5	0,75	1,83333333	
Varianza	1,24242424	1,87878788	2,09090909	1,47727273	4,51515151	
ANÁLISIS DE VARIANZA						
Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Muestra	56,45	3	18,8166667	20,9074074	2,61954E-08	2,83874541
Columnas	8,93333333	4	2,23333333	2,48148148	0,05909904	2,60597495
Interacción	30,8	12	2,56666667	2,85185185	0,006371165	2,0034594
Dentro del grupo	36	40	0,9			
Total	132,183333	59				

Tabla D.4 Análisis de Varianza aplicado a la viscosidad aparente de las muestras de fluido

Análisis de varianza de dos factores con varias muestras por grupo						
RESUMEN	0%	5%	7%	10%	15%	Total
<i>T amb</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	12	12	12	12	12	60
Promedio	4	4	4	4	4	4
Varianza	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,17857143
<i>200°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	10	9,5	9	12	15,5	56
Promedio	3,33333333	3,16666667	3	4	5,16666667	3,73333333
Varianza	0,33333333	0,08333333	0,25	0,25	0,08333333	0,81666667
<i>250°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	7,5	9	10,5	10,5	12	49,5
Promedio	2,5	3	3,5	3,5	4	3,3
Varianza	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,45714286
<i>300°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	15,5	16,5	16,5	15	25,5	89
Promedio	5,16666667	5,5	5,5	5	8,5	5,93333333
Varianza	0,08333333	0,25	0,25	0,25	0,25	1,95952381
<i>Total</i>						
Cuenta	12	12	12	12	12	
Suma	45	47	48	49,5	65	
Promedio	3,75	3,91666667	4	4,125	5,41666667	
Varianza	1,20454545	1,21969697	1,13636364	0,50568182	3,85606060	
ANÁLISIS DE VARIANZA						
Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Muestra	60,9791667	3	20,3263889	88,6969697	1,01463E-17	2,83874541
Columnas	21,6	4	5,4	23,5636364	4,56985E-10	2,60597495
Interacción	17	12	1,41666667	6,18181818	5,44164E-06	2,0034594
Dentro del grupo	9,16666667	40	0,22916667			
Total	108,745833	59				

Tabla D.5 Análisis de Varianza aplicado al esfuerzo de gel de las muestras de fluido

Análisis de varianza de dos factores con varias muestras por grupo						
RESUMEN	0%	5%	7%	10%	15%	Total
<i>T amb</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	6	6	6	6	6	30
Promedio	2	2	2	2	2	2
Varianza	1	1	1	1	1	0,71428571
<i>200°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	6	6	6	6	6	30
Promedio	2	2	2	2	2	2
Varianza	1	1	1	1	1	0,71428571
<i>250°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	6	6	6	6	6	30
Promedio	2	2	2	2	2	2
Varianza	1	1	1	1	1	0,71428571
<i>300°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	6	6	6	6	6	30
Promedio	2	2	2	2	2	2
Varianza	1	1	1	1	1	0,71428571
<i>Total</i>						
Cuenta	12	12	12	12	12	
Suma	24	24	24	24	24	
Promedio	2	2	2	2	2	
Varianza	0,72727273	0,72727273	0,72727273	0,72727273	0,72727273	
ANÁLISIS DE VARIANZA						
Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Muestra	0	3	0	0	1	2,83874541
Columnas	0	4	0	0	1	2,60597495
Interacción	0	12	0	0	1	2,0034594
Dentro del grupo	40	40	1			
Total	40	59				

Tabla D.6 Análisis de Varianza aplicado al porcentaje de líquido de las muestras de fluido

Análisis de varianza de dos factores con varias muestras por grupo						
RESUMEN	0%	5%	7%	10%	15%	Total
<i>T amb</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	278	240	240	277	294	1329
Promedio	92,6666667	80	80	92,3333333	98	88,6
Varianza	0,33333333	1	1	0,33333333	1	57,6857143
<i>200°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	295	277	277	281	276	1406
Promedio	98,3333333	92,3333333	92,3333333	93,6666667	92	93,7333333
Varianza	0,33333333	0,33333333	0,33333333	0,33333333	1	6,35238095
<i>250°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	293	294	266	277	270	1400
Promedio	97,6666667	98	88,6666667	92,3333333	90	93,3333333
Varianza	0,33333333	1	0,33333333	0,33333333	1	16,3809524
<i>300°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	267	267	294	271	238	1337
Promedio	89	89	98	90,3333333	79,3333333	89,1333333
Varianza	1	1	1	0,33333333	0,33333333	38,2666667
<i>Total</i>						
Cuenta	12	12	12	12	12	
Suma	1133	1078	1077	1106	1078	
Promedio	94,4166667	89,8333333	89,75	92,1666667	89,8333333	
Varianza	16,2651515	47,0606061	47,1136364	1,78787879	50,15151515	
ANÁLISIS DE VARIANZA						
<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Muestra	330	3	110	173,684211	5,71266E-23	2,83874541
Columnas	205,433333	4	51,3583333	81,0921053	1,21519E-18	2,60597495
Interacción	1430,83333	12	119,236111	188,267544	3,15274E-31	2,0034594
Dentro del grupo	25,3333333	40	0,63333333			
Total	1991,6	59				

Tabla D.7 Análisis de Varianza aplicado a la cantidad de filtrado de las muestras de fluido

Análisis de varianza de dos factores con varias muestras por grupo						
RESUMEN	0%	5%	7%	10%	15%	Total
<i>T amb</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	68	65	67	67	66	333
Promedio	22,6666667	21,6666667	22,3333333	22,3333333	22	22,2
Varianza	0,33333333	0,33333333	0,33333333	0,33333333	1	0,45714286
<i>200°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	87	57	57	57	67	325
Promedio	29	19	19	19	22,33333333	21,6666667
Varianza	1	1	1	1	0,333333333	16,8095238
<i>250°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	77	68	63	57	61	326
Promedio	25,6666667	22,6666667	21	19	20,33333333	21,7333333
Varianza	0,33333333	0,33333333	1	1	0,333333333	6,06666667
<i>300°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	106	95	57	78	57	393
Promedio	35,3333333	31,6666667	19	26	19	26,2
Varianza	0,33333333	0,33333333	1	1	1	47,0285714
<i>Total</i>						
Cuenta	12	12	12	12	12	
Suma	338	285	244	259	251	
Promedio	28,1666667	23,75	20,3333333	21,5833333	20,9166667	
Varianza	24,5151515	25,1136364	2,78787879	9,71969697	2,446969697	
ANÁLISIS DE VARIANZA						
Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Muestra	213,783333	3	71,2611111	106,891667	3,85139E-19	2,83874541
Columnas	488,433333	4	122,108333	183,1625	3,81772E-25	2,60597495
Interacción	469,966667	12	39,1638889	58,7458333	1,62196E-21	2,0034594
Dentro del grupo	26,6666667	40	0,66666667			
Total	1198,85	59				

Tabla D.8 Análisis de Varianza aplicado al espesor de revoque de las muestras de fluido

Análisis de varianza de dos factores con varias muestras por grupo						
RESUMEN	0%	5%	7%	10%	15%	Total
<i>T amb</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	18	18	20,5	18	19,5	94
Promedio	6	6	6,83333333	6	6,5	6,26666667
Varianza	0,25	0,25	0,08333333	0,25	0,25	0,28095238
<i>200°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	13,5	15	15	9	16,5	69
Promedio	4,5	5	5	3	5,5	4,6
Varianza	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,97142857
<i>250°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	14,5	15	16,5	15	15	76
Promedio	4,83333333	5	5,5	5	5	5,06666667
Varianza	0,08333333	0,25	0,25	0,25	0,25	0,20952381
<i>300°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	21	18	18	15	10,5	82,5
Promedio	7	6	6	5	3,5	5,5
Varianza	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	1,67857143
<i>Total</i>						
Cuenta	12	12	12	12	12	
Suma	67	66	70	57	61,5	
Promedio	5,58333333	5,5	5,83333333	4,75	5,125	
Varianza	1,21969697	0,45454545	0,65151515	1,47727273	1,460227273	
ANÁLISIS DE VARIANZA						
<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Muestra	22,5791667	3	7,52638889	32,2559524	9,1535E-11	2,83874541
Columnas	8,65	4	2,1625	9,26785714	2,13529E-05	2,60597495
Interacción	25,9833333	12	2,16527778	9,2797619	3,4517E-08	2,0034594
Dentro del grupo	9,33333333	40	0,23333333			
Total	66,5458333	59				

Tabla D.9 Análisis de Varianza aplicado al pH de las muestras de fluido

Análisis de varianza de dos factores con varias muestras por grupo						
RESUMEN	0%	5%	7%	10%	15%	Total
<i>T amb</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	157,5
Promedio	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
Varianza	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00714286
<i>200°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	26,6	24,6	24,4	25,2	22,8	123,6
Promedio	8,86666667	8,2	8,13333333	8,4	7,6	8,24
Varianza	0,00333333	0,01	0,00333333	0,01	0,01	0,18542857
<i>250°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	26,1	25,7	25,6	101,1	28,1	206,6
Promedio	8,7	8,56666667	8,53333333	33,7	9,36666667	13,77333333
Varianza	0,01	0,00333333	0,00333333	1897,57	0,00333333	377,540667
<i>300°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	25,7	25,1	25,1	24,6	26	126,5
Promedio	8,56666667	8,36666667	8,36666667	8,2	8,66666667	8,43333333
Varianza	0,00333333	0,00333333	0,00333333	0,01	0,00333333	0,03238095
<i>Total</i>						
Cuenta	12	12	12	12	12	
Suma	109,9	106,9	106,6	182,4	108,4	
Promedio	9,15833333	8,90833333	8,88333333	15,2	9,03333333	
Varianza	0,67174242	0,9444697	0,97606061	470,358182	1,218787879	
ANÁLISIS DE VARIANZA						
<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Muestra	297,240667	3	99,0802222	1,04421376	0,383510523	2,83874541
Columnas	370,097667	4	92,5244167	0,97512164	0,431900719	2,60597495
Interacción	1123,221	12	93,60175	0,98647573	0,477981698	2,0034594
Dentro del grupo	3795,4	40	94,885			
Total	5585,95933	59				

Tabla D.10 Análisis de Varianza aplicado al Pm de las muestras de fluido

Análisis de varianza de dos factores con varias muestras por grupo						
RESUMEN	0%	5%	7%	10%	15%	Total
<i>T amb</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	0,6	1,5	1,5	1,5	1,2	6,3
Promedio	0,2	0,5	0,5	0,5	0,4	0,42
Varianza	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02171429
<i>200°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	1,1	0	0	0,4	0	1,5
Promedio	0,36666667	0	0	0,13333333	0	0,1
Varianza	0,00333333	0,01	0,01	0,00333333	0,01	0,02714286
<i>250°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	1,2	0,9	0,9	0,9	1,1	5
Promedio	0,4	0,3	0,3	0,3	0,36666667	0,33333333
Varianza	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00333333	0,00809524
<i>300°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	0,6	0,6	0,6	0	1,2	3
Promedio	0,2	0,2	0,2	0	0,4	0,2
Varianza	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02428571
<i>Total</i>						
Cuenta	12	12	12	12	12	
Suma	3,5	3	3	2,8	3,5	
Promedio	0,29166667	0,25	0,25	0,23333333	0,29166667	
Varianza	0,01537879	0,04272727	0,04272727	0,04424242	0,03719697	
ANÁLISIS DE VARIANZA						
<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Muestra	0,902	3	0,30066667	33,4074074	5,58454E-11	2,83874541
Columnas	0,03433333	4	0,00858333	0,9537037	0,443345619	2,60597495
Interacción	0,743	12	0,06191667	6,87962963	1,56156E-06	2,0034594
Dentro del grupo	0,36	40	0,009			
Total	2,03933333	59				

Tabla D.11 Análisis de Varianza aplicado al Pf de las muestras de fluido

Análisis de varianza de dos factores con varias muestras por grupo						
RESUMEN	0%	5%	7%	10%	15%	Total
<i>T amb</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,5
Promedio	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Varianza	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00714286
<i>200°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	0,6	0	0	0,6	0	1,2
Promedio	0,2	0	0	0,2	0	0,08
Varianza	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01742857
<i>250°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	0,9	0,6	0,6	0,6	0,6	3,3
Promedio	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,22
Varianza	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00885714
<i>300°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	0,3	0,3	0,3	0	0,3	1,2
Promedio	0,1	0,1	0,1	0	0,1	0,08
Varianza	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00885714
<i>Total</i>						
Cuenta	12	12	12	12	12	
Suma	2,1	1,2	1,2	1,5	1,2	
Promedio	0,175	0,1	0,1	0,125	0,1	
Varianza	0,01477273	0,01272727	0,01272727	0,01477273	0,012727273	
ANÁLISIS DE VARIANZA						
<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Muestra	0,204	3	0,068	6,8	0,000821831	2,83874541
Columnas	0,051	4	0,01275	1,275	0,295872855	2,60597495
Interacción	0,141	12	0,01175	1,175	0,333035808	2,0034594
Dentro del grupo	0,4	40	0,01			
Total	0,796	59				

Tabla D.12 Análisis de Varianza aplicado al Mf de las muestras de fluido

Análisis de varianza de dos factores con varias muestras por grupo						
RESUMEN	0%	5%	7%	10%	15%	Total
<i>T amb</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	0,7	1,8	1,8	1,8	2,1	8,2
Promedio	0,23333333	0,6	0,6	0,6	0,7	0,54666667
Varianza	0,00333333	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03409524
<i>200°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	0,9	0,3	0,3	0,9	0,3	2,7
Promedio	0,3	0,1	0,1	0,3	0,1	0,18
Varianza	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01742857
<i>250°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	1,2	1,1	0,9	0,9	1,2	5,3
Promedio	0,4	0,36666667	0,3	0,3	0,4	0,35333333
Varianza	0,01	0,00333333	0,01	0,01	0,01	0,00838095
<i>300°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	1,1	0,8	0,8	0,6	1,1	4,4
Promedio	0,36666667	0,26666667	0,26666667	0,2	0,36666667	0,29333333
Varianza	0,00333333	0,00333333	0,00333333	0,01	0,00333333	0,00780952
<i>Total</i>						
Cuenta	12	12	12	12	12	
Suma	3,9	4	3,8	4,2	4,7	
Promedio	0,325	0,33333333	0,31666667	0,35	0,39166667	
Varianza	0,00931818	0,04060606	0,04151515	0,03181818	0,05537878	
ANÁLISIS DE VARIANZA						
<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Muestra	1,05933333	3	0,35311111	44,1388889	9,25482E-13	2,83874541
Columnas	0,04233333	4	0,01058333	1,32291667	0,278068498	2,60597495
Interacción	0,58566667	12	0,04880556	6,10069444	6,32121E-06	2,0034594
Dentro del grupo	0,32	40	0,008			
Total	2,00733333	59				

Tabla D.13 Análisis de Varianza aplicado a la cantidad de cloruro presente en las muestras de fluido

Análisis de varianza de dos factores con varias muestras por grupo						
RESUMEN	0%	5%	7%	10%	15%	Total
<i>T amb</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	600	600	600	600	600	3000
Promedio	200	200	200	200	200	200
Varianza	10000	10000	10000	10000	10000	7142,85714
<i>200°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	600	600	600	600	600	3000
Promedio	200	200	200	200	200	200
Varianza	10000	10000	10000	10000	10000	7142,85714
<i>250°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	300	600	600	600	600	2700
Promedio	100	200	200	200	200	180
Varianza	10000	10000	10000	10000	10000	8857,14286
<i>300°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	300	600	600	300	600	2400
Promedio	100	200	200	100	200	160
Varianza	10000	10000	10000	10000	10000	9714,28571
<i>Total</i>						
Cuenta	12	12	12	12	12	
Suma	1800	2400	2400	2100	2400	
Promedio	150	200	200	175	200	
Varianza	10000	7272,72727	7272,72727	9318,18182	7272,727273	
ANÁLISIS DE VARIANZA						
<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Muestra	16500	3	5500	0,55	0,651072146	2,83874541
Columnas	24000	4	6000	0,6	0,66479121	2,60597495
Interacción	36000	12	3000	0,3	0,985772275	2,0034594
Dentro del grupo	400000	40	10000			
Total	476500	59				

Tabla D.14 Análisis de Varianza aplicado a la dureza de las muestras de fluido

Análisis de varianza de dos factores con varias muestras por grupo						
RESUMEN	0%	5%	7%	10%	15%	Total
<i>T amb</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	600	600	600	600	600	3000
Promedio	200	200	200	200	200	200
Varianza	1600	1600	1600	1600	1600	1142,85714
<i>200°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	360	360	360	360	360	1800
Promedio	120	120	120	120	120	120
Varianza	1600	1600	1600	1600	1600	1142,85714
<i>250°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	360	360	360	360	360	1800
Promedio	120	120	120	120	120	120
Varianza	1600	1600	1600	1600	1600	1142,85714
<i>300°F</i>						
Cuenta	3	3	3	3	3	15
Suma	360	360	360	360	360	1800
Promedio	120	120	120	120	120	120
Varianza	1600	1600	1600	1600	1600	1142,85714
<i>Total</i>						
Cuenta	12	12	12	12	12	12
Suma	1680	1680	1680	1680	1680	1680
Promedio	140	140	140	140	140	140
Varianza	2472,72727	2472,72727	2472,72727	2472,72727	2472,72727	2472,72727
ANÁLISIS DE VARIANZA						
<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Muestra	72000	3	24000	15	1,08298E-06	2,83874541
Columnas	0	4	0	0	1	2,60597495
Interacción	0	12	0	0	1	2,0034594
Dentro del grupo	64000	40	1600			
Total	136000	59				

HOJAS DE METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	FORMULACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN A BASE AGUA Y GLICOL RESISTENTE A RANGOS ELEVADOS DE TEMPERATURA
Subtítulo	

Autor(es):

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
ABREU TORRES, LUISCÉLIX	CVLAC	19.746.041
DEL VALLE	e-mail	Luiscelixabreu@gmail.com

Palabras o frases claves:

Aditivo
Fluido de perforación
Glicol
Lignosulfonato
Temperatura

El representante de la comisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras claves.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGÍA APLICADAS	CIENCIAS PETRÓLEO

Resumen (Abstract):

Se formularon diferentes muestras de un sistema de fluido de perforación lignosulfonato convencional, con diferentes concentraciones de Monoetilenglicol en su fase continua, seleccionando las que contenían 5%, 7%, 10% y 15% de glicol por ser las que mantenían sus propiedades con menor variación en relación a la muestra de referencia con 0% de glicol. A dichas muestras se aplicaron diversas pruebas de laboratorio, cumpliendo con lo establecido en la norma del Instituto Americano del Petróleo API 13-B1 y después de ser sometidas a períodos de envejecimiento de 18 horas a 200°F, 250°F y 300°F de temperatura, se les determinó la densidad, viscosidad plástica, punto cedente, viscosidad aparente, esfuerzo de gel a 10 seg y a 10 min, contenido de sólidos y líquidos, cantidad de filtrado, espesor de revoque, pH, alcalinidad, cantidad de cloruros y dureza; con el objeto principal de establecer el efecto de la temperatura sobre las propiedades físicas y químicas de las muestras de fluido seleccionadas. Posteriormente se realizó un análisis estadístico de varianza que reflejó que la mayoría de las muestras presentó evaporación del fluido y parte los sólidos se solubilizó en la fase continua debido a las altas temperaturas, generando disminución de la densidad, sin embargo la muestra con 10% de glicol en su fase continua fue capaz de resistir el ciclo de envejecimiento a 300°F de temperatura, además de observarse una disminución del filtrado y espesor de revoque y un comportamiento de las propiedades reológicas similar al de la muestras antes de ser sometidas a períodos de envejecimientos a elevadas temperaturas.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
MARÍN, TOMÁS	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	11.538.773
	e-mail	tdmarin@gmail.com
	e-mail	
OTAHOLA, JESÚS	ROL	CA <input checked="" type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	14.940.176
	e-mail	jotahola@udo.edu.ve
	e-mail	
DE LA CRUZ, CARLOS	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	12.664.336
	e-mail	cjdlco@hotmail.com
	e-mail	
GARCÍA, MARÍA	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	15.510.689
	e-mail	
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
18	06	2012

Lenguaje: spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
TESIS_LUISCELIXABREU	

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Área de Estudio:

Tecnología y Ciencias Aplicadas

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CU Nº 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC Nº 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR *[Firma]*
FECHA 5/8/09 HORA 5:20

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

[Firma]
JUAN A. BOLANOS CUNPELE
Secretario



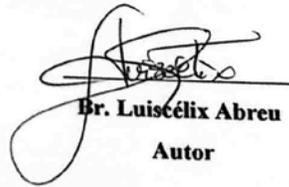
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

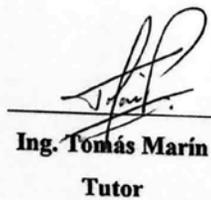
Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.



Br. Luisélix Abreu
Autor



Ing. Tomás Marín
Tutor